

**OFICINA DE ESTUDIOS ECONÓMICOS**

**GERENCIA ADJUNTA DE REGULACIÓN TARIFARIA**

**DOCUMENTO DE TRABAJO N° 32**

**Mercados de Capacidad y Confiabilidad en el  
Sector Eléctrico: Aspectos Conceptuales y  
Experiencias Internacionales**

Lima, diciembre de 2014



**Osinergmin**

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

**Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería del Perú**  
**Oficina de Estudios Económicos**  
**Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria**

***Mercados de Capacidad y Confiabilidad en el Sector Eléctrico: Aspectos Conceptuales y Experiencias Internacionales***

Los documentos de trabajo de Osinergmin buscan contribuir a la discusión de diferentes aspectos de la problemática del sector energético y minero desde un punto de vista académico. Osinergmin no se identifica, necesariamente, ni se hace responsable de las opiniones vertidas en el presente documento. Las ideas expuestas en los documentos de trabajo pertenecen a sus autores y no implican necesariamente una posición institucional de Osinergmin. La información contenida en el presente documento se considera proveniente de fuentes confiables, pero Osinergmin no garantiza su completitud ni su exactitud. Las opiniones y estimaciones representan el juicio de los autores dada la información disponible y están sujetos a modificación sin previo aviso.

Documento de Trabajo N° 32, Oficina de Estudios Económicos – Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria

**Está permitida la reproducción total o parcial de este documento por cualquier medio, siempre y cuando se cite la fuente y los autores.**

Responsables del Proyecto (META 05): Víctor Ormeño Salcedo y Arturo Vásquez Cordano  
Equipo de Trabajo, Oficina de Estudios Económicos: Arturo Vásquez Cordano y Carlo Vilches Cevallos.

Equipo de Trabajo, Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria: Jaime Mendoza Gacón, Manuel Uribe González, Emily Solís Nuñez

Colaboradores: Humberto Ortiz Ruíz, Raúl García Carpio.

Asistentes: José Aurazo Iglesias, Alexander Carrillo Chávez.

Citar el documento como: *Mercados de Capacidad y Confiabilidad en el Sector Eléctrico: Aspectos Conceptuales y Experiencias Internacionales*. Documento de Trabajo N° 32, Oficina de Estudios Económicos, Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria – Osinergmin, Perú, 2014.

Primera versión: Diciembre 2014

Se solicita indicar en lugar visible la autoría y la fuente de la información.

Para comentarios o sugerencias dirigirse a:

*Osinergmin*

*Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar*

*Lima, Perú*

*Tel. (511) 219-3400, anexo 1057, Fax (511) 219-3413*

ISSN 2307 – 4272 (En línea)

Portal Corporativo

<http://www.osinergmin.gob.pe/>

Correo electrónico: [avasquez@osinergmin.gob.pe](mailto:avasquez@osinergmin.gob.pe), [cvilches@osinergmin.gob.pe](mailto:cvilches@osinergmin.gob.pe)

**Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería**  
**Oficina de Estudios Económicos – OEE**  
**Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria - GART**  
**Documento de Trabajo N° 32**

## **Mercados de Capacidad y Confiabilidad en el Sector Eléctrico**

### **Resumen**

En el presente Documento de Trabajo se desarrollan los principales elementos a considerar en el diseño de los Mercados de Capacidad y Confiabilidad para el suministro de electricidad. Se parte de una revisión teórica de los aspectos de la confiabilidad y cómo este objetivo ha tratado de lograrse mediante diferentes mecanismos. En un primer momento, se discute la problemática de los mercados de solo energía, para revisar luego las ventajas y dificultades de los diferentes mecanismos establecidos en el pasado para solucionar el problema de confiabilidad, en particular de la “adecuación” de la oferta de generación (pagos por capacidad, y reservas estratégicas). La descripción de cada uno de estos esquemas irá acompañada de la revisión de los mecanismos adoptados en nuestro país, y experiencias internacionales (Reino Unido, España, Francia y Suecia). El Documento otorga especial interés a los denominados “mercados de capacidad”, los cuales son mecanismos de mercado de reciente implementación en algunos sistemas eléctricos del mundo (Francia, PJM, ISO-NE, Colombia). En estos últimos, el precio de la capacidad se determina por la interacción entre la oferta y la demanda de capacidad, creándose así un mercado específico de este producto. Los mercados de capacidad pueden ser implementados de manera descentralizada (obligaciones de capacidad), o realizarse de forma centralizada (a través de subastas encargadas al operador del sistema). Finalmente, tomando en cuenta la experiencia de los mercados de capacidad analizados, se presenta una serie de recomendaciones a considerar para la implementación de este tipo de mercado en el Perú.

Clasificación JEL: L51, L94, Q48

Palabras clave: Electricidad, Política Energética, Confiabilidad

## TABLA DE CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN.....	6
2.	LA CONFIABILIDAD EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS .....	7
3.	PROBLEMAS E IMPERFECCIONES DE LOS MERCADOS ELÉCTRICOS .....	9
4.	MECANISMOS DE CAPACIDAD .....	13
4.1.	Cobertura por precios de capacidad .....	16
4.1.1.	Pago por capacidad .....	16
4.2.	Cobertura por volumen de capacidad.....	21
4.2.1.	Reservas estratégicas .....	22
4.2.2.	Mercados de capacidad .....	25
4.2.2.1.	Obligaciones de capacidad.....	26
4.2.2.2.	Subastas de capacidad .....	30
4.2.2.3.	Reliability options: call options .....	45
5.	RECOMENDACIONES PARA EL DISEÑO DE UN MERCADO DE CAPACIDAD EN EL PERÚ SEGÚN LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL.....	51
5.1.	Definición del producto a suministrar.....	52
5.2.	Introducción de mecanismos competitivos .....	53
5.3.	Establecimiento de obligaciones claras para los recursos de generación .....	55
5.4.	Determinación de un esquema de incentivos.....	56
5.5.	Implementación mediante un esquema flexible.....	57
5.6.	Implementación mediante esquema unificado e integrador .....	57
5.7.	Posibilidad de participación de recursos de demanda.....	58
5.8.	Esquema consistente con la red de transmisión.....	58
6.	CONCLUSIONES .....	59
7.	REFERENCIAS.....	61

## TABLA DE BOXES

BOX N° 1: MECANISMO DE CAPACIDAD EN PERÚ .....	18
BOX N° 2: MECANISMO DE CAPACIDAD EN REINO UNIDO (PREVIO A 2001) .....	19
BOX N° 3: MECANISMO DE CAPACIDAD EN ESPAÑA.....	20
BOX N° 4: RESERVAS ESTRATÉGICAS EN PERÚ.....	23
BOX N° 5: RESERVAS ESTRATÉGICAS EN SUECIA .....	24
BOX N° 6: MERCADO DE CAPACIDAD EN FRANCIA .....	29
BOX N° 7: MECANISMO DE CAPACIDAD PJM .....	33
BOX N° 8: MECANISMO DE CAPACIDAD NEW ENGLAND (ISO-NE) .....	40
BOX N° 9: MERCADO DE CONFIABILIDAD EN COLOMBIA.....	48

## 1. Introducción

La provisión del suministro eléctrico permite que las industrias y los habitantes de un país alcancen mejores niveles de bienestar y desarrollo. De esta manera, uno de los aspectos más importantes en el mercado eléctrico es asegurar el nivel de inversión necesario en la actividad de generación eléctrica que permita que el sistema cuente con la confiabilidad necesaria para abastecer la demanda de electricidad en todo momento. En tal sentido, las reformas de liberalización de los mercados eléctricos realizadas en un número importante de países buscaron proveer las señales de precios que permitan incentivar la inversión, en un entorno de competencia, y con ello resolver los problemas de confiabilidad que afectaba el suministro eléctrico.

Sin embargo, en diversos mercados desregulados de Estados Unidos, Europa y América Latina no se observaron los resultados esperados. Los niveles de inversión en generación no se incrementaron considerablemente, la confiabilidad de los sistemas no mejoró y la volatilidad de los precios en el mercado eléctrico se volvió más intensa. En el Perú se observaron serios problemas de generación que motivaron una serie de reformas en el 2006. Sin embargo, a pesar de ello, en los últimos años se han vuelto a registrar una serie de sucesos que afectaron al sistema eléctrico debido a problemas de déficit de generación y que han ido afectando la confiabilidad del sistema.

Según diversos estudios especializados, los problemas de inversión son el reflejo del conjunto de imperfecciones que enfrentan los mercados eléctricos y que no permitiría que los mercados de solo energía alcancen resultados eficientes. Ello motivó que los mercados eléctricos a través del mundo implementaran una serie de mecanismos (pagos por capacidad y reservas estratégicas) que buscaron incentivar la entrada de nueva capacidad y con ello garantizar la provisión del suministro eléctrico de manera confiable.

En los últimos años, algunos sistemas eléctricos han implementado un mecanismo más moderno como los mercados de capacidad (Francia, PJM, ISO-NE, Colombia) para asegurar la confiabilidad de sus mercados eléctricos. Mediante los mismos, a través de la interacción de la oferta y la demanda, se llega a un equilibrio en el precio de la capacidad en determinado mercado,

con distintas intervenciones en el rol administrativo del Estado, especialmente en lo referente al cálculo del nivel óptimo de capacidad requerida. De esta forma, se provee la señal de largo plazo necesaria para incentivar la entrada de nuevos recursos de generación.

Estos mecanismos de mercado se han ido implementando de manera diferenciada. Al respecto, es posible identificar el mercado de capacidad basado en subastas (PJM, New England), el mercado de *reliability options* adoptado en Colombia; y las obligaciones de capacidad descentralizadas que serán recientemente introducidas en Francia. Así, se han adoptado una serie de conceptos e incentivos dentro de dichos esquemas, que permiten corregir los problemas de los mercados de *energy only*.

El presente documento está organizado de la siguiente manera. En la Sección 2 se realiza una breve revisión de los conceptos de confiabilidad y sus principales atributos: seguridad y adecuación. La Sección 3 presenta una discusión sobre las principales imperfecciones que enfrentan los sistemas eléctricos (de solo energía) y que explicarían los problemas de inversión en generación. En la Sección 4 se lleva a cabo una descripción de los principales mecanismos utilizados para remunerar la capacidad en los sistemas eléctricos. En este caso se discuten los mecanismos de capacidad no basados estrictamente en reglas de mercado (pago por capacidad, reservas estratégicas), con aquellos mecanismos que se fundamentan en mecanismos de mercado (obligaciones de capacidad, subastas de capacidad y *reliability options*). Dicha Sección incluye la descripción de algunos países que han optado por dichos esquemas. En la Sección 5 se presenta una serie de elementos a considerar para la implementación de un mercado de capacidad en nuestro país. Finalmente, las conclusiones son expuestas en la Sección 6.

## **2. La Confiabilidad en los Sistemas Eléctricos**

Debido a la imposibilidad de almacenar la electricidad a costos razonables, resulta necesario contar con capacidad de generación para cumplir con los requerimientos de la demanda de suministro eléctrico en tiempo real. Por esta razón, es importante mantener centrales de generación que cuenten con disponibilidad de ofrecer capacidad cuando se requiera sobre todo en los momentos de máxima de demanda (horas pico), o cuando ocurran contingencias que afecten

el suministro de energía eléctrica dentro del sistema eléctrico (cortes, mantenimiento o caídas de energía), refiriéndose esto concretamente al mejoramiento de la confiabilidad del sistema.

En ese sentido, la confiabilidad está relacionada con dos atributos: la seguridad y la adecuación.<sup>1,2</sup> El primero, la seguridad, tiene que ver con la habilidad del sistema eléctrico de responder ante contingencias en el corto plazo como salidas no programadas de plantas, desbalances de oferta y demanda y otras perturbaciones que afecten a la red. Es decir, la seguridad se relaciona con la operación del sistema en el corto plazo, los mecanismos de protección del sistema, los procedimientos de restricciones de seguridad en el despacho; y, a los requerimientos de servicios complementarios (Oren 2005).

Por su parte, la adecuación guarda relación con la habilidad del sistema eléctrico de responder a los requerimientos de energía en todo momento teniendo en cuenta la programación del despacho y un número razonable de salidas de elementos del sistema no programadas (Stoft 2002 y Oren 2005). Es decir, la adecuación es la capacidad del sistema para atender a la demanda considerando las fluctuaciones de la carga, la incertidumbre de la demanda, la restricción de almacenamiento de la electricidad a costos razonables; y, los largos periodos de tiempo requeridos para aumentar la capacidad del sistema (Oren 2005). En ese sentido, tiene que ver con las inversiones requeridas para atender la demanda pico considerando el crecimiento de la demanda, y con la capacidad suficiente de generación a largo plazo (Cepeda et al. 2009).

La seguridad del suministro tiene ciertas características de bien público<sup>3</sup> debido a la imposibilidad de excluir a los consumidores que rechazarían pagar el precio de mercado por tener reservas de punta. Las restricciones tecnológicas no permiten desconectar a los usuarios que no tienen cubierta su demanda con capacidad adecuada, efecto que cobra relevancia por la poca

---

<sup>1</sup> En el entorno regulatorio se suele considerar la expresión de “seguridad de la oferta” que engloba a su vez varios conceptos. Un término más preciso es el de confiabilidad, el cual es definido por la North American Electricity Reliability Council como “...el grado en el que el desempeño de los elementos del sistema eléctrico resulta en un nivel de potencia despachada a los consumidores que posee un estándar aceptable y responde a la cantidad deseada.” (Pérez-Arriaga 2007)

<sup>2</sup> Adicionalmente se pueden distinguir otras dimensiones de la confiabilidad: **la firmeza**, que depende parcialmente de la planificación de la operación de la capacidad instalada (mantenimiento, manejo de los recursos hídricos, etc.); y la **política energética estratégica**, que tiene que ver con la disponibilidad de largo plazo de los recursos energéticos y la infraestructura (Pérez-Arriaga 2007).

<sup>3</sup> Un bien público es aquel que no es exclusivo y no es rival, es decir no es posible que los consumidores sean excluidos de su consumo y, a su vez, su consumo no reduce la cantidad de bien disponible por otros consumidores (Mas-Colell et al. 1995).



respuesta de la demanda ante situaciones de escasez (Stoft 2002). Asimismo, la adecuación sería principalmente un bien privado en la medida que se pudieran crear mecanismos de mercado para su provisión. Esto, si se conociera la disponibilidad a pagar por parte de los usuarios por este servicio (Oren 2005).

En ese sentido, la confiabilidad del sistema se ha medido tradicionalmente en términos de las reservas operativas (seguridad) y planificadas (adecuación).<sup>4</sup> En ambos casos, la remuneración de la reserva debería estar asociada al valor que le dan los usuarios al suministro y a su pérdida (*VOLL*<sup>5</sup>), lo cual indicará su disposición a pagar por mantener capacidad adicional en el sistema ante eventualidades y la requerida para mantener la continuidad del servicio en condiciones normales.

### **3. Problemas e Imperfecciones de los mercados eléctricos**

Como se ha mencionado, tener un sistema eléctrico confiable permite que la demanda sea abastecida en todo momento, inclusive en los momentos de máxima demanda, o ante la ocurrencia de contingencias que afecten el suministro eléctrico. Además, cuando se opta por implementar un mercado eléctrico de solo energía,<sup>6</sup> el problema de confiabilidad toma una mayor relevancia. Al igual que en los mercados competitivos, en el mercado de la generación eléctrica se debe cumplir con los principios marginalistas, es decir, que el precio refleje los costos marginales de producción. Adicionalmente, los precios deben reflejar el escenario de la demanda (si ésta ocurre en horas punta o fuera de punta). Según lo anterior, el precio de la energía es igual (o puede exceder) al costo marginal de la última central en entrar a operar en situaciones normales, mientras que en periodos de escasez el precio tenderá a ser mayor que el costo marginal de toda la producción, generándose ingresos adicionales o “rentas de escasez”, las cuales permitirán

---

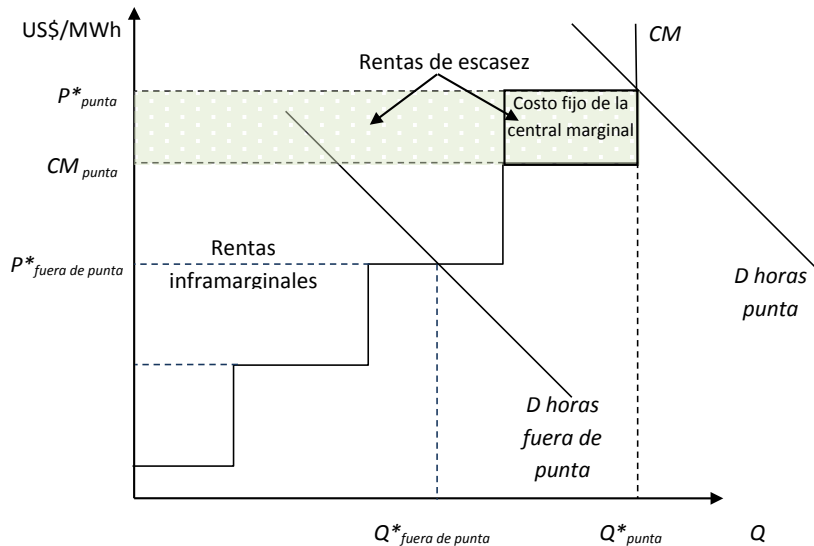
<sup>4</sup> Las Reservas Operativas son aquellas destinadas a mantener la seguridad del sistema permitiendo el manejo de los disturbios de corto plazo. En este caso, la reserva viene a ser más bien un servicio complementario (“ancillary service”), que tiene carácter de bien público, destinado a mantener la confiabilidad del suministro, mientras que las Reservas Planificadas son requeridas para mantener la adecuación del sistema permitiendo cubrir la máxima demanda.

<sup>5</sup> *El Value of Lost Load (VOLL)* es el valor estimado que los consumidores con servicio eléctrico estarían dispuestos a pagar por evitar el corte del suministro. Este valor dependería de los costos asociados a la pérdida del servicio eléctrico (los cuales dependen de la duración, momento en el día, etc.) el cual sería distinto para diferentes tipos de consumidores (residenciales, industriales, por ejemplo).

<sup>6</sup> Esta propuesta de diseño de los mercados eléctricos se le conoce como “Energy Only Electricity Market” y ha sido desarrollada como una alternativa que introduce menos mecanismos de intervención en el mercado eléctrico Véase Hogan (2005)

recuperar los costos fijos de la central de punta. (Borenstein 2000). Lo anterior es mostrado en el Gráfico N° 1, y en el Anexo N° 1 se muestra un ejemplo cuantitativo del equilibrio de los precios en el mercado eléctrico.

**Gráfico N° 1: Precios en el mercado de solo energía**

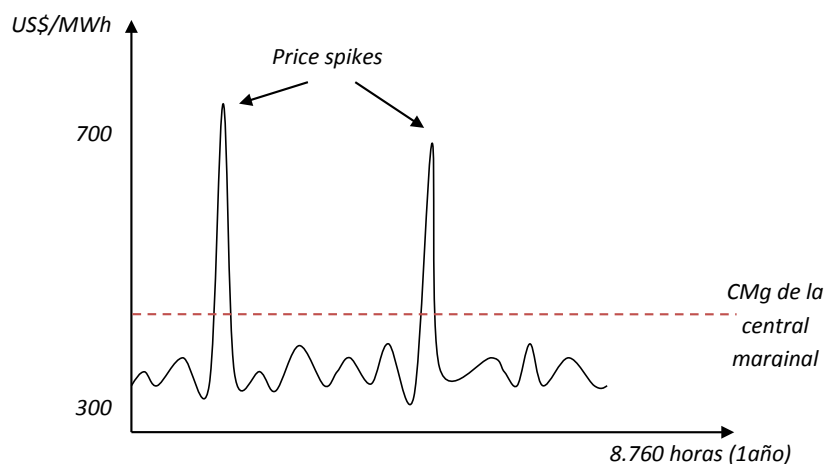


Fuente: Dammert et al. (2008)

Al dejar que el mercado actúe bajo principios marginalistas, se requiere que los precios se incrementen de forma súbita (generando los conocidos “Precios Rayo” o “Spike Prices”) y que existan los mecanismos para transferir estas señales a los usuarios de forma tal que se genere una respuesta inmediata de la demanda. En dichos mercados, el nivel óptimo de capacidad se da cuando los pagos por escasez cubren los costos de la capacidad. Así, la inversión en capacidad ocurre si los precios de escasez son suficientemente altos y frecuentes.

Sin embargo, el precio en horas punta puede llegar a niveles muy altos, pero debido a su corta duración y frecuencia (generalmente unas pocas horas al año), los generadores no tienen incentivos para invertir en capacidad adicional debido a que no recuperarían los costos incurridos.<sup>7</sup> Véase el Gráfico N° 2 para ilustrar la idea anterior.

<sup>7</sup> En la práctica, el precio en horas punta en estos casos puede llegar a niveles muy altos, como por ejemplo US\$ 1.000 por MWh, cuando el precio en horas base es de US\$ 30 por MWh. (Dammert et al. 2008).

**Gráfico N° 2: Precios de electricidad con *Spike Prices***

Fuente: Dammert et al. (2008)

Por otro lado, los mercados de solo energía presentan una serie de imperfecciones tanto en la demanda como en la oferta (Stoft 2002). En la demanda, muchos consumidores enfrentan problemas de tarificación y medición en tiempo real, lo que impide que las señales de precios del mercado mayorista se trasladen completamente a los consumidores (mercado minorista). Estos problemas se generan por la infraestructura inadecuada que limita la respuesta a los precios spot. De esta forma, los consumidores no tendrán incentivos a reaccionar ante incrementos en los precios ni a revelar su verdadero valor por una adecuada confiabilidad (Cramton y Ockenfels 2012). La inelasticidad de la demanda también puede ocasionar el comportamiento estratégico de las centrales de generación para declararse indisponible y así elevar el precio de la energía, creando situaciones artificiales de escasez.<sup>8</sup>

En cuanto a la oferta, la incertidumbre de la demanda genera riesgos a los inversionistas, lo que no permite una previsión adecuada de sus ingresos (Cramton y Stoft 2006; Stoft 2002). Esta incertidumbre de los ingresos es reforzada por la existencia de ciclos de inversión. En periodos de escasez se incentivarán la entrada de nueva capacidad generando sobre-inversión, producto de altos precios de energía, seguidos de periodos de sub-inversión (De Vries 2007).

<sup>8</sup> Esto ocurre por ejemplo cuando las empresas de generación cuentan con un portafolio de activos de generación, con lo cual trasladan las pérdidas en el mercado de energía por la indisponibilidad de un activo, en mayores precios obtenidos por los recursos que se encuentran despachando energía.

En la práctica, los mercados de solo energía no logran incrementar los precios a un nivel suficiente o a un ritmo adecuado debido a que se suelen fijar topes a los precios de la energía y servicios complementarios, los cuales suelen estar debajo del *VOLL* (Hasani y Hosseini 2011). Asimismo, los operadores del sistema realizan acciones para racionar la demanda y utilizan mecanismos fuera de mercado para balancear la oferta y demanda. En situaciones de escasez, los operadores de los sistemas pueden utilizar una serie de acciones que no se reflejan en los precios de mercado. Por ejemplo, se utilizan unidades de reserva operativa para producir energía lo que genera un incremento en la probabilidad de colapso del sistema (Joskow y Tirole 2007). Adicionalmente, se suelen aplicar medidas de mitigación del poder de mercado y otras medidas regulatorias que pueden distorsionar los precios de escasez.<sup>9</sup>

Los problemas e imperfecciones señalados ocasionan que no se den los incentivos suficientes para atraer inversión en capacidad de generación. En varios sistemas eléctricos se observa que dicho problema está asociado al *missing money problem*<sup>10</sup> (Cramton y Stoft 2006, Joskow 2007). En los mercados de energía, los costos de la nueva capacidad no se compensarán totalmente con la operación normal requiriéndose de ingresos adicionales o cuasi-rentas que se generan en pocas horas, cuando la capacidad es utilizada completamente. Por ello, si los precios no se incrementan de manera suficiente o con la frecuencia adecuada los ingresos que perciban los generadores no serán suficientes para cubrir los costos de la capacidad adicional y la combinación óptima de tecnologías implícita, produciéndose el problema del *missing money* (Joskow 2007).<sup>11, 12</sup>

En resumen, los mercados de solo energía presentan una serie de imperfecciones que no promueve un adecuado desarrollo del sector. Es por ello que, se suelen considerar mecanismos de capacidad para incentivar la entrada de generación y obtener un sistema confiable que permita cubrir la máxima demanda a largo plazo. Dichos mecanismos permiten determinar de manera

---

<sup>9</sup> Dichos mecanismos se han aplicado a los sistemas eléctricos liberalizados de Australia (Sistema Nacional), Reino Unido, Texas, Alberta, Ontario, entre otros (Abit et al. 2008).

<sup>10</sup> El *missing money problem* surge cuando existen topes para los ingresos que pueden recibir los recursos de la generación dada la existencia de precios máximos fijados administrativamente.

<sup>11</sup> En los sistemas eléctricos de EE.UU. los precios de mercado en horas de escasez mayormente están por debajo del precio tope determinado (Joskow 2007). Las medidas que toman los operadores para mantener la confiabilidad del sistema sería uno de los principales factores que explican la poca realización de los precios de escasez en los mercados de EE.UU. (Joskow 2008).

<sup>12</sup> En el caso del sistema de New England se calculaba que el problema de *missing money* era de US\$ 2 mil millones anuales (Cramton y Stoft 2006).

administrativa el nivel de capacidad que ofrece la confiabilidad necesaria al sistema, reduciendo el poder de mercado y el riesgo de las inversiones.

#### **Cuadro N° 1: Inconvenientes con los mercados de solo energía**

##### **Demanda**

En períodos de escasez, no es posible excluir la provisión a los consumidores

No existe respuesta de demanda en el corto plazo

##### **Oferta**

Existencia de precios máximos de la energía causan *missing money problem*

Existencia de ciclos de inversiones crean incertidumbre sobre las decisiones de inversión

Abuso de poder de mercado puede crear situaciones artificiales de escasez

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos-Osinerghmin

#### **4. Mecanismos de capacidad**

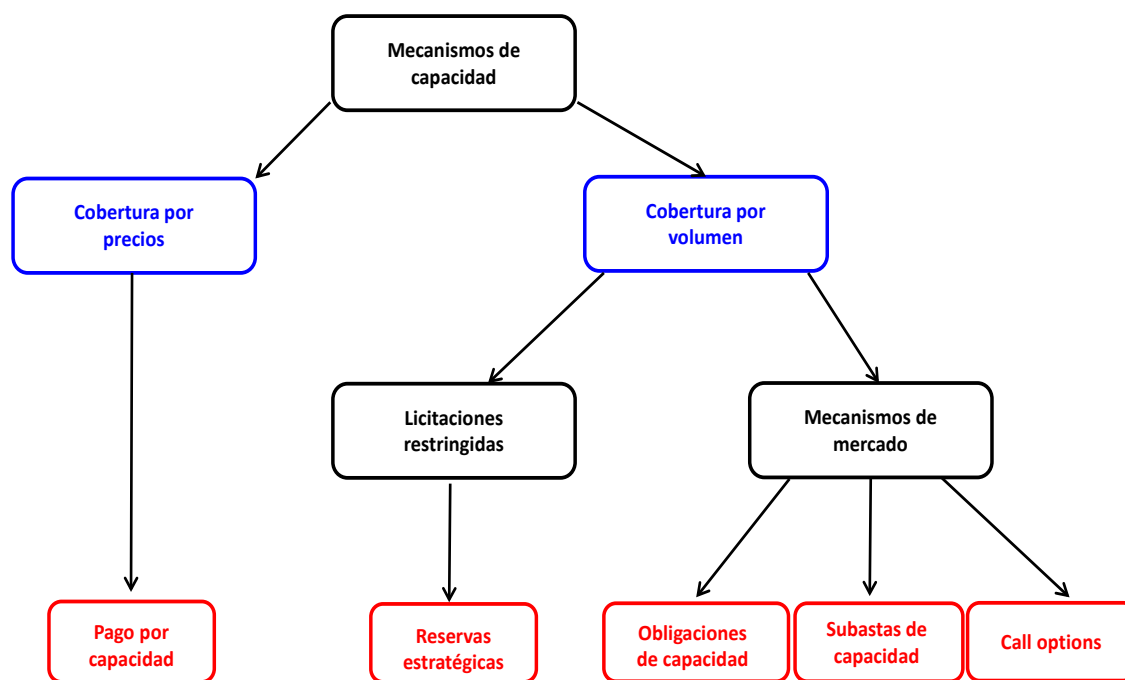
De acuerdo a lo desarrollado en la Sección 2, un sistema eléctrico necesita de capacidad de generación suficiente para abastecer la demanda en cualquier momento, especialmente en las horas de demanda punta y ante cualquier contingencia que afecte el suministro eléctrico. Es decir, el sistema requiere de una confiabilidad adecuada. Sin embargo, el tradicional mecanismo de mercado (donde el precio se iguala al costo marginal) no podrá garantizar este objetivo. Adicionalmente, las imperfecciones de demanda y oferta de los mercados de solo energía ameritan un paradigma más ligado a la promoción de mecanismos de capacidad para resolver el problema de confiabilidad. Lo anterior se realiza con el fin de reducir la incertidumbre y los riesgos asociados a los mercados eléctricos, especificando las reglas que determinarán el pago constante durante un periodo para compensar los costos de inversión de capacidad adicional.

En ese sentido, en diferentes sistemas eléctricos se han aplicado distintos mecanismos de capacidad los cuales difieren en la forma cómo determinan las compensaciones por capacidad. Sin embargo, se pueden distinguir dos grandes grupos de mecanismos (Véase el Gráfico N° 3):

- **Cobertura por precios:** La autoridad determina el precio de la cantidad y el volumen de la capacidad la determina el mercado.

- **Cobertura por cantidad:** El volumen de la capacidad es determinada por la autoridad mientras que el precio lo determina el mercado.

**Gráfico N° 3: Mecanismos de Capacidad**



Fuente: Regulatory Commission for Electricity and Gas (2012)

Por ejemplo, en países como Perú y España, se ha optado por un mecanismo basado en la cobertura de la capacidad mediante precios fijados administrativamente, denominado pago por potencia. Asimismo, algunos países como Perú y Suecia establecen mecanismos de reservas estratégicas. En los mismos, la autoridad fija de manera discrecional la cantidad de reserva adicional que será necesaria para asegurar la confiabilidad en el sistema eléctrico, basada en un estimado de la demanda máxima. Estos dos tipos de mecanismos tienen el inconveniente de basarse en criterios administrativos, y no en mecanismos de mercado, por lo cual no brindan las señales adecuadas para asegurar el suministro eléctrico en el largo plazo. De igual forma, las reservas estratégicas no consideran una remuneración para todas las centrales de generación que brindan confiabilidad al sistema, sino a un cierto tipo de centrales específicas, llamadas de “reserva”.

Así, recientemente se han ido adoptando mecanismos de capacidad basados en reglas de mercado para asegurar la confiabilidad del sistema eléctrico. Dentro de estos tipos de mecanismos se encuentran las subastas centralizadas y las obligaciones de capacidad. En estos mercados, el precio de la capacidad se obtiene por la interacción entre la oferta y la demanda de capacidad. La demanda de capacidad es determinada por el operador del sistema o regulador, de acuerdo a previsiones sobre el nivel de capacidad y el margen de reserva necesario. Una de las principales características de los mercados de capacidad es la introducción de competencia entre recursos de generación (e.g. diferentes tecnologías e introducción de recursos de demanda) para definir el precio de la capacidad.

La implementación de los mercados de capacidad supone la introducción de una serie de reglas dentro de los sistemas eléctricos. De una parte, se hace necesario definir un producto específico. En la mayor parte de los mercados analizados en el presente Documento, la capacidad se determina como la provisión de capacidad en períodos de demanda punta.<sup>13</sup> Sin embargo, en Colombia, el diseño del mercado consideró la “energía firme”, la cual se refiere a la provisión de capacidad en situaciones de baja hidrología.

En los mecanismos de subastas, el operador de la red ejerce un rol administrador centralizado, el cual incorpora las demandas individuales de los suministradores de electricidad en una demanda agregada, y ejecuta una licitación pública. Sin embargo, existen mercados de capacidad descentralizados, en el cual el operador del sistema asigna la responsabilidad de sus requerimientos de demanda a los suministradores de electricidad. En dicho tipo de mercado, el operador de la red se limita a certificar la capacidad de la generación y a actuar como operador financiero.

La presente sección tiene como fin analizar de manera conceptual los distintos mecanismos existentes para remunerar la capacidad en los sistemas eléctricos a través del mundo.

Así, se expondrán las principales características de estos mecanismos, y se presentará sus principales ventajas y desventajas. De igual forma, se describirán algunas experiencias internacionales que los han adoptado. Se empezará por los mecanismos basados en el precio de la capacidad, para finalmente abordar los mecanismos que determinan el volumen de capacidad

---

<sup>13</sup> El mercado regional PJM e ISO-NE en Estados Unidos, y el mercado en Suecia y Francia, por ejemplo.

requerido por el sistema, enfocándonos dentro de estos últimos a los mercados de capacidad propiamente dichos.

#### **4.1. Cobertura por precios de capacidad**

Mediante estos mecanismos de capacidad, el precio de la capacidad es fijado por la autoridad regulatoria, y la cantidad de capacidad del sistema lo determina el mercado. El pago por capacidad es por lo general un pago fijo establecido de manera administrativa, el cual puede estar condicionado a la disponibilidad de las centrales de generación. Este pago sirve para cubrir los costos fijos de las centrales de demanda punta, comportándose como un incentivo a la inversión.

##### **4.1.1. Pago por capacidad**

Mediante el presente mecanismo, además de recibir un ingreso por la venta de energía, las centrales obtienen una prima por capacidad, la cual es fijada por el regulador del sistema. El pago por capacidad tiene principalmente como objetivo incentivar la inversión en centrales de generación eléctrica, a fin de asegurar la confiabilidad del sistema. Por lo general, todas las centrales tienen el derecho de recibir dicho pago, el cual puede ser reducido por algunas penalidades de disponibilidad. De esta forma, el nivel deseado de capacidad se obtiene de manera administrativa, a través de un pago explícito por capacidad. Se consideran dos enfoques a la hora de implementar el mecanismo: i) el pago basado en la probabilidad de la confiabilidad y ii) el pago basado en costos de expansión.

El primer método calcula la probabilidad de fallo del sistema y el costo de una ruptura en el aprovisionamiento. Así, el pago depende la probabilidad de pérdida de carga (LOLP<sup>14</sup>, por sus siglas en inglés) y el valor monetario del corte o la desutilidad de los consumidores (VOLL). Para ello se utiliza una fórmula, basada en el desarrollo de modelos de *peak load pricing* que introducen incertidumbre en la demanda y oferta como el formulado por Chao (1983), según la cual el pago adicional aumenta conforme se incrementa esta probabilidad de pérdida de carga.<sup>15</sup>

---

<sup>14</sup> El *Loss of Load Probability* (LOLP), es una medida de probabilidad de corto plazo de fallo del sistema eléctrico tomando en cuenta las características presentes en dicho sistema.

<sup>15</sup> Este enfoque inicialmente fue utilizado en el Reino Unido antes de la reforma del 2001.



El segundo método considera que el pago de potencia debe basarse en el costo de expansión, el cual fija la remuneración en función del costo fijo de la central de punta. Este pago corresponde a la anualidad de la inversión y costo fijo anual de la central que abasteció la máxima demanda. Este enfoque se utiliza en España, Chile, Perú, Irlanda, por ejemplo (Vásquez et al. 2002, Battle et al. 2007, Battle y Rodilla 2010, Kim y Kim 2012).

El pago por capacidad tiene la ventaja que provee ingresos a centrales base y es de fácil implementación en *pool* mandatorios.<sup>16</sup> Sin embargo, enfrenta una serie de problemas. En primer lugar, el esquema implica el cálculo administrativo del pago, aspecto que genera una serie de controversias respecto al monto total a compensar a los generadores y la forma como se distribuye. Ello genera dificultades para calcular el monto óptimo de los pagos por capacidad, siendo sujeto a incertidumbre en el cálculo del pago afectando directamente la eficacia para atraer inversiones. Asimismo, puede estar afecto a posibles manipulaciones por parte de los agentes que implementan una serie mecanismos para repartir los pagos, que son vistos como rentas (Finon y Pignon 2008).

Existe de igual forma, dificultad en el cálculo de la capacidad firme sobre todo de las unidades hidráulicas. Asimismo, algunos esquemas incluyen, para la determinación de la capacidad firme, la condición de reservas estratégicas de combustibles. Ello genera un problema debido a que la supervisión del almacenamiento de un combustible alternativo previo a los periodos de escasez es difícil de realizar (Battle et al. 2007).

La introducción de criterios *ad hoc* poco transparentes en el cálculo de los parámetros y los ajustes discrecionales de los pagos de potencia afecta su predictibilidad. Asimismo, el esquema es de fácil manipulación debido a que los operadores dominantes tendrán incentivos a declararse indisponibles y a presentar ofertas que incrementen el LOLP con el objeto de obtener mayores pagos por capacidad (Newbery 2006).

En el pago por capacidad no se exige una obligación por parte de los generadores de ofrecer un producto, así tiene un efecto indirecto en la confiabilidad. De esta manera, no existe

---

<sup>16</sup> Un pool mandatorio es un mercado eléctrico de despacho centralizado en el cual un operador de mercado decide la operación de las centrales de generación en base a las ofertas de electricidad de éstas (precio-cantidad) y el nivel de demanda. Este mercado puede desarrollarse en el mercado del día previo (*day-ahead market*) o en el mercado *spot*.

una contraprestación directa y verificable de la demanda que efectúa los pagos de capacidad. Del mismo modo, no incluirían un incentivo específico para estar disponible en períodos de escasez. Tampoco incorpora un esquema de garantías que asocie la capacidad instalada con el nivel de confiabilidad deseado. Por ello, algunos sistemas introducen requerimientos de disponibilidad. Sin embargo, la penalidad por indisponibilidad puede ser muy baja si solo está asociada a un pago diario o mensual la cual puede ser un valor reducido de los pagos totales que recibiría el generador durante el año (Battle et al. 2007).

Por último, el esquema puede incentivar la presencia de unidades ineficientes, las cuales se mantendrían en el mercado gracias a esta prima, sin la cual, hubieran tenido que retirarse del mercado.

#### **Box N° 1: Mecanismo de capacidad en Perú**

En el Perú, la capacidad se remunera mediante el mecanismo de pago en base al costo de expansión, que consiste en fijar un pago por capacidad igual al costo de expansión del sistema o costo fijo de la central de punta. Desde su implementación se han dado dos periodos particulares.

En el primero (1993-1998), todas las centrales instaladas en el sistema participaban en la distribución de ingresos por potencia. En un primer momento se pagaba a las centrales térmicas en proporción a su potencia firme, y el residuo se distribuía entre las centrales hidráulicas. La potencia firme de las centrales térmicas era el producto de su potencia efectiva con el factor de indisponibilidad, mientras que en el caso de las centrales hidráulicas se redistribuía la diferencia entre la máxima demanda del sistema y la suma de las potencias de las centrales térmicas, en función de parámetros de disponibilidad de agua.

En el segundo período adoptado desde 1999, la capacidad se remunera a través de los ingresos recaudados en la tarifa en barra de potencia por todos los generadores que tienen contratos ya sea con distribuidoras o clientes libres. Se crea una “Bolsa de Capacidad” en la que los generadores “depositan” mensualmente en el COES lo recaudado por capacidad y este monto es repartido en base a criterios administrativos. El 70% de este monto constituye el Ingreso Garantizado y va a las centrales que cubren la máxima demanda más el margen de reserva,

mientras que el 30% representa el Ingreso Adicional y se entrega a las centrales que despacharon energía. El valor de la Bolsa se determina de la siguiente manera:

$$Bolsa\ de\ Capacidad = \sum PP_i \times Máxima\ Demanda\ Mensual,$$

siendo  $PP_i$  el Precio de Potencia en la barra  $i$ . Este precio es hallado con el precio Básico de Potencia del sistema (PBP) haciendo la expansión por pérdidas de energía en cada barra. El PBP es definido como:

$$PBP = PTG \times (1 + MRFO) \times \left( \frac{1}{1 - TIF} \right)$$

*PTG*: precio del turbogenerador (anualidad de la inversión más COyM),

*MRFO*: margen de reserva firme objetivo (30%),

*TIF*: tasa de indisponibilidad fortuita (3%).

En el primer periodo se generaron los problemas de exceso de capacidad debido a que solo se remuneraba capacidad, lo que incentivó a las centrales de punta a invertir en capacidad derivándose en pagos a favor de las centrales térmicas. Mientras que en el segundo se dio lo contrario, pues existía un déficit de reservas requeridas, provocado principalmente por el mayor crecimiento de la demanda en comparación a la oferta.

## Box N° 2: Mecanismo de capacidad en Reino Unido (previo a 2001)

Este mecanismo era utilizado en Reino Unido bajo un mercado de *pool* mandatorio desde la liberalización ocurrida a inicios de los noventas hasta la reforma del año 2001. El pago por capacidad era una función de la valorización de la carga y el precio marginal en el mercado centralizado. De esta forma:

$$Pago\ de\ Capacidad = LOLP^{17} \times (Value\ of\ Lost\ Load^{18} - Precio\ marginal\ del\ sistema)^{19}$$

<sup>17</sup> El *Loss of Load Probability*. En el caso de Reino Unido, este valor era calculado de por un programa informático.

<sup>18</sup> El valor era fijado por el gobierno.

*Precio de Compra en el Pool= Precio marginal del sistema+ Pago de Capacidad*

Este mecanismo fue abandonado debido a que permitía la manipulación del mercado de energía, haciendo que la generación de centrales marginales<sup>20</sup> reduzcan la capacidad disponible, con el fin de hacer incrementar conjuntamente el precio marginal y el pago por capacidad. Esto era factible debido a que las previsiones de la demanda en el mercado del día previo eran conocidas, y las demás centrales de generación eran de base, con lo cual las centrales marginales conocían el nivel de demanda residual que debían cubrir, declarando capacidad indisponible en el período de demanda punta. De esta forma, las empresas de generación, las cuales tenían un portafolio de activos, podían obtener ingresos altos por las centrales que se encontraban despachando energía.

**Box N° 3: Mecanismo de capacidad en España<sup>21</sup>**

Existen dos tipos de remuneración de la capacidad en España. Por una parte, una remuneración global sobre todas las unidades de producción que están disponibles en períodos de punta predefinidas (períodos tarifarios 1 y 2). Dicha remuneración se calcula a partir de la siguiente fórmula:

$$RSD_{i,j} = a \times idn_j \times PN_i ,$$

donde  $a$  = monto de la retribución anual (5,150 EUR/MW en 2012),  $idn_j$  = índice multiplicativo (en función de la disponibilidad de la tecnología, carbón: 0.912, ciclo combinado: 0.877 e hidroeléctricas: 0.237) y  $PN_i$  = potencia neta de la unidad de generación. Este pago puede ser reducido en función de la capacidad la potencia indisponible o del número de horas que no se encuentra disponible en período de punta.

De igual forma, existe un incentivo a la inversión de instalaciones de producción convencionales (no renovables) que tengan una capacidad superior a los 50 MW durante los 10 primeros años. Dicho pago está en función de su disponibilidad en período de punta.

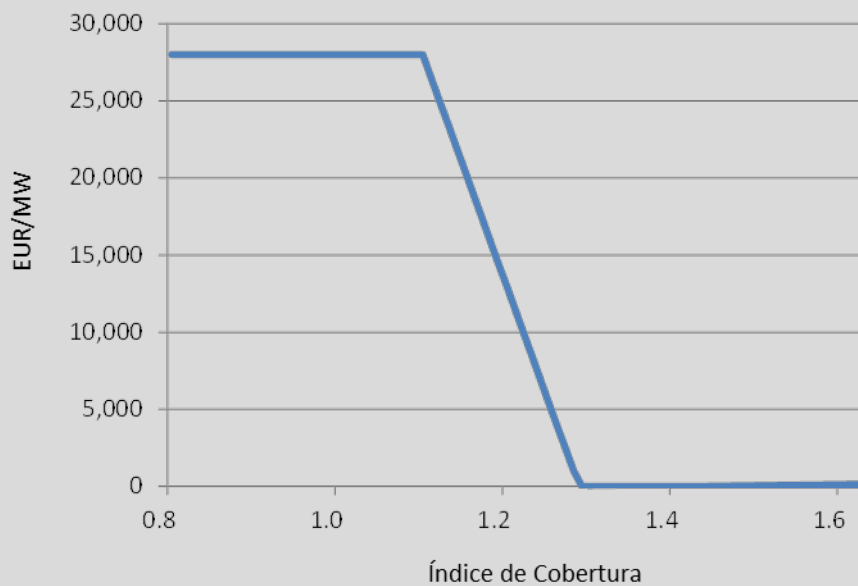
<sup>19</sup> Esta fórmula es igual al costo esperado de un corte, multiplicado por la probabilidad de ocurrencia. El costo esperado es igual al valor económico de la energía que no puede ser suministrada (VOLL) menos el costo marginal de proveerla, reflejada en el precio marginal.

<sup>20</sup> Son aquellas centrales llamadas a abastecer la demanda de punta.

<sup>21</sup> El presente Box se basa en: Regulatory Commission for Electricity and Gas (2012)

El monto depende del Índice de cobertura (IC) al momento de la inversión, el cual está definido como la relación entre la potencia total y la potencia demandada en período de punta del sistema. Este mecanismo es remunerado bajo la condición que la potencia disponible de la instalación en período de punta sea superior al 90% de la potencia neta de la instalación. Si el IC es  $< 1,1$  (reserva del 10%), el pago alcanza 23,400 EUR/MW/año. Si el  $IC > 1,1$ , este pago se reduce linealmente mediante la fórmula  $(193,000 - 150,000 \times IC)$ , llegando a cero cuando el IC alcanza 1.29. Es decir, cada incremento de 1 punto porcentual en el margen de reserva, decrece el pago de la potencia en 1,500 EUR/MW/año.

**Remuneración de la capacidad en función de la capacidad de reserva**



Fuente: Regulatory Commission for Electricity and Gas (2012)

#### 4.2. Cobertura por volumen de capacidad

Mediante este tipo de mecanismo, el volumen de la capacidad requerido es determinado con antelación (usualmente 3 a 4 años antes) por una autoridad central de acuerdo a previsiones del margen de reserva necesario para el funcionamiento confiable del sistema eléctrico. Existen dos principales mecanismos: i) reservas estratégicas y ii) mecanismos de mercado.

Mediante el primero, el margen requerido de reservas estratégicas es determinado por una autoridad central, la cual realiza una licitación para garantizarla. Esta licitación está direccionada a ciertas centrales en particular (en función a sus características, i.e. el tiempo de inicio, generación dual), las cuales recibirán de manera exclusiva dicho pago. De otro lado, los mecanismos de mercado buscan alcanzar el nivel óptimo de capacidad a través de mecanismos descentralizados o centralizados en función a la interacción de la demanda y oferta. Dentro de los primeros se encuentran las obligaciones de capacidad, y en los segundos las subastas de capacidad y las *reliability options*. Los mecanismos de mercado buscan remunerar toda la capacidad existente en el mercado eléctrico que puedan ofrecer confiabilidad al mismo (*market-wide*), a diferencia de las reservas estratégicas que solo remuneran a este tipo de centrales de “reserva” (*targeted*).

#### **4.2.1. Reservas estratégicas**

En este esquema el operador del sistema o el gobierno, sea a través de un regulador o ministerio, adquiere reservas de capacidad (compra o alquiler) mediante contratos de diferente duración.<sup>22</sup> Las reservas de capacidad son basadas de acuerdo a una estimación de la demanda y la cantidad producida por el mercado en la ausencia del mecanismo.

El operador tiene el derecho de movilizar el recurso mientras que el generador se compromete a estar disponible o a realizar una oferta cuando se le requiera. El generador que ofrece reserva obtiene una compensación anual por capacidad. Los costos incurridos por la adquisición de reservas se financian a través de la demanda. Las centrales formarán parte del mercado solo en situaciones de emergencia.

El objetivo del mecanismo es que a través de la compra de cierto valor de capacidad, adicional a las reservas operativas, se incentive la inversión para abastecer la demanda en horas pico. Esta inversión es promovida por la recurrencia de picos en los precios, mientras que la adquisición de volúmenes extra de capacidad proporciona confiabilidad al sistema. El mecanismo se utiliza en mercados de solo energía de Nueva Zelanda,<sup>23</sup> Holanda, Suecia, Noruega, entre otros.

---

<sup>22</sup> Las reservas estratégicas pueden realizarse para un periodo de corto plazo, o mediante un compromiso de largo plazo, en el cual se solicita nuevos equipos específicos por parte del operador o el gobierno.

<sup>23</sup> En Nueva Zelanda se revisó el mecanismo de reserva y se tiene prevista su modificación (Carstairs y Pope 2011).

En algunos sistemas solo permiten la adquisición de nueva capacidad, mientras que en otros no se tiene dichas restricciones.

Sin embargo, el mecanismo tiene la desventaja que el monto de la reserva dependerá de la discrecionalidad del operador respecto a las condiciones de operación de la reserva estratégica, es decir en la definición de los periodos críticos del sistema. Además, las reservas estratégicas pueden limitar el precio de la energía, reduciendo las rentas de escasez, afectando las decisiones descentralizadas de inversión en centrales de base.<sup>24</sup> Igualmente, puede no incentivar directamente la entrada de nueva capacidad si la reserva está compuesta por capacidad existente, ya que en este caso solo indicaría el costo de oportunidad de mantener capacidad en el mercado *spot* (Cramton y Ockenfels 2012).

Por último, un aspecto importante del esquema es la determinación del precio de la energía de los generadores que forman parte de la reserva estratégica. Para ello, se requiere considerar la proyección de la carga del sistema, siendo susceptible a errores de cálculo dada la incertidumbre de la demanda y oferta. Se puede distorsionar las decisiones de inversión si no se proyecta adecuadamente el precio de la energía (Finon y Pignon 2008).

#### **Box N° 4: Reservas estratégicas en Perú**

Este mecanismo en nuestro país es conocido como Reserva Fría de Generación (RFG). Es utilizado para dotar de eficacia a la provisión de confiabilidad en el suministro eléctrico, manteniendo un margen de reserva prudente para la operación del sistema eléctrico. El COES es quien determina las necesidades de RFG para un periodo de cuatro años, indicando además su ubicación geográfica más conveniente dentro del SEIN.<sup>25</sup>

El proceso de licitación es dirigido por PROINVERSION, y en los contratos se establece un precio de potencia estable por 20 años. El pago del mismo se efectúa mediante el peaje de transmisión eléctrica, por lo que es asumido por la totalidad de la demanda del sistema eléctrico.

---

<sup>24</sup> Se podría enfrentar dichos problemas estableciendo una regla objetiva para determinar el periodo de escasez e incrementar el precio *spot* en dichos periodos (Finon et al. 2008).

<sup>25</sup> En el año 2009, mediante el Decreto de Urgencia N° 121-2009 se estableció como prioridad promover la inversión en 600 MW de Reserva Fría de Generación como medida excepcional, para posteriormente en el 2011 a través de la Resolución Ministerial N° 111-2011-MEM/DM se establece como permanente la promoción de la inversión en este tipo de reservas, asimilándola a la generación dual (diésel y gas).

En el momento que centrales de reserva fría operan se les retribuye cuando menos sus costos variables, aunque ello depende del contrato suscrito: en algunos casos solo se les devuelve sus costos operativos y en otros casos tienen derecho a percibir el precio del mercado si este es mayor que sus costos variables.

Las centrales que se acojan al mecanismo de RFG deben cumplir las siguientes condiciones: i) es indispensable que las unidades RFG puedan operar con combustible alternativo al gas natural, ii) deben estar disponibles en cualquier momento que sean requeridas por el COES y producir la energía que éste exija, y iii) no pueden comercializar su potencia firme ni su energía firme. Asimismo, estas centrales no tienen derecho a remuneración vía el Pago por Potencia, no obstante, reciben un pago similar pero recaudado a través de un cargo que se adiciona al peaje por transmisión. Es decir, no se les paga por su potencia firme como se define en la LCE, sino por su potencia contratada. En caso no estén disponibles para cuando se les requiere, se las penaliza con la energía no suministrada valorizada al precio del mercado.

Como puede observarse estos generadores tienen distintas condiciones en comparación al resto de generadores que operan en el mercado de energía de corto plazo.

#### **Box N° 5: Reservas estratégicas en Suecia<sup>26</sup>**

En Suecia, el consumo punta de energía eléctrica está fuertemente relacionado con el clima. En dicho país la energía nuclear y las centrales hidráulicas representan el mayor porcentaje de producción de electricidad. La disponibilidad de generación hidráulica varía cada año en función de los ciclos hídricos. En los últimos años, se experimentó el cierre de unidades de base que funcionaban utilizando combustibles fósiles, lo que ocasionó un problema en la seguridad del aprovisionamiento eléctrico.

Ante ello, se adoptó un mecanismo temporal de reservas estratégicas, el cual fue instaurado en el 2003 por 5 años, y posteriormente extendido hasta el año 2020. En este modelo,

---

<sup>26</sup> El presente Box se basa en: Regulatory Commission for Electricity and Gas (2012)



el operador del sistema<sup>27</sup> obtiene una reserva estratégica de punta que deberá utilizar entre el 16 de noviembre y el 15 de marzo, la cual fue 1726 MW en 2012 (equivalente al 4,8% de la producción neta). El volumen de capacidad en reservas estratégicas no puede exceder los 2000 MW.

De forma anual se realiza una licitación abierta a los productores de electricidad (la unidad debe poder iniciar operaciones en menos de 12 horas) y a los sistemas de gestión de la demanda. En un primer momento estas reservas estratégicas no formaban parte del mercado, siendo introducidas en el 2009 en el *day ahead market*<sup>28</sup> bajo ciertas condiciones que no les permitía influir en el precio del mercado. De esta forma, es un recurso de última instancia, el cual solo puede participar cuando no existe un equilibrio entre la oferta y la demanda. El precio al que participan es el de la última oferta comercial. A partir del 2012, la gestión de la demanda también puede participar en el mercado *day ahead*. En forma general, el costo en kWh producto del mecanismo de reservas no resulta importante para el consumidor, y su influencia en el mercado de energía es reducida dado lo limitado de su utilización.

Este mecanismo se va a abandonar en el 2020, por lo cual de forma progresiva se va a reducir la cantidad de reserva requerida en las licitaciones (750 MW para el invierno 2017/2018) con el objetivo de regresar a un *energy only market* hacia el 2020.

#### **4.2.2. Mercados de capacidad**

Los mercados de capacidad son mecanismos de mercado que buscan lograr la adecuación de la oferta de generación eléctrica teniendo en cuenta el nivel de confiabilidad de suministro. Son procedimientos que se realizan teniendo en cuenta un nivel óptimo de capacidad fijado por la autoridad y creando un mercado donde la certificación de la capacidad y las obligaciones de los proveedores permitan llegar a este equilibrio óptimo. Se clasifican en mercados descentralizados (obligaciones de capacidad) y los mercados centralizados (subastas y *reliability options*).

---

<sup>27</sup> En Suecia, el operador del sistema es el administrador de la Red de Transporte.

<sup>28</sup> El *day ahead market*, es un mercado a plazo, en los cuales el despacho de electricidad se negocia un día antes de que tenga lugar el suministro real.

#### **4.2.2.1. Obligaciones de Capacidad**

Las imposiciones cuantitativas de capacidad buscan determinar adecuadamente el nivel de capacidad exigido a los suministradores de electricidad, de forma tal que se obtenga un sistema confiable. En este caso, cada suministrador de electricidad evalúa sus propios requerimientos de capacidad en base a las previsiones sobre el consumo de su portafolio de clientes. Este enfoque no es centralizado en la medida que el precio de dicha capacidad no es obtenida a través de un subasta centralizada, por lo cual toda la obligación de adecuación recae sobre los suministradores de electricidad.

Para ello, las empresas suministradoras de electricidad, grandes consumidores o comercializadores, están obligadas a cumplir con sus requerimientos de demanda a través de contratos bilaterales, autosuministros o adquiriendo certificados de capacidad que se transan en un mercado de capacidad instalada. Así, la demanda en este mercado está conformada por las empresas suministradoras, las cuales deben comprar suficientes certificados de capacidad para cumplir con sus requerimientos. De igual forma, la oferta está determinada por las centrales de generación, las cuales certifican la capacidad que pueden ofrecer hasta el volumen de su capacidad disponible.

Para respaldar los requerimientos se transan certificados de capacidad entre los generadores y el operador del sistema, los cuales tienen distintos periodos de obligación (semana o año).<sup>29</sup> Dichos certificados son compromisos de los generadores para el despacho de electricidad cuando el operador del sistema lo requiera. Los certificados de capacidad se establecen a través de un proceso de mercado. El esquema incluye penalidades en caso que el generador no cumpla con el compromiso o si las suministradoras de electricidad no cuentan con respaldo de capacidad.

---

<sup>29</sup> Si el sistema estuviese en estrés, el operador puede imponer la obligación a un generador que vendió créditos a despachar energía en el mercado de día previo (Bowring 2008)

**Gráfico N° 4: Funcionamiento de Obligaciones de Capacidad**



Fuente: Elia System Operator (2012)

Debido a que los pagos por certificados de capacidad ya cubrirían los costos fijos de las centrales, no se requerirían precios de energía elevados. Por ello, su implementación está acompañada con un tope de precios. El mecanismo se aplicó en distintos sistemas eléctricos del suroeste de EE.UU. y en PJM antes de la reforma. Un mecanismo de capacidad basada en obligaciones sobre los suministradores está próximo a implementarse en Francia (véase Box N° 6), y su introducción está siendo evaluada en Alemania.

Uno de los aspectos positivos de este mecanismo es la limitación de la necesidad de regulación. En este caso la responsabilidad de la adecuación de la capacidad recae sobre los proveedores de electricidad. De esta forma, el regulador se limita a definir el margen de reserva del sistema que debe disponer cada proveedor, establecer los parámetros a tomar en cuenta para la determinación de las obligaciones de capacidad<sup>30</sup> y a certificar la capacidad de los generadores.

Otro aspecto positivo, es que en mercados con una participación importante de empresas verticalmente integradas<sup>31</sup>, la obligación de los certificados de capacidad permitiría la internalización de los costos por parte de las empresas distribuidoras. Así, esto permite trasladar

<sup>30</sup> Las obligaciones de capacidad dependerán por ejemplo de aquellos días definidos como de demanda punta (asociados a aquellos días con un alta o baja temperatura), y a la elasticidad del consumo de cada demanda con respecto al clima.

<sup>31</sup> En el mercado de la energía en Francia o Alemania, un número importante de empresas distribuidoras cuentan con recursos de generación propios, por lo cual el cuentan con autosuministro.

un menor costo de la capacidad a los consumidores finales, en relación a aquellos esquemas basados en subastas centralizadas, donde el costo total de la capacidad del sistema se traslada sobre los consumidores finales.

Sin embargo, se debe señalar que este mecanismo también presenta una serie de inconvenientes. Por ejemplo, los precios pueden ser muy volátiles dada la inelasticidad de la oferta y demanda. La oferta es inelástica debido a la poca predictibilidad de los certificados de capacidad dada la duración limitada de los mismos. Por su parte, la demanda también es inelástica ya que las suministradoras tienen que asegurar una capacidad fija, la cual no es fácilmente predecible. Ello genera que los precios puedan incrementarse o reducirse considerablemente ante pequeñas desviaciones de la capacidad. De esta forma, la señal sobre la inversión es menos clara que en el mecanismo descentralizado. Del mismo modo, los certificados de capacidad se comercializarían principalmente en el mercado *over-the-counter*<sup>32</sup>, por lo cual no permitirían brindar una señal clara de precios que permita la inversión de capacidad en el largo plazo.

Asimismo, la certificación de la capacidad puede tomar en cuenta principalmente la disponibilidad media de las centrales y no lo que se ofrece en tiempo real (desempeño efectivo). Así, el mecanismo puede no relacionarse adecuadamente con el mercado de energía (despacho). Es decir, el valor de los certificados de capacidad puede no estar relacionado al precio de la energía, por lo que el valor de la capacidad puede estar sobrestimado (Cramton y Stoft 2006).

Por ello, se generan incentivos a realizar comportamientos estratégicos y ejercicio de poder de mercado dada la inelasticidad de demanda. El efecto se refuerza por la corta duración que tienen usualmente los certificados, los cuales dan pocos incentivos a la entrada de nueva generación. Asimismo, puede ser un mecanismo de difícil aplicación porque se requiere definir un esquema de comercialización y la imposición de obligaciones a las suministradoras de electricidad.

Por último, el esquema de penalidades por ofrecer capacidad no disponible puede no brindar los incentivos adecuados si la probabilidad de ser sancionado es baja. Ello permite a los generadores ofrecer capacidad no operativa o disponible debido a que el monto esperado de

---

<sup>32</sup> Un mercado *over-the-counter* (OTC), es aquel donde se negocian bienes directamente entre dos partes. Este tipo de negociación se realiza fuera del ámbito de los mercados organizados.

vender certificados de capacidad es mayor que el monto de las penalidades pagadas (Hobbs et al. 2001).

#### **Box N° 6: Mercado de capacidad en Francia**

En los últimos años el mercado eléctrico en Francia ha visto crecer de forma sostenida el consumo de energía en hora punta, la cual ha progresado en 28% en los últimos 10 años. La variación en el consumo de hora punta está asociada principalmente al descenso en la temperatura en invierno, lo que origina un uso intenso de la calefacción eléctrica.

El mercado de capacidad a ser adoptado en Francia forma parte de una serie de reformas a partir de la Ley NOME (Nueva Organización del Mercado Eléctrico) que crea un mecanismo de remuneración de la capacidad en generación. Este mecanismo está intrínsecamente ligado a la prevención de una situación de fallo del sistema eléctrico. El mecanismo de capacidad diseñado en Francia no busca necesariamente estimular la inversión en nuevas centrales, por lo cual la mayor parte de la remuneración por este mecanismo se realizará hacia aquellos recursos de generación actualmente existentes<sup>33</sup>.

Este mecanismo tiene dos objetivos: i) mejorar la gestión de los períodos de consumo de punta, principalmente mediante la oferta de recursos de gestión de demanda y ii) responsabilizar el costo de la capacidad de punta sobre los suministradores de electricidad.

De esta forma, los proveedores de electricidad tendrán una obligación de garantizar el abastecimiento de su demanda, especialmente en períodos de hora punta. Las obligaciones de capacidad estarán en función del consumo de electricidad en invierno, vinculada a una temperatura extrema (una situación de ola de frío). Los días de alto consumo de electricidad que servirán de referencia para el mecanismo de capacidad solamente serán conocidos un día antes, por lo cual su nivel de uso efectivo de obligaciones será conocido *a posteriori*. Sin embargo, niveles previsionales del nivel de obligación serán brindados por el operador del sistema. En caso el suministrador no tenga suficientes certificados de capacidad, tendrá que asumir un pago. En caso posea en exceso, las podrá vender en el mercado de capacidad.

---

<sup>33</sup> Dichos recursos representarán el 95% de los pagos por capacidad. Véase Réseaux Transport d'électricité (2013)

Por el lado de la oferta, los agentes de generación y recursos de demanda tendrán que certificar su capacidad de generación de forma obligatoria al operador de la red. La certificación tiene como objetivo mejorar la remuneración de dicha capacidad de acuerdo a su contribución a la reducción de riesgo de fallo a través de la entrega garantías asignadas durante las horas punta. Las garantías de generación tienen un coeficiente que reflejará su disponibilidad de acuerdo a consideraciones técnicas, siendo excluidos por el momento aquellos criterios relacionados a restricciones en la red. En este punto, existen dos conceptos, el nivel de capacidad declarado y efectivo. El número de garantías designadas a un generador se basa en elementos declarativos en función a la previsión sobre su disponibilidad en el período punta. Posteriormente, todos los medios declarativos son confrontados con valores reales en el período de entrega, y se halla el valor de capacidad efectivo.

Los parámetros de cálculo para los requerimientos del mecanismo se establecen con cuatro años de antelación. Al definir de antemano los parámetros del mecanismo, los suministradores de electricidad serán capaces de estimar la cantidad de su obligación y poner en práctica las acciones de control en función de su consumo previsto. Las obligaciones y recursos de generación serán agrupados en perímetros de certificación, de esta forma que los desequilibrios individuales puedan ser reequilibrados, pudiendo compensarse al interior de cada grupo.

Las obligaciones de capacidad crean una demanda de capacidad, la cual tiene que estar garantizada por una cantidad suficiente de certificados de capacidad. La certificación de la capacidad de producción crea una capacidad de ofrecer garantías de capacidad. Esta oferta y demanda crean un mercado de capacidad, el cual es independiente del mercado mayorista de la electricidad, que se ocupa de la energía.

#### **4.2.2.2. Subastas de capacidad**

Las subastas de capacidad establecen un mercado *forward*,<sup>34</sup> debido a que ésta se realiza con 3 ó 4 años de antelación, buscando asegurar la confiabilidad del sistema en el futuro. Las mismas buscan asegurar la adecuación del sistema bajo un mecanismo competitivo, obteniendo recursos de generación que estén disponibles en periodos de escasez. Se considera un mercado

---

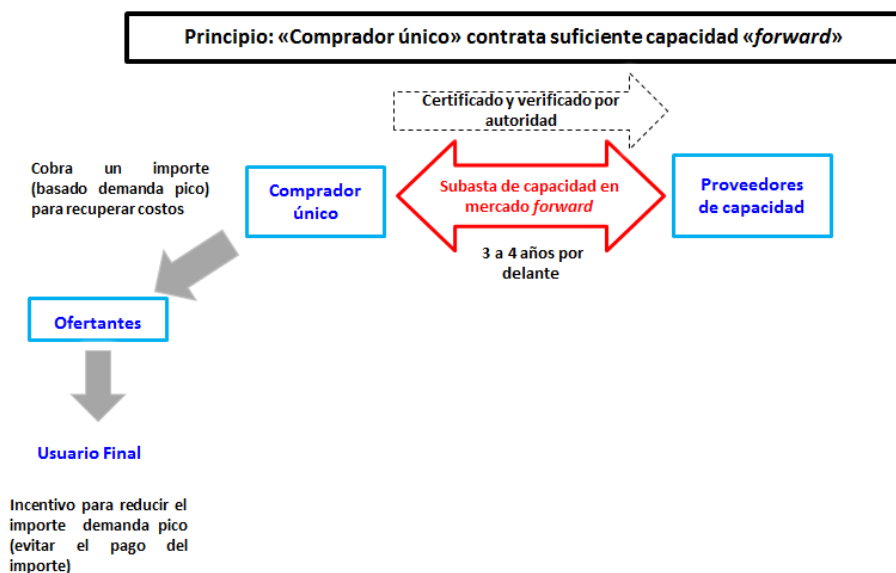
<sup>34</sup> Un mercado *forward* es una serie de contratos entre dos partes donde ambos se comprometen a intercambiar un activo o producto determinado a futuro, a un precio que se determina por anticipado.

centralizado, dado que la autoridad responsable del gobierno (método *top-down*) establece un requerimiento de capacidad para el sistema basándose en la demanda pico y se incluye un margen de reserva requerido, el cual es especificado considerando un criterio probabilístico de pérdida de carga. Asimismo, estos requerimientos toman en cuenta las restricciones de transmisión y las demandas locales máximas.

La autoridad designada opera en representación de los consumidores, por lo cual convoca una subasta en la que adquiere un derecho sobre la capacidad ofrecida en la misma. Por su parte, los generadores ofrecen una capacidad disponible neta de salidas forzadas la cual se comprometen a ofrecer en el futuro (Cramton y Stoft 2006). De esta forma los generadores tienen la obligación de estar disponibles cuando se les requiera.

Asimismo, estos mecanismos otorgan obligaciones a las empresas suministradoras de electricidad sobre sus requerimientos de capacidad futura, las cuales se cumplirán a través de contratos bilaterales con el generador, auto suministro, o vía el proceso de subastas. El pago por capacidad estará en función de los precios de las subastas y de los contratos bilaterales (Joskow 2008). Con ello se genera un mercado de capacidad futura donde las suministradoras de electricidad compensan los costos de capacidad y los generadores obtienen ingresos adicionales.

**Gráfico N° 5: Funcionamiento de Subastas de capacidad**

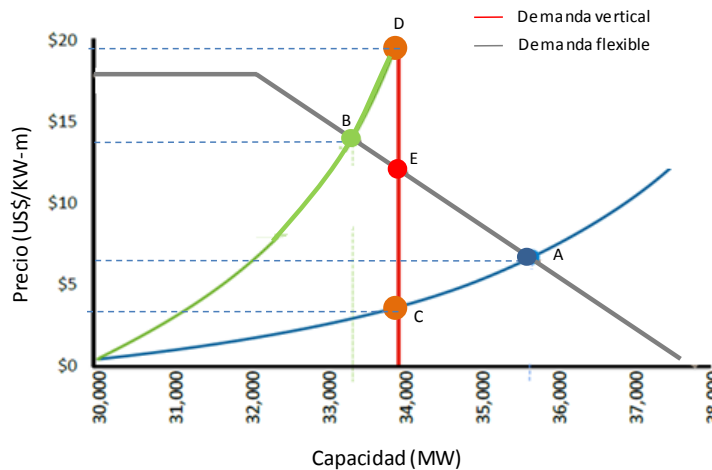


Fuente: Elia System Operator (2012)

Una de las ventajas de este mecanismo es la introducción de penalidades en caso las centrales retiren capacidad del mercado. Por lo tanto, se limita de igual forma el comportamiento estratégico de los agentes en el mercado de energía. Sin embargo, la eficacia de este mecanismo puede estar limitada por la posibilidad de algunos agentes de influir en el precio del mercado de la capacidad, lo que solamente sería parcialmente controlado a través de la construcción de la curva de demanda (Borenstein 2000).

La demanda de capacidad que se atribuye a través de una subasta de reloj descendente,<sup>35</sup> utiliza una curva flexible de demanda. La introducción de una curva de demanda con pendiente negativa<sup>36</sup> permite: i) reducir la volatilidad de precios ante situaciones de exceso o escasez de oferta y ii) reduce la discrecionalidad administrativa del Gobierno para fijar la cantidad objetivo. La disminución de la variabilidad del precio de la capacidad es importante en la medida que permite enviar una señal de largo plazo al mercado, y dar una señal correcta sobre la entrada de capacidad futura. En el Gráfico N° 6 se muestra la racionalidad para la introducción de la curva de demanda flexible. Dado un nivel de capacidad objetivo (34,000 MW), la curva de demanda flexible produce una menor variabilidad en el precio de la subasta, ante diferentes curvas de ofertas de capacidad.

**Gráfico N° 6: Demanda de Capacidad durante las subastas**



Fuente: Basado en ISO-NE (2014)

<sup>35</sup> En este tipo de subasta, el precio se determina a través de múltiples rondas de negociación, en las cuales los postores pueden actualizar sus máximas cantidades a ofertar según la nueva información que va brindando la subasta (la valoración del resto de los postores). Se inicia la ronda con un precio alto, y se va ajustando el precio a la baja hasta que se logre adjudicar la cantidad objetivo.

<sup>36</sup> Una curva de demanda con pendiente negativa en el mercado de capacidad permite asignar un precio a aquella capacidad por encima o por debajo de la cantidad objetivo fijada por el operador. De esta manera, tomando como fija la oferta de capacidad, se reduce la volatilidad de los precios.



Uno de los aspectos negativos es la complejidad y los costos para implementar estos mercados. Los costos administrativos para supervisar este mercado son altos, dado que las obligaciones de los recursos de generación y su disponibilidad deben ser corroboradas por el operador del sistema.<sup>37</sup> De igual manera, la curva de demanda en este mercado se construye en base a los costos de entrada en operación de una unidad marginal, lo cual puede ser un factor de incertidumbre, dado que ésta puede experimentar variaciones a lo largo del tiempo. De igual modo, una mala estimación de la demanda puede llevar a: i) un exceso de capacidad que se traduzca en altos costos para los clientes y ii) una capacidad por debajo de la requerida. Finalmente, el mecanismo de subastas anuales podría no brindar una visión de largo plazo en el mercado, dado que los precios en dichas subastas podían tener variaciones considerables de un año a otro.

Recientemente se han introducido incentivos en estos mercados para asegurar que las centrales de generación realicen las inversiones necesarias para ofrecer energía y reservas cuando la oferta es escasa. De esta manera, se han incorporado pagos basados en la performance de las centrales durante los períodos de estrés del sistema, logrando que las centrales tengan incentivos financieros por estar presentes durante dichos períodos de escasez (este tema se presenta en el Box N°7 y N°8).

#### **Box N° 7: Mecanismo de capacidad PJM**

En el 2007 se estableció el mercado de capacidad futura denominado *Reliability Pricing Model* (RPM). El mecanismo fue introducido con la intención de alcanzar un nivel adecuado de capacidad y confiabilidad para el sistema eléctrico y proveer la señal de largo plazo para el precio de la capacidad, consistente con los planes de expansión de la transmisión.<sup>38</sup> El sistema comprende 27 subregiones, estableciéndose mercados locales llamados áreas locales de entrega (LDA, por sus siglas en inglés). Para determinar cada LDA se considera la información histórica de gestión de las redes de transmisión y los procesos del plan de expansión de la red (PJM 2013a).

---

<sup>37</sup> Es posible que las unidades de generación presenten ofertas en el mercado del día previo, pero que no realicen acciones para asegurar el suministro de combustible, con la previsión que no sean finalmente llamados a despachar.

<sup>38</sup> Plan reflejado en el Proceso de Planificación Regional de la Transmisión (RTEPP, por sus siglas en inglés).

El requerimiento de capacidad (FPR) es fijado por el operador del sistema con 3 años de antelación. Éste se realiza sobre la base de una demanda pico del sistema y un margen de reserva instalada (IRM), margen que considera la probabilidad de pérdida de carga (LOLE).<sup>39</sup> De esta forma,  $FPR = (1 + IRM)(1 - Pool\ EFOR_d)$ .<sup>40,41</sup> En particular, la confiabilidad se define para un periodo de 10 años, es decir la existencia de un incidente mayor donde la demanda supere la oferta una vez cada diez años. El  $EFOR_d$  es una medida de la tasa de paro forzosa de cada central considerando datos históricos de 5 años. Para calcular el nivel de capacidad requerido por el sistema, este indicador se calcula para todo el *Pool* ( $Pool/EFOR_d$ ) tomando en cuenta la capacidad de generación de cada recurso y el tiempo de servicio histórico de las centrales. Este último indicador es una medida de la disponibilidad general de las centrales dentro del *Pool*, y, por lo tanto, de la performance promedio dentro del sistema.

La capacidad que cada recurso de generación puede ofrecer en el mercado de capacidad se denomina *Unforced Capacity* (UCAP), la cual depende de la capacidad instalada de dicha central multiplicada por un factor de disponibilidad, denominado  $XEFOR_d$ . De esta manera, el  $XEFOR_d$  individual es un incentivo de rendimiento, cuanto mayor sea este indicador menor será la capacidad que tenga dicha central en el mercado de capacidad, y por lo tanto el pago que pueda recibir en dicho mercado. En el caso de los recursos de producción intermitentes (solar, eólica) el UCAP se calcula como el promedio durante las horas de demanda pico en los meses de junio a agosto en tres años calendarios. Para las nuevas instalaciones de transmisión, este valor es calculado en función a su capacidad de importar capacidad, certificada por la PJM.

El requerimiento de capacidad proyectada (FDR) afecta a las empresas suministradoras de electricidad, las cuales están obligadas a cubrir sus requerimientos de capacidad considerando su

<sup>39</sup> El indicador LOLE (*Loss of Load Expectation*) representa el número de horas en el año en el cual en el largo plazo es estadísticamente probable que la demanda supere la oferta. Este indicador varía de acuerdo a ciertas circunstancias especiales, como la crudeza del invierno, o la probabilidad de falla de ciertas centrales, entre otras. De esta forma, es el indicador LOLP evaluado generalmente durante un año.

<sup>40</sup> Cuando se multiplica el factor FPR por la demanda punta estimada del sistema, se obtiene el nivel de capacidad requerida.

<sup>41</sup> El  $EFOR_d$  (*Demand Equivalent Forced Outage Rate*) es una medida de la probabilidad de que una unidad generadora fallará, ya sea parcial o totalmente cuando está en operación o está llamada a operar (período de demanda), medido para un período de 5 años. El  $Pool/EFOR_d$  toma en cuenta la probabilidad promedio de falla de todo el sistema. De otra parte, el  $XEFOR_d$  es el mismo indicador, eliminando aquellos cortes que se encuentran “fuera del control” del operador (*Outside Management Control, OMC*).

demanda pico proyectada. Éstas pueden cubrir sus requerimientos a través de: i) contratos bilaterales, ii) autosuministro y iii) el mercado de capacidad.

El operador cubre los requerimientos de capacidad en representación de las suministradoras a través de subastas de capacidad (PJM 2013a). De esta forma, mediante subastas el operador del sistema centraliza los requerimientos de capacidad no atendidos por otros canales. Así, se comprometen los recursos de capacidad antes de que fueran efectivamente requeridos, adquiriéndose capacidad futura.

La oferta de capacidad está determinada por: i) la generación existente y nueva, ii) recursos de demanda existentes y nuevos, iii) nueva capacidad de transmisión y iv) centrales al exterior del área PJM mientras certifiquen su capacidad disponible. La generación existente (incluso la comprometida en los contratos bilaterales) es el único recurso que participa obligatoriamente en la subasta. Los recursos de generación nuevos adquieren un período de obligación de 3 a 5 años.

### **Mecanismo de subasta**

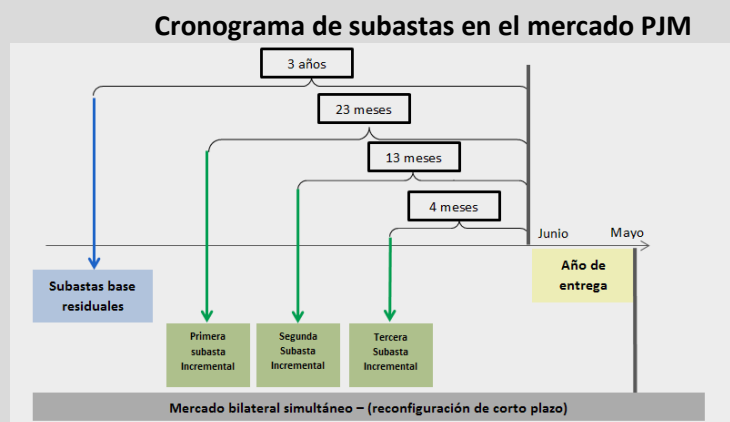
Una subasta de base se ejecuta 3 años antes del período de entrega de energía. Esto permite que los nuevos recursos de generación puedan competir con los existentes, y planificar adecuadamente las inversiones considerando el rezago de la entrada, reduciendo el problema del ciclo de inversiones (Bowring 2008). Asimismo, los requerimientos a futuro permiten solucionar los anuncios de corto plazo de retiros de capacidad.

El mecanismo considera como máximo 3 subastas residuales<sup>42</sup> (BRA, por sus siglas en inglés) cerca del período de entrega de energía para ajustar cualquier desvío en la proyección de la demanda y la oferta, aspecto importante en los mercados eléctricos dada la incertidumbre asociada al crecimiento del consumo eléctrico. Asimismo, se puede realizar una subasta condicional en caso existan problemas de las redes de transmisión (por ejemplo, una caída de un

---

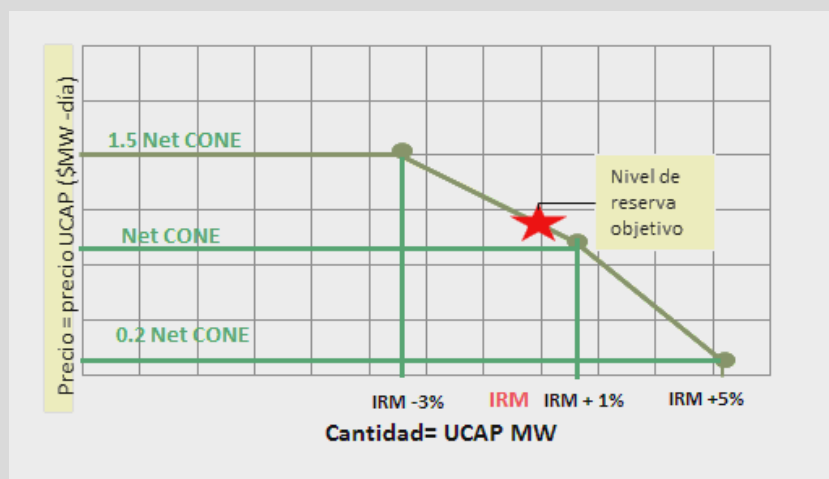
<sup>42</sup> Esta cantidad de meses varía de subasta en subasta. En la última para 2017/2018 fue de 20, 10 y 6 meses antes.

backbone). Asimismo, se pueden realizar transacciones bilaterales para realizar ajustes en los requerimientos inclusive en el periodo de entrega.<sup>43</sup>



Las subastas se realizan a través de una subasta de *reloj descendente*. La demanda de capacidad se construye en base a una curva de requerimiento de recurso variable (VRR, en sus siglas en inglés) de acuerdo al CONE. De esta forma, para cantidades inferiores a IRM-3%, el precio de la capacidad (fijado como MW/día) se establece a 150% del Net CONE. La curva disminuye linealmente y es cero cuando la cantidad ofertada supera la cantidad requerida en 5%.

### Determinación del precio del mercado de capacidad PJM



<sup>43</sup> Los precios determinados en las transacciones bilaterales son publicados por el operador para facilitar la negociación. Se pueden realizar subastas donde se contratan un recurso específico de capacidad. Los recursos de auto suministro son ofrecidos a un precio de cero (PJM 2013a).

El *Net CONE* (Net Cost of New Entry) = *Gross CONE* – *Energy and ancillary services offset (E&A)*. El *Gross CONE* es igual a la estimación del costo de una turbina de combustión de referencia (TGV) que un nuevo entrante al mercado debe cubrir. Este monto incluye los costos de capital y los costos de funcionamiento. El *CONE* es fijado administrativamente, es indexado anualmente y los parámetros son revisados cada 3 años.

El *E&A* es una estimación de beneficio neto que el nuevo recurso de generación entrante va realizar sobre el mercado de electricidad y el de servicios auxiliares, tomando en cuenta el promedio de los beneficios de una unidad de tecnología de referencia. Así, el *Net CONE* representa la remuneración anual residual (*missing money*) que la nueva generación va generar para cubrir los costos de capacidad.

La curva *VRR* disminuye la volatilidad de precios en el mercado de capacidad. En ese sentido, ante una oferta de capacidad distinta a la objetivo, los precios fluctuarán de manera menos volátil, dado que existe una demanda para la capacidad que se encuentra sobre o por debajo la capacidad objetivo. Se determina la curva de *VRR* en cada *LDA* diferenciándose por el cálculo del *CONE* neto, considerando que la central infra marginal puede variar dependiendo de la subregión (Carner y Kimball 2007).

Al término de la subasta, el operador realiza un contrato con los ofertantes de capacidad (de producción o de carga) que le da el derecho de movilizarlos. De igual forma, el mercado bilateral permite a los productores cubrir con las obligaciones de los productores y a los suministradores cubrir el costo de la capacidad.

La remuneración obtenida por el mercado de capacidad es ajustada de acuerdo a indicadores de desempeño. Así, existen pruebas para corroborar principalmente: i) las obligaciones de capacidad (*RPM Commitment Compliance*), ii) la disponibilidad en hora de demanda punta (*Peak Hour Availability*), iii) disponibilidad durante temporadas de alta demanda (*Summer/Winter Capability Testing*), entre otras. Los indicadores de desempeño no se aplican a todas las centrales de generación por igual, existiendo distinciones según el tipo de recursos, diferenciándose principalmente a las hidroeléctricas y recursos de generación intermitentes.<sup>44</sup>

---

<sup>44</sup> La energía solar, eólica e hidráulica son aquellos recursos que se encuentran exentos de algunos cargos por desempeño. La energía solar y eólica no están sujetas al cargo de disponibilidad en hora de demanda punta, al

Por ejemplo, el incumplimiento del *RPM Commitment Compliance* da lugar a una penalidad llamada *Capacity Resource Deficiency Charge*. Este indicador tiene por objetivo corroborar que el recurso de generación ha cumplido con su obligación diaria de capacidad. De esta manera, si existe un desacuerdo entre la obligación de capacidad diaria de la subasta y la posición del recurso en el *day ahead market*, la central adquiere una penalidad. La penalidad es igual a la diferencia entre ambas cantidades multiplicada por el precio promedio de la capacidad determinada en las subastas. De igual forma, se adiciona un factor, el cual resulta del mayor valor entre el precio promedio de la subasta multiplicada por el factor 0.2 ó US\$ 20 MW/día<sup>45</sup>.

El indicador por disponibilidad en período de punta se denomina *Peak Hour Availability Charge*. En ella se toma la disponibilidad de la central en horas puntas, medida a través del indicador  $EFOR_p$ <sup>46</sup> en base a la capacidad instalada de la central (ICAP). De esta forma, la penalidad se determina como la diferencia entre el nivel de performance real durante las horas pico en el período de la obligación  $EFOR_p$ , menos el nivel que tuvo el recurso de generación los 5 años precedentes ( $EFOR_{d5}$ )<sup>47</sup>. Así, la disponibilidad de la central (MW) se calcula como:

$$\text{Déficit en hora punta} = ICAP(1 - EFOR_p) - ICAP(1 - EFOR_{d5})^{48,49}$$

Este valor se multiplica por el promedio ponderado del precio de las subastas para el recurso en cuestión, para hallar la penalidad de la central de generación (US\$) por este concepto.

Los costos asociados a los recursos adquiridos en subastas RPM se distribuyen proporcionalmente entre las empresas que suministradoras de electricidad a través de cargos locales de confiabilidad. Este cargo es calculado en función a la contribución de cada cliente a la

---

Summer/Winter Capability Testing y a requisitos de mantenimiento. Las centrales hidrológicas e intermitentes no deben cumplir reglas de mantenimiento al cumplimiento de reglas de mantenimiento en período de demanda punta.

<sup>45</sup> La prueba para este cargo varía en función del tipo de recurso.

<sup>46</sup> El  $EFOR_p$  mide la probabilidad de falla parcial o total de una central cuando es requerida en hora punta (excluyendo OMC). La medición se realiza en las horas picos de los meses de enero, febrero, junio, julio y agosto. Éstas representan aproximadamente 500 horas al año.

<sup>47</sup> Este representaría el nivel esperado de disponibilidad de la central en período de hora punta.

<sup>48</sup> Las centrales a gas que durante el período de invierno no se encuentren disponibles debido al no aprovisionamiento de gas, estarán exentas de esta penalidad. De igual manera, este tipo de penalidad no aplicará si la no disponibilidad de la central ya ha sido penalizada por otro cargo de disponibilidad.

<sup>49</sup> Bajo este cargo, la máxima penalidad es de 50% de pérdida de los ingresos por capacidad ante un  $EFOR_p$  superior al 50%, la cual se incrementa a 75% de los ingresos del mercado de capacidad en el segundo año y 100% en el tercer año si el mismo nivel de indisponibilidad persiste.

demanda pico,<sup>50</sup> la cual es la participación del cliente en aquellos 5 intervalos de una hora en el año donde la demanda ha sido máxima en la región PJM.<sup>51</sup>

En los últimos años se evidenciaron problemas respecto a la confiabilidad del sistema durante el período de invierno ante la ocurrencia de frío extremo. Por ejemplo, el 7 de enero de 2014 se reportó la temperatura más baja en la región en 40 años. En dicho período 40,200 MW de recursos de generación (22% del total) no se encontraban disponibles, el cual fue un porcentaje 3 veces mayor al promedio en eventos de frío extremo (7%). De esta forma, se han realizado propuestas para introducir mecanismos basados en incentivos, que permita superar estos problemas de confiabilidad, los cuales entrarían en vigencia durante las subastas en los próximos años. Una de las características de la propuesta, es la definición de múltiples productos para la capacidad entre los cuales destaca: i) *Performance Capacity* y ii) *Base Capacity*.<sup>52</sup> La razón para implementar un *Performance Capacity* es la de incentivar las inversiones que permitan asegurar la disponibilidad de las centrales, tales como: la provisión flexible de combustible, la generación dual, una mejor respuesta ante una situación de clima extremo<sup>53</sup>, entre otras.

La capacidad que podrá subastar como *Performance Capacity*, deberá tener una serie de características relacionadas con su disponibilidad y su flexibilidad, la cual permitirá hacer frente a periodos de alta demanda en temporada de invierno o verano. Las penalidades para el *Base* y *Performance Capacity* serán en función a la cantidad de energía efectivamente suministrada. La penalidad por inadecuado desempeño será igual a la diferencia entre la energía suministrada y la cantidad ofertada en la subasta multiplicada por una penalidad por MWh(US\$/MW),<sup>54</sup> en función del Net CONE. Las penalidades no podrán exceder en 1.5 el valor anual del Net CONE en la región. Las penalidades por no-desempeño estarán limitadas a 12 horas por día.

---

<sup>50</sup> Denominado "*Peak Load Contribution*".

<sup>51</sup> Denominado "*Coincident Peak*".

<sup>52</sup> La propuesta está contenida en el documento: "*PJM Capacity Performance Updated Proposal*", PJM Staff Updated Proposal. Octubre 7, 2014.

<sup>53</sup> Por ejemplo, en evento de frío extremo, el combustible en la instalación puede congelarse, al igual que las cintas transportadoras; y, las tuberías pueden dejar de funcionar.

<sup>54</sup> El PJM propone que la multa sea aplicada sobre el valor menor entre: i) la cantidad programada por PJM, y ii) el valor de la obligación. Así, por ejemplo, un recurso de generación con obligaciones por 100 MW, es programado para despachar 75 MW de electricidad en una hora. Si produce 25 MW, entonces, la penalidad se calculará sobre 50 MW (75 -25). Si en cambio, la unidad es programada para despachar los 100 MW, la penalidad se calculará sobre dicho valor.

**Penalidad Horaria (US\$/ MW) ante No-Performance<sup>55</sup>**

<b>Horas de No-Escasez</b>	<b>Horas de Escasez</b>
$\frac{\text{Net CONE} \times 356 \text{ días}}{350 \text{ horas}}$	US\$ 2700

El desempeño de las *Performance Capacity* será evaluada en aquellas horas en que los recursos serán más necesarios para garantizar la confiabilidad del sistema, independientemente de la época del año. Por lo tanto, la propuesta del PJM es que dichas horas sean aquellas pertenecientes a los días donde se establezca una alerta meteorológica (*Hot/ Cold Weather Alert*) o una alerta de generación (*Maximum Emergency Generation Alert*). Las penalidades para las *Base Capacity* se aplicarán solo para en un sub-conjunto de los eventos requeridos para los *Performance Capacity*. En el futuro, se espera que la totalidad de la capacidad ofertada en el mercado de capacidad sea *Performance Capacity*, instalando un proceso de transición para llegar a tal fin.

**Box N° 8: Mecanismo de Capacidad New England (ISO-NE)**

El mecanismo de capacidad operado por *ISO-NE* se denomina *Forward Capacity Market* (FCM), el cual se basa en incentivos que inducen a la oferta de generación a invertir en capacidad, y a la demanda a tener un rol más activo permitiéndole vender energía o rechazar carga en épocas de crisis energética. El objetivo es satisfacer el nivel deseado de confiabilidad en el mercado eléctrico, el cual se denomina *Installed Capacity Requirement* (ICR). Al igual que en el PJM, los requerimientos de capacidad se basan en la ocurrencia de un evento de fuerza mayor (demanda superior a la oferta) de un día cada diez años. Este mecanismo tiene bastantes similitudes con el de PJM.

Primero, se realiza un proceso de subastas para satisfacer la demanda de capacidad con tres años previos al período de entrega. Pueden participar en dicho mercado los recursos de generación y de demanda, los cuales son retribuidos al precio de cierre de la subasta (*market-clearing price*). De igual manera, existen subastas de reconfiguración antes y durante el período de entrega para permitir el balance de las obligaciones de capacidad. Asimismo, existe un mercado de

<sup>55</sup> El operador PJM establece un procedimiento para definir las horas de escasez.



contratos bilaterales donde se pueden transferir recursos de capacidad, permitiendo el balance del exceso o el déficit de capacidad respecto a las obligaciones contraídas. El mecanismo es centralizado por el operador y puede ser realizado anual o mensualmente.

El FCM realiza un proceso de calificación de la capacidad asociada a cada tipo de recurso, diferenciándose entre recursos existentes y nuevos. Dicho proceso busca certificar que un recurso puede estar disponible en el periodo de entrega. En la subasta se incluyen todos los recursos a menos que expresamente indiquen su deseo de no participar. Los recursos nuevos determinan el precio de la capacidad, mientras que los recursos existentes son tomadores de precios. Los recursos existentes que repotencien o aumenten su capacidad se consideran como nuevos y participan activamente del proceso.

El período donde se hace aplicable la obligación de proveer capacidad se denomina *Capacity Commitment Period (CCP)*, el cual comprende un período de 12 meses. En la subasta, las centrales de generación reciben una obligación de proveer capacidad *CSO (Capacity Supply Obligation)* y un precio asociado a dicha obligación (US\$ por MW/mes). El pago a la generación que posee un CSO se realiza de manera mensual. La CSO obliga a los recursos de generación a ofrecer energía en el *day-ahead market*, mantener la oferta abierta durante todo el día de operación, y seguir las instrucciones de despacho del ISO-NE. La generación existente y la nueva tienen diferentes períodos de obligación, en el primer caso la obligación es por un año, mientras en el segundo pueden llegar a 5, con el fin de dar estabilidad al inversionista.

En el diseño inicial de la subasta, el FCM-NE a diferencia del PJM, no consideraba una curva de demanda explícita para determinar el precio de la capacidad, sin embargo ésta será incorporada en las próximas subastas. Se establece un rango donde se determina el límite máximo de precios que está en función del *CONE*. Este incluye el valor del costo mensual (US\$ kW/mes) de un inversionista que desarrolla y mantiene una planta de generación de gas de ciclo simple para el mercado eléctrico, incluyéndose los costos de inversión inicial y los costos de operación. El precio máximo, que viene a ser el precio de apertura de la subasta, es igual a dos veces el *CONE*.<sup>56</sup> Se incluye una regla de precios en el caso que la subasta no fuera competitiva.

---

<sup>56</sup> Cabe señalar que para las subastas con compromisos de capacidad para los años 2014 al 2016 se estableció un precio mínimo igual a 60% del *CONE* (FCM 2011).

Este mercado también incorpora un mecanismo para evitar que las centrales de generación generen rentas superiores al *missing money*, denominado *peak energy rent (PER)*. De esta forma, un nivel de precio tope es fijado sobre el mercado de energía, el cual corresponde al costo marginal de generación del recurso más caro en el sistema. De esta forma, el margen realizado por encima del costo variable es retirado de los ingresos obtenidos sobre el mercado de capacidad. El ajuste busca desincentivar a los ofertantes de elevar los precios en el mercado de energía reteniendo capacidad y que los recursos estén disponibles en precios de escasez (Cramton y Stoft, 2005). Asimismo, permite que los consumidores no paguen precios elevados en los periodos de estrés del sistema.

El cargo de capacidad se distribuye entre la demanda de acuerdo a la participación de ésta en la hora de demanda pico del período de obligación anterior. La hora de demanda pico es aquella en la cual la demanda fue máxima dentro de la red eléctrica. Dado las diferentes subastas que se realizan a través del año, el cargo a la demanda puede variar a lo largo del año.

El pago de la remuneración de la capacidad depende de indicadores de desempeño de las empresas, las cuales se evalúan en situaciones de estrés del sistema<sup>57</sup>. El evento de escasez es definido como un período contiguo de 30 minutos o más, en el cual el suministro de energía y las reservas son insuficientes para satisfacer la demanda de energía y las exigencias de reservas en tiempo real. Para cada evento de la escasez, ISO-NE calcula un *Score* de disponibilidad para cada recurso que tiene una obligación de capacidad. La puntuación se calcula en base la disponibilidad del recurso dividida por su obligación de capacidad. La obligación de capacidad en un determinado intervalo de tiempo está determinada por la demanda y los requerimientos de reserva en dicho momento, lo que se refleja en un *Balancing Ratio*.<sup>58</sup> Así:

$$\text{Balancing Ratio} = \frac{\text{Demanda} + \text{Requerimiento de Reserva}}{\text{CSO}}$$

De esta forma, si una situación de escasez ocurre en una hora fuera de punta, en la cual la demanda es 16 GW y el requerimiento de reserva es 2 GW, mientras la obligación (CSO) del

<sup>57</sup> El indicador de disponibilidad de un recurso de generación en período de estrés se conoce como "*Resource's Shortage Event Availability*".

<sup>58</sup> Una obligación que depende de los requerimientos de demanda en el tiempo se le conoce en la literatura anglosajona como *demand-following*.

recurso en el FCM es 30 GW el *Balancing Ratio* será igual a 60%.<sup>59</sup> Por lo cual, en dicho evento el recurso deberá proveer el 60% de sus obligaciones de capacidad. Si la demanda y el requerimiento de reservas superan las obligaciones del recurso, éste deberá brindar el 100% de sus obligaciones de capacidad. Este factor es ajustado para tener en cuenta los procesos de mantenimiento de las centrales.

De esta manera, el pago anualizado de capacidad para el recurso de generación es ajustado por su disponibilidad durante los períodos de escasez y un factor de penalidad (PF) el cual es 5% para eventos de escasez de al menos 5 horas, siendo incrementado en uno por ciento para cada hora por encima de dicho umbral.

$$\text{Penalidad} = \text{Pago Anualizado Capacidad} \times \text{PF} \times (1 - \text{Score})$$

A modo explicativo, en caso la empresa de generación tenga un pago anual de capacidad de US\$6 millones y su disponibilidad haya sido el 60% de su obligación durante los eventos de escasez, tendrá penalidad será igual a US\$ 120 mil.<sup>60</sup> Existen topes para la aplicación de esta penalidad. De esta forma, el pago diario no puede exceder el 10% del pago anual, y la penalidad mensual no puede exceder 2.5 veces el pago por capacidad mensual.

Este mecanismo presenta algunas ineficiencias, sobretodo en el esquema de incentivos utilizados para asegurar el suministro de electricidad en períodos de estrés del sistema.<sup>61</sup> De una parte, el pago por capacidad actual depende de un indicador de disponibilidad de las centrales, y no necesariamente de su desempeño. Así, la disponibilidad en un evento de escasez tiene numerosas excepciones por incumplimiento en virtud de los cuales una central pueda ser considerada totalmente disponible, aun cuando no tenga capacidad para proporcionar energía o reservas. Finalmente, existen topes a los pagos por incumplimiento de las obligaciones de capacidad, por lo cual el recurso de generación cuenta con una cobertura así incumpla totalmente sus obligaciones de capacidad.

Recientemente se ha ido diseñando un mecanismo de incentivos *Pay-for-Performance* mediante el cual se busca brindar incentivos a los generadores para mejorar el rendimiento en

---

<sup>59</sup> El *Balancing Ratio* en este caso será igual a  $(16 \text{ MW} + 2 \text{ MW}) / (30 \text{ MW})$ .

<sup>60</sup> La penalidad en este caso será  $\text{US\$}6,000,000 \times 5\% \times (100\% - 60\%)$ , suponiendo que el evento no tuvo más de 3 horas de duración.

<sup>61</sup> ISO New England, Docket No. ER14-1050-000, et al. Federal Energy Regulatory Commission, "Order on Tariff Filing and Instituting Section 206 Proceeding", mayo 2014.

situaciones de escasez y mejorar la confiabilidad del sistema.<sup>62</sup> Este Score se define en base a la cantidad despachada realmente durante un período de escasez, de esta forma:

$$Score = MW \text{ despachada} - Balancing \text{ Ratio} \times CSO .$$

El pago por capacidad será entonces, la suma de un pago base<sup>63</sup> más un pago basado en el *Performance Score*. El pago por performance durante períodos de escasez será acumulativo, pudiendo compensarse entre diferentes períodos. El pago base será asumido por la demanda, mientras que el pago por performance será distribuido entre las centrales, de acuerdo a su performance.<sup>64</sup> A continuación, veremos un ejemplo ilustrativo para una central que tiene que suministrar el 60% de sus CSO en tres períodos de escasez durante el mes. Así, si la central tiene obligaciones por 100 MW y tiene una performance de 90 MW, 0 MW y 20 MW en cada hora de escasez, tendrá un *Performance Score* igual a - 70 MW.<sup>65</sup> En caso, la penalidad sea US\$5,000/MWh por MW no suministrado, el total que deberá pagar la empresa de generación es igual a US\$ 350,000. La empresa bajo este mecanismo de incentivos, puede inclusive tener un pago por capacidad negativo durante el mes, si no es capaz de cumplir con sus obligaciones de performance.

De esta forma, la intención del operador ISO-NE es la de proveer al mercado de capacidad con fuertes incentivos al rendimiento en condiciones de escasez, con lo cual no solo se mejorará la confiabilidad del sistema, sino que motivará a los proveedores de electricidad a hacerlo a un costo mínimo utilizando diferentes medios, promoviendo las inversiones que aseguren el suministro confiable durante periodos de estrés del sistema.

<sup>62</sup> Una de las medidas implementadas en el 2013 fue la de cambiar la definición de un evento de escasez como aquel período de más de 30 minutos donde son llamadas a generar unidades de reserva con un período de entrada de operación de al menos 30 minutos (y no de 10 minutos como era anteriormente).

<sup>63</sup> El pago base será igual al precio resultante de la subasta y a las obligaciones de capacidad adquiridas por el recurso de generación (CSO).

<sup>64</sup> Así, aquellas centrales que tengan un nivel de generación mayor a la energía comprometida en las obligaciones, recibirán el pago de aquellas centrales con una generación menor a los compromisos.

<sup>65</sup> El Score es calculado como sigue,  $(90 \text{ MW} - 60\% \times 100 \text{ MW}) + (0 \text{ MW} - 60\% \times 100 \text{ MW}) + (20 \text{ MW} - 60\% \times 100) = - 70 \text{ MW}$ .

#### 4.2.2.3. Reliability options: Call options

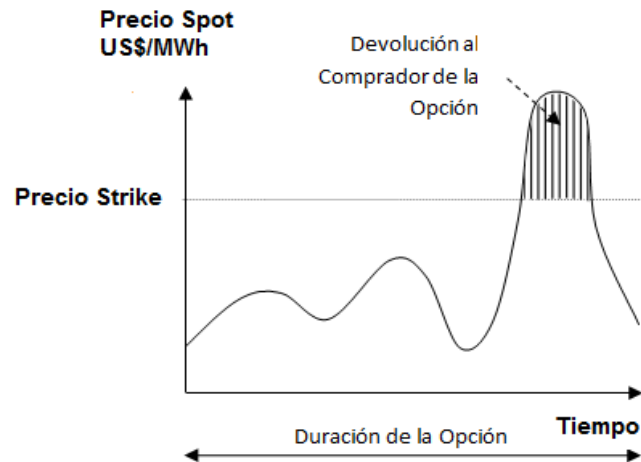
Las *reliability options* (RO) utilizadas en los mercados de capacidad son opciones *call*,<sup>66</sup> que son a la vez opciones financieras y físicas. En dichos mercados el operador del sistema eléctrico compra a los recursos de generación el derecho más no la obligación de obtener una cantidad determinada de energía a un precio determinado, a cambio del pago de una prima. Es una opción financiera en la medida que el generador que vende un RO al operador del sistema deberá pagar a éste la diferencia entre el precio de mercado y el precio *strike*,<sup>67</sup> siempre que el primero exceda al segundo multiplicada por la diferencia entre la cantidad de energía entregada y la comprometida en el contrato. Es una opción física debido a que la venta de dicha opción deberá estar asociada a una central de generación específica, la cual debe estar disponible cuando dicho instrumento sea requerido. Por la opción el generador recibe el pago de una prima.

La implementación de este mecanismo requiere la creación de un producto RO y un mercado que dependa de un operador, siendo tradicionalmente el operador del sistema eléctrico. Las opciones se subastan de acuerdo a la información que provea el operador sobre el precio *strike* y las penalidades en caso de incumplimiento. El contrato anual por RO entra en vigencia por lo general 3 años después de la realización de la subasta, lo que permite la competencia entre la generación existente y la nueva.

---

<sup>66</sup> La opción de compra (*call*) es el derecho a fijar hoy el precio al cual se puede comprar (si así se desea en una fecha futura) un cierto activo, que puede tener otro precio al momento de la transacción. Para que se tenga el derecho a comprar dicho activo al precio determinado (estar *largo* en la opción), debe haber una contraparte que esté obligada a otorgar este derecho (posición *corta* de la opción), o sea, obligada a vender. A cambio de estar “*largo*” en la opción, el agente recibe una prima. El precio de compra de la opción se denomina precio de ejercicio de la opción, o precio *strike*.

<sup>67</sup> El precio *strike* es un precio tope para la demanda, el cual muestra el umbral entre los precios “normales” de la energía y precios cercanos a una situación de escasez.

**Gráfico N° 7: Valor de una Opción de Capacidad a un Precio de Ejercicio predeterminedo**

Fuente: Oren (2005).

En este tipo de mecanismos, la determinación del precio de la capacidad futura o del valor de la prima estará determinada por la oferta que los recursos de generación realicen en el mercado de capacidad. En este caso, la oferta de las centrales marginales o de demanda punta (las cuales estarán operando en situaciones de estrés del sistema) tomarán en cuenta en sus ofertas los ingresos que requieran para compensar sus costos fijos. De esta forma, el mecanismo busca atraer el ingreso de nueva capacidad, ofreciendo una compensación adicional a las unidades de base y semi-base, incentivando su entrada. La prima de dicha opción refleja de manera implícita el comportamiento esperado de los precios de la energía y las rentas inframarginales que se puedan obtener.

Bajo dicho esquema, los recursos de generación substituyen las rentas obtenidas durante las épocas de estrés del sistema por una prima segura de capacidad. Así, los mercados de capacidad o las opciones *call* permiten resolver las imperfecciones de los mercados de solo energía, introduciendo un mecanismo competitivo para la determinación de los pagos por capacidad. Así, obtienen capacidad disponible asociada al nivel de confiabilidad objetivo, reduciendo el poder de mercado. Este sistema permitirá un compromiso real de los generadores con la confiabilidad del suministro, reflejará mejor la escasez relativa de capacidad, y permitirá una mejora en el manejo de riesgos de contratación incentivando la firma de contratos de largo plazo (García 2008).

El incentivo de performance para los recursos de generación con la existencia de este tipo de mecanismos no cambia con respecto a la situación en ausencia de éste, siendo determinado principalmente por el mercado *spot*.<sup>68</sup> Sin embargo, si se produce una situación de escasez ( $\text{Precio}_{\text{spot}} > \text{Precio}_{\text{strike}}$ ), los recursos deberán cumplir con suministrar la cantidad de energía comprometida en las subastas durante las horas de escasez, siendo penalizados en caso no lo hicieran. Las obligaciones durante el día siguen el comportamiento de la demanda (*load following*).<sup>69</sup> En el caso colombiano, por ejemplo, las obligaciones diarias de capacidad son distribuidas durante el día de acuerdo al despacho ideal (Véase el Box N° 9). El recurso de generación que no cumpla con entregar la energía firme comprometida tendrá una penalidad igual a la diferencia entre el precio *spot* y el precio *strike* multiplicada por la cantidad de energía que no suministró.

Con respecto a las críticas sobre la implementación de este tipo de mecanismo, en Colombia se evidenciaron algunos problemas relacionados con el ejercicio de poder de mercado durante las subastas. Efectivamente, el principal problema presentado en el mercado de confiabilidad colombiano se originó debido a un diseño incompleto de las subastas de capacidad. Esto conllevó a la manipulación de los precios por parte de los postores, resultando en un precio de potencia más alto de lo esperado. A luz de esto, se han realizado algunas recomendaciones para su solución que van desde el incremento de la incertidumbre de la demanda provista para los postores en la subasta descendente hasta la adopción de una subasta a sobre cerrado o subastas de precios discriminatorios en lugar del mecanismo vigente.

Asimismo, la verificación de la disponibilidad de aquellas plantas que no despachan frecuentemente puede presentar problemas, por lo cual no es posible verificar la confiabilidad de éstas al sistema. De igual forma, una adecuada supervisión de dicha disponibilidad puede significar un costo administrativo importante. Asimismo, un precio *spike* reducido no garantizaría la confiabilidad del sistema, al impedir la entrada de plantas térmicas al mercado de capacidad, ni

---

<sup>68</sup> Así, aquellos recursos de generación que despachen electricidad recibirán el precio *spot* de la energía, y aquellas que no despachen no lo recibirán.

<sup>69</sup> De esta manera, si una central tiene el 10% de las obligaciones de energía firme, deberá proveer dicha cantidad de la demanda durante un período de escasez en el sistema eléctrico.

genera incentivos a las fuentes hídricas para aumentar sus niveles de embalse, ante la ocurrencia de contingencias.<sup>70</sup>

#### **Box N° 9: Mercado de confiabilidad en Colombia**

La generación eléctrica en Colombia se concentra principalmente en plantas de generación hidráulica (77% aproximadamente) y en una menor proporción de plantas de generación térmica (18%). Por lo tanto, al depender de los aportes hidrológicos, las épocas de sequía que se presentan durante eventos como El Niño hacían necesario la existencia de plantas de generación con energía firme que pudieran garantizar confiabilidad en un escenario de baja hidrología.

El Cargo por Confiabilidad (CxC) se implementó en el 2007 buscando determinar un cargo que provea de confiabilidad al sistema eléctrico colombiano. La capacidad requerida para el sistema eléctrico (energía firme), se calcula considerando distintos escenarios, incluyendo pérdidas de energía del sistema principal de transmisión.

La energía firme que puede proveer una central es la capacidad de producir energía en condiciones de baja hidrología (Cramton y Stoft 2007),<sup>71</sup> la cual se denomina energía firme para el cargo de confiabilidad (ENFICC). La ENFICC es la cantidad máxima de energía eléctrica que puede comprometer una planta, y se determina para los recursos térmicos de acuerdo al Índice de Disponibilidad histórica por salidas forzadas (IHF) de la planta y la disponibilidad del combustible. Para los recursos hidráulicos se calcula tomando en cuenta una maximización de la mínima energía mensual producible por las plantas durante el año. Las empresas de generación que participan en este mercado adquieren una obligación de proveer energía firme (OEF), siendo compensadas con un cargo fijo. Este cargo fijo es estable y predecible en el tiempo, siendo diferenciado de acuerdo a las características de la planta. De esta manera, las plantas existentes adquieren una OEF por 1 año, las plantas existentes con obras por 5 años, y las plantas nuevas pueden adquirir hasta por 20 años.

---

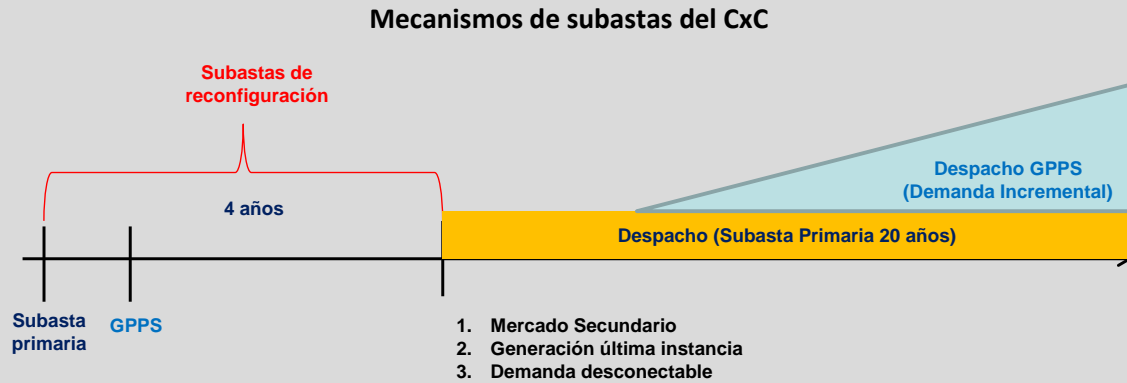
<sup>70</sup> Véase Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (2013).

<sup>71</sup> De esta forma se busca proteger al sistema eléctrico de periodos de sequias o del fenómeno del Niño, teniendo suficiente generación de respaldo que se pueda suministrar en dichos periodos.



## Mecanismo de subasta

El pago de la OEF (precio del CxC) se determina mediante un mecanismo de subasta, existiendo tres tipos: i) subastas primarias, ii) subastas para generadores con periodos de construcción superior al de planeación (GPPS) y iii) subastas de reconfiguración.



Fuente: X.M (2008)

Las subastas primarias están dirigidas a aquellas centrales que pueden ofrecer recursos para obligaciones futuras a 4 años a la vista, periodo denominado de planificación. Este tipo de subastas se realiza de acuerdo al mecanismo de reloj descendente. En estas subastas, el regulador considera una curva de demanda para determinar el valor de la OEF. De manera similar al RPM, la curva está en función del CONE denominado costo del entrante (CE) expresado en US\$ por kWh.<sup>72</sup> La curva está limitada por dos toques, uno superior equivalente a 2 veces el CE y uno inferior equivalente a 0.5 veces el CE.<sup>73</sup> Al considerar el CE en la curva de demanda, se busca incentivar la entrada de nueva generación (Cramton y Stoft 2007).

Las subastas GPPS están dirigidas para las empresas entrantes que tienen un periodo de construcción mayor a los 4 años y que no pudieron participar en las subastas primarias. Son complementarias para cubrir la demanda del sistema. Las subastas GPPS consideran como precio

<sup>72</sup> Para la primera subasta primaria el CE es equivalente al costo de inversión de una planta térmica a gas ciclo simple (5.25 US\$/kW-mes), considerado adicionalmente la información de las centrales térmicas de los costos de conversión a combustibles alternos y un factor de carga de 0.65. En las siguientes subastas se actualiza el CE mediante una fórmula que considera el 70% del CE y el 30% precio de cierre de la última subasta.

<sup>73</sup> La curvatura de la demanda varía alrededor del punto CE. Dicho punto dependerá de los valores estimados por la CREG respecto a la demanda proyectada.

máximo el precio resultante de la subasta primaria y se suele considerar el mecanismo de sobre cerrado.<sup>74</sup>

Las subastas de reconfiguración tienen como objetivo ajustar y balancear las OEF de las empresas generadoras. Las subastas de reconfiguración utilizan un proceso de sobre cerrado de reloj ascendente para determinar la asignación de OEF y el cargo por confiabilidad.

Estos 3 tipos de subastas forman de parte de los anillos de seguridad que permiten ajustar las OEF de los recursos de generación, permitiendo a éstos cumplir con los compromisos de energía firme asumidos en el mercado de capacidad. De esta forma, se incrementa la eficiencia del cargo por confiabilidad y permite una administración adecuada de los riesgos (X.M 2008a).

En el esquema de CxC se subastan opciones *call* de energía firme donde el comprador obtiene el derecho, y no la obligación, de requerir el recurso físico (energía firme) al oferente en el caso que el sistema se encuentre en una situación de escasez. El periodo de escasez ocurre cuando el precio *spot* supera el precio de ejercicio (*strike*) asociado a la opción. El precio *strike* es fijado administrativamente por la CREG y se actualiza a través de un índice de precios de los combustibles (CREG 2007). Este precio tiene una doble función. Por una parte indica a partir de qué momento las Obligaciones de Energía Firme son exigidas, y por otra, es el precio al que será remunerada la energía entregada cuando tales OEF sean requeridas.

La OEF compromete al agente a generar una cantidad determinada de energía firme cada día, sin importar la hora en que haya efectuado dicha generación, en caso el precio *spot* supere el precio *strike*. De esta forma, en caso se produzca una situación de escasez, la recompensa o penalidad para las empresas de generación se da de la siguiente manera:

$$\text{Recompensa o Penalidad} = (Q_{\text{despacho}} - Q_{\text{obligación}}) \times (P_{\text{spot}} - P_{\text{strike}}),$$

donde  $Q_{\text{despacho}}$  = cantidad despachada por la central de generación,  $Q_{\text{obligación}}$  = obligación diaria de capacidad, y  $P_{\text{spot}}$ ,  $P_{\text{strike}}$  son igual al precio *spot* y el precio *strike* respectivamente. Por ejemplo, si una empresa de generación no cumple con proveer 1 MW de la energía firme comprometida tendrá una penalidad igual a:  $(P_{\text{spot}} - P_{\text{strike}})$ .

<sup>74</sup> El mecanismo de sobre cerrado consiste en que cada empresa realice su oferta de ENFICC menor o igual a la declarada y un precio menor o igual al precio de cierre de la subasta primaria. De esta forma, se procede a una asignación por precio hasta cubrir la Cantidad Máxima a Asignar (CM). Los ganadores recibirán un pago equivalente al máximo precio ofrecido que haya resultado con una asignación de OEF.

La verificación del cumplimiento se realiza de forma diaria, convirtiendo la  $OEF_{\text{mensual}}$  en una  $OEF_{\text{diaria}}$ , la cual sirve a su vez para calcular la remuneración diaria que le corresponde a cada recurso. La  $OEF_{\text{diaria}}$  está determinada por el nivel de demanda, así si un generador vendió una OEF por el 20% de la energía firme, tiene la obligación de suplir en 20% de la carga real horaria si la obligación es ejercida. La recaudación del Cargo por Confiabilidad se realiza a través del mercado mayorista de energía, siendo incorporado dentro del precio de oferta de cada generadora (*precio de bolsa*) como un cargo especial llamado *Costo Equivalente de Energía* (CEE). El CEE se calcula hallando un precio unitario de la OEF (US\$/kWh). Esto se halla calculando un valor mensual de la  $OEF^{75}$  y dividiéndolo por una estimación de la cantidad demandada mensual. Posteriormente, cuando se tiene el valor real de la demanda mensual, éste se convierte en un *Cargo Equivalente Real de Energía* (CERE) que se utiliza para realizar las liquidaciones por el *Cargo por Confiabilidad*.

Mediante el Cargo por Confiabilidad, los incentivos de desempeño para los recursos de generación provienen del precio spot de la energía, el cual no cambia con la existencia de las RO. De esta forma, cada kWh adicional que generen las generadoras serán recompensadas con el precio *spot* de la energía, aunque en período de escasez dicho precio de la energía tenga un valor máximo. Así, uno de los beneficios del presente esquema es que elimina el poder de mercado de energía de los recursos de generación en épocas de escasez. Adicionalmente, un incentivo *extra* de desempeño para las generadoras está determinado por la cantidad de energía firme que pueden ofrecer en futuras subastas, la cual tomará en cuenta el rendimiento histórico de las centrales.

En el caso de los recursos de generación que no cuenten con despacho frecuente, este mercado establece pruebas de disponibilidad. Así, de acuerdo a un procedimiento de muestreo que toma en cuenta aquellas plantas que no han tenido un despacho mayor a 4 horas consecutivas un número consecutivo de meses.

## 5. Recomendaciones para el diseño de un mercado de capacidad en el Perú según la experiencia internacional

Como se describió en las secciones anteriores, los mercados de capacidad futura y de confiabilidad permitirían resolver una serie de imperfecciones que enfrentan los mercados eléctricos de solo energía. Esto, al introducir mecanismos de mercado para determinar el precio

---

<sup>75</sup> El valor de la OEF mensual se halla multiplicando el precio resultante de las subastas por la cantidad de obligaciones mensuales,  $\text{Precio}_{\text{subasta}} \times OEF_{\text{mensual}}$ .

de la capacidad futura o del valor de la opción, incentivando la entrada de nueva generación de acuerdo al nivel de confiabilidad deseado para el sistema. Asimismo, permiten mitigar el poder de mercado de los generadores establecidos, fijando un precio máximo en el mercado de la energía. Esto último, debido a que el mercado de capacidad permite reemplazar los precios de escasez por un pago estable durante el período de la obligación de capacidad, superando el *missing money problem*. Así, permite mitigar el comportamiento estratégico de los recursos de generación durante períodos de estrés, al establecer precios máximos en el mercado de la energía, limitando el precio que enfrentan los consumidores.

De la revisión de la experiencia internacional, se puede verificar que los mercados de capacidad continúan evolucionando. Por ejemplo, en PJM e ISO-NE se están discutiendo una serie de reformas para implementar un nuevo esquema de incentivos en el mercado de capacidad. Esto, con el fin de brindar mejores señales a los recursos de generación sobre el nivel deseado de confiabilidad del sistema eléctrico. De esta forma, el pago por capacidad estará condicionado por la contribución efectiva de las centrales de generación a la confiabilidad del sistema, medida a través de su desempeño observado en periodos o eventos denominados de estrés del sistema.

Tomando en cuenta la continua evolución que presentan estos mercados, la presente Sección contiene una serie de recomendaciones para la implementación de un mecanismo de capacidad en nuestro país, a partir de la revisión de los mercados de capacidad instaurados en los sistemas eléctricos en el mundo; y, la revisión de la literatura académica.

### **5.1. Definición del producto a suministrar**

Uno de los puntos más importantes en la implementación de un mercado de capacidad es la definición del producto. La definición del producto debe tener en cuenta las características del mercado eléctrico en cuestión. En el caso de los mercados de capacidad en Estados Unidos, los requerimientos de capacidad están asociados a la necesidad de contar con capacidad suficiente en períodos de demanda punta. En el caso colombiano, el producto está definido con respecto a la energía que es capaz de proporcionar una central en caso de baja hidrología. En ambos casos, la implementación de mercados de capacidad hace necesario determinar de manera precisa, la confiabilidad que brinda cada recurso de generación a la confiabilidad del sistema.

**Por lo tanto, para el caso peruano, es necesario introducir de manera precisa y objetiva un criterio que determine la potencia firme de las instalaciones de generación como parte de la**

**implementación del mercado de capacidad.** Actualmente, el procedimiento para establecer la capacidad total del SEIN (el cual se denomina Potencia Firme) en nuestro país es altamente variable. De esta forma, no es posible determinar si la demanda total del sistema se encuentra respaldada por contratos de capacidad. Así, la implementación de un mercado de capacidad en nuestro país hace necesaria una estandarización y clara definición de la Potencia Firme, lo que permitiría establecer el porcentaje de la demanda que actualmente cuenta con un respaldo adecuado en cuanto a su suministro, indistintamente de la fuente de generación que brinde dicho respaldo. En el caso de recursos renovables no convencionales, se debe evaluar su participación en el mercado de capacidad, y considerar la capacidad o energía firme en situaciones de estrés del sistema, estableciendo un procedimiento específico para los recursos intermitentes.<sup>76</sup>

## 5.2. Introducción de mecanismos competitivos

El mercado de capacidad debe considerar un mecanismo competitivo para la asignación de la capacidad, de esta manera que el precio de la capacidad refleje la competencia entre distintos recursos; y, se evite el ejercicio del poder de mercado.

**Se debe evaluar el mecanismo de subasta más adecuado para asignación de la potencia firme.** Las subastas toman en cuenta una serie de reglas para la asignación de un recurso entre diferentes ofertantes, y la determinación del precio asociado a éste. En términos generales, las subastas se pueden clasificar en dos tipos: subastas abiertas y a sobre cerrado.<sup>77</sup> La principal ventaja de las subastas abiertas es que permiten revelar las valoraciones de los postores, lo que puede promover una asignación eficiente. Por otro lado, las subastas a sobre cerrado reducen las posibilidades de colusión entre postores, limitando los riesgos de señalización y de implementación de mecanismos de penalización necesarios para establecer un acuerdo colusorio sostenible (Cramton 2002). De esta forma, de implementarse un mercado de capacidad en nuestro país, se necesitará analizar cuál es el efecto de la actual configuración del mercado de generación eléctrico peruano para la adecuada elección del tipo de subasta a utilizar.

---

<sup>76</sup> Al respecto, en los sistemas eléctricos de PJM, New York y España se consideran distintas metodologías para evaluar la capacidad o energía firme que pueden ofrecer los recursos renovables intermitentes, siendo la más conservadora la de PJM. Asimismo, el pago por energía firme serviría para incentivar la inversión en dichos recursos si no se consideran un esquema explícito de estabilización de precios (Botero et al. 2010).

<sup>77</sup> Las subastas abiertas permiten a los postores realizar sus ofertas en un lapso de tiempo permitiendo la interacción entre ellos. En las subastas a sobre cerrado cada postor señala el precio ofrecido sin interactuar con otros postores. Así, a diferencia de las subastas abiertas, en las subastas a sobre cerrado cada postor solo conoce su propia oferta. Las subastas abiertas más comunes son la subasta inglesa (o ascendente) y la holandesa (o descendente), mientras que las subastas a sobre cerrados más utilizadas son las de primer y segundo precio.

**Las subastas pueden ser afectadas por el ejercicio de poder de mercado, por lo cual, se deben introducir mecanismos con el fin de eliminar o mitigar las conductas anticompetitivas.** Al respecto, algunos autores indican que las subastas abiertas de reloj descendente con múltiples rondas pueden proporcionar resultados adecuados al reducir el ejercicio de poder de mercado sobre todo cuando se espera la participación de varios recursos o postores (Cramton y Ockenfels 2012). Sin embargo, durante su implementación, en la medida que existan generadores con una participación importante en el mercado, se pueden generar comportamientos estratégicos y anticompetitivos, de manera que se asegure un precio elevado por la capacidad. Por lo tanto, el esquema debe considerar reglas de precios que desincentiven el comportamiento estratégico de las centrales, y que estén en función del costo fijo del nuevo entrante. En el caso que exista exceso de demanda la subasta no producirá un resultado eficiente. Se puede establecer una regla que diferencie los pagos entre los generadores existentes (110 % del costo fijo) y nuevos (200% del costo fijo) de forma tal que la escasez de recursos de oferta no sea producto de un comportamiento estratégico de los generadores establecidos (e.g. ISO-NE y Colombia). Por otro lado, se pueden especificar ciertas condiciones que reflejen potenciales problemas de competencia en la subasta: escasa participación de pequeños generadores, poca participación de los nuevos recursos; y, la existencia de generadores *pivotaes*. En estos casos, se puede limitar el precio de la capacidad o de la prima de la opción para los generadores existentes a un valor cercano al costo del nuevo entrante (ISO-NE y Colombia).

**Se debe considerar la implementación de un componente de incertidumbre en la demanda de capacidad de esta manera de mitigar el poder de mercado de los oferentes.** En la actualidad, se ha hecho extensiva la implementación de una curva de demanda con pendiente negativa en la ejecución de las subastas de capacidad. La curva de demanda debe ser elástica, de forma tal que reduzca la volatilidad en el precio del producto, disminuyendo el riesgo por parte de la oferta. Dicha curva está en función al costo del nuevo entrante y podría tomar como punto de referencia los costos fijos utilizados en la fijación del precio de potencia que representaría la unidad marginal del sistema. Asimismo, se añade un componente aleatorio en la curva de demanda, de esta forma que los oferentes de capacidad no conozcan exactamente la curva que va ser contratada, con lo cual se evitan comportamientos estratégicos.

**De igual forma, se debe considerar introducir un máximo al precio de escasez en el mercado de energía, del tal manera que con el pago de capacidad se supere totalmente el**

**missing money problem.** En el mercado de energía firme colombiano y en el mercado de capacidad del ISO-NE, se cuenta con un precio *spike* o un *peak energy rent* que establece un límite a los ingresos de las centrales en el mercado de energía durante situaciones de estrés del sistema, con lo cual las rentas de escasez en período de estrés del sistema son eliminadas de la remuneración de los recursos de generación. Esto, con el fin de eliminar el comportamiento estratégico de las centrales de generación durante períodos de estrés del sistema.

### 5.3. Establecimiento de obligaciones claras para los recursos de generación

**La participación en los mercados de capacidad supone una obligación para los recursos de generación de despachar aquella generación comprometida en los contratos de capacidad cuando el operador del sistema así lo requiera.** Esto se hace más evidente cuando el sistema eléctrico se encuentra en una situación de estrés. En estas situaciones, cada recurso de generación es importante para mantener la confiabilidad del sistema eléctrico. De esta manera, los mercados de capacidad analizados en el presente documento establecen una serie de obligaciones para los recursos de generación que participan en estos mercados. En el caso de PJM e ISO-NE se establecen obligaciones para presentar ofertas en el *day ahead market* y en el mercado spot. Asimismo, se establecen una serie de períodos en donde la autoridad regulatoria asegurará el cumplimiento de la disponibilidad de los recursos de generación. Estos períodos están relacionados generalmente por períodos de estrés del sistema.<sup>78</sup> Por lo tanto, la implementación del mercado de capacidad en nuestro país, deberá considerar el establecimiento de obligaciones para los recursos que participen en este mercado, de acuerdo a criterios establecidos previamente.

**Las obligaciones de capacidad para los recursos existentes y nuevos podrán ser diferenciadas.** Por lo general, los recursos de generación existentes adquieren obligaciones de capacidad por un período de 1 año. Esto debido a que son inversiones con costo hundido y que requieren compensar sus costos variables principalmente. El periodo de la obligación de los nuevos recursos debe ser de mediano (3 a 5 años, como en PJM y New England) o largo plazo (10 a 20 años, como en Colombia) de forma tal que reduzca el riesgo que enfrentan dichas inversiones.

---

<sup>78</sup> El período de estrés se denomina "*Shortage Event*" en el sistema eléctrico ISO-NE; *Hot/Cold Weather Alert* ó *Maximum Emergency Generation Alert* en el caso del sistema eléctrico PJM; y, período de escasez ( $\text{Precio}_{\text{spot}} > \text{Precio}_{\text{strike}}$ ) en el sistema eléctrico colombiano.

Se puede considerar variar dicho período dependiendo del tipo de tecnología, siendo mayor en el caso de recursos con altos costos fijos (generación hidráulica).

#### **5.4. Determinación de un esquema de incentivos**

En los últimos meses se han venido introduciendo una serie de reformas en el mercado de capacidad en ISO-NE y PJM, con el fin de incorporar de manera más eficiente, un esquema de incentivos que permita compensar o penalizar a los recursos de generación que participan en los mercados de capacidad por su contribución a la confiabilidad del sistema eléctrico.

**Por lo tanto, los pagos por capacidad o por prima por confiabilidad deberán estar condicionados al desempeño real de las centrales de generación.** Para el caso colombiano, esto se determinó como la diferencia entre la cantidad comprometida en el mercado de capacidad y la cantidad realmente despachada, multiplicado por el precio *spike*. En el caso de PJM e ISO-NE, recientemente se están proponiendo reformas para condicionar el pago por capacidad al desempeño real de las centrales de generación (*Performance Capacity*, y *Pay-for-performance*, respectivamente). Así, se dejarían de lado indicadores como el  $EFOR_p$ , los cuales no brindaban una medida adecuada de confiabilidad, beneficiando de numerosas excepciones por no despacho. Por tal motivo, se cree necesario en caso se implemente un mercado de capacidad en el Perú, considerar penalidades o incentivos que se traduzcan en el nivel de confiabilidad real ofrecido por las centrales de generación.

**De igual manera, la cantidad de capacidad que pueden ofertar los recursos de generación deberá estar condicionada por el desempeño que dichas centrales han tenido en periodos de obligación precedentes.** De esta forma, se genera un incentivo de performance a los recursos que participan en el mercado de capacidad, para que puedan estar disponibles cuando se las requiera y asegurar la confiabilidad al sistema eléctrico. Este procedimiento es utilizado en la totalidad de mercados de capacidad analizados en el presente documento, con lo cual la disponibilidad durante el periodo de obligación determinará la posibilidad de ofertar una cantidad determinada de capacidad durante las subastas a realizarse en el futuro.



### **5.5. Implementación mediante un esquema flexible**

El mecanismo de capacidad debe ser establecido mediante un procedimiento que permita su modificación a lo largo de los años, en la medida que se encuentren componentes a ser perfeccionados. En el caso de PJM e ISO-NE, a lo largo de los años se han establecido una serie de modificaciones relacionados a la forma de los incentivos de desempeño y al establecimiento de los eventos de escasez, que hace que dichos mercados puedan evolucionar en la medida que se encuentren aspectos a ser mejorados. Por lo tanto, la implementación de un mercado de capacidad debe considerar un esquema flexible, que tome en cuenta posibles modificaciones que puedan irse introduciendo a lo largo de su desarrollo.

### **5.6. Implementación mediante esquema unificado e integrador**

**Incorporación de un esquema que simplifique la regulación relacionada con la suficiencia de la generación eléctrica.** En los últimos años se han establecido una serie de disposiciones legales con el fin de asegurar la suficiencia de la generación eléctrica en nuestro país. De esta forma, el mercado de capacidad a diseñarse deberá incorporar un esquema que simplifique toda la regulación existente, y la unifique dentro de una legislación integrada.<sup>79</sup>

**La introducción de mecanismos de capacidad deberá ser compatible con la existencia actual del mercado de licitaciones y mercados bilaterales entre generadores y distribuidores.** Actualmente, en el mercado regulado, las empresas distribuidoras pueden atender los requerimientos de la demanda a través de licitaciones públicas o contratos bilaterales. El mercado de capacidad o confiabilidad sería complementario al de los mercados bilaterales o procedimientos de licitaciones, atendiendo la capacidad residual que no es atendida por otros canales.<sup>80</sup> De esta forma, se aseguraría la confiabilidad del SEIN mediante un esquema que busca incentivar la nueva inversión a través de señales de precios de mediano y largo plazo. Los mercados de largo plazo reducen los riesgos ya que permiten la planificación de nueva generación, mientras que los mercados de mediano plazo permiten a los consumidores obtener energía con

---

<sup>79</sup> La legislación actual con respecto a la suficiencia de la generación es la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844 y su Reglamento, Ley N° 28832, Decreto Legislativo N° 1002, Decreto Legislativo N° 1041, Decreto de Urgencia N° 037-2008, Decreto de Urgencia N° 121-2009, Decreto Supremo N° 001-2010-EM, Ley N° 29970, Decreto Supremo N° 038-2103-EM, Decreto de Urgencia N° 032-2010, por ejemplo.

<sup>80</sup> El marco legal originalmente previsto en la Ley de Concesiones Eléctricas; sin embargo, el mismo solo asegura la cobertura mediante contratos de la demanda de los Usuarios Regulados mas no de toda la demanda del SEIN. Esto por cuanto la Ley N° 28832 no obliga a que el sistema de licitaciones sea el único medio para contratar el suministro de los Usuarios Regulados.

menor incertidumbre. Asimismo, permite un mejor manejo de los riesgos a través de la estructuración de un portafolio que comprenda contratos de distintas duraciones (Ausubel y Cramton 2010).

**La implementación del mercado de capacidad o de confiabilidad requeriría una etapa de transición.** Dicho periodo permitiría un tránsito ordenado, a través de precios tope para el pago por capacidad que compense a los generadores existentes. Asimismo, la introducción del mecanismo debe ser compatible con los contratos de largo y mediano plazo donde se fija el precio de potencia por un plazo determinado. En el caso de los contratos de largo plazo de solo energía que tengan periodos de vigencia que superen el periodo de transición, se debe evaluar la capacidad o energía firme asociada que permita al generador cumplir con el compromiso asumido. Posteriormente, se puede descontar la capacidad o energía firme del requerimiento del sistema para obtener la demanda a subastar.

#### **5.7. Posibilidad de participación de recursos de demanda**

Los recursos de la demanda aún no estarían muy desarrollados en aquellos países donde los sistemas eléctricos están en pleno crecimiento y maduración, como el caso peruano. Se debe considerar que la existencia de dichos recursos requeriría la introducción de una serie de tecnologías (medición en tiempo real, *smart grids*, etc.) que incentive la respuesta de la demanda y el uso más eficiente de la electricidad. Sin embargo, se espera que en el mediano plazo se vayan desarrollando dichas iniciativas lo que permitiría tener más recursos disponibles en el futuro. Así, el esquema puede permitir su participación a través de un mecanismo complementario (Colombia) en un primer término y en la medida que vaya creciendo en importancia los recursos de demanda podrían ofrecer capacidad o energía firme en las subastas (PJM y New England). El Perú, dada las características de la demanda de energía, se tendría un potencial importante para desarrollar los recursos de demanda, la cual se estima entre 300 y 500 MW (X.M 2014).

#### **5.8. Esquema consistente con la red de transmisión**

El mecanismo de capacidad a diseñarse debe estar vinculado con el desarrollo de la red de transmisión. Si bien puede existir capacidad en el sistema, ésta puede no estar disponible en el caso que existan restricciones en la red de transmisión. Por ello, algunos esquemas incluyen la

creación de un mercado local en aquellas regiones con restricciones (PJM y New England) considerando un periodo de transición (New England).

Se puede considerar el desarrollo de los proyectos de generación compatibles con el plan de transmisión como recursos disponibles para la subasta. Asimismo, se puede tomar en cuenta los proyectos más viables en relación a la disponibilidad de insumos de generación y los permisos que se requieren para la puesta comercial de las centrales. Posteriormente, conforme el sistema peruano incrementa su tamaño, se deben introducir señales locales para la ubicación de capacidad considerando las restricciones de transmisión.

## **6. Conclusiones**

En el desarrollo de políticas orientadas a mejorar la operación de los sistemas eléctricos, es necesario considerar la particularidad y problemática de cada actividad en la industria. Así dentro de la generación, surge una serie de aspectos a considerar como los altos costos de almacenar energía, la necesidad que la demanda reaccione en tiempo real y la existencia de una capacidad de generación que logre abastecer la demanda máxima. Lo anterior, guarda estrecha relación con la confiabilidad de un sistema eléctrico, refiriéndose a la capacidad necesaria de generación para abastecer a la demanda en todo momento. Sin embargo, las políticas de liberalización tradicionalmente aplicadas, orientadas a establecer mercados eléctricos bajo principios marginalistas, no han logrado cumplir con el objetivo de mejorar la confiabilidad, poniendo en riesgo el desarrollo del sector.

Por ello, en los diferentes mercados eléctricos se han establecido mecanismos que puedan resolver el problema de capacidad dado que un mercado de solo energía (en el cual no se incluye un pago por potencia) no asegura ni la capacidad ni el abastecimiento en el largo plazo del suministro eléctrico. Los mecanismos discutidos incluyen la creación de pagos por capacidad basados en la oferta (costo de expansión) como en la demanda (*VOLL* por *LOLP*), así como otras aproximaciones que intentan superar la fijación administrativa de precios como las reservas estratégicas. Asimismo, se abordaron los mecanismos más modernos basados en la creación de Mercados de Capacidad y Confiabilidad, siendo éstos los que contribuyen de mejor manera a estabilizar el flujo de ingresos e incentivar la entrada de nuevos generadores.

El presente Documento de Trabajo determinó los principales elementos que se deben considerar en el diseño de los Mercados de Capacidad y Confiabilidad en los sistemas eléctricos a partir de la revisión de la literatura especializada y de la experiencia respecto a su implementación en tres sistemas eléctricos: PJM, New England y Colombia.

En particular estos elementos deberían contemplar el mecanismo competitivo utilizado (subastas múltiples), la definición del producto, la determinación de la demanda y los recursos de la oferta, los incentivos para el ingreso de nuevos recursos de generación, la determinación de los periodos de escasez y su relación con el mercado spot, las reglas de precios, y las penalidades de los esquemas.

Finalmente, las implicancias del desarrollo de un Mercado de Capacidad y Confiabilidad para un país como el Perú donde actualmente existe un pago por capacidad en base al costo de expansión, demostraría que todavía existen reformas necesarias en el sector para garantizar un nivel de capacidad adecuado. Ello lleva a la necesidad de analizar los impactos sobre las distintas variables de la implementación de un mecanismo similar al de PJM, New England o Colombia, permitiendo ver de manera más clara el camino a seguir en el desarrollo de estos mecanismos en el país.

## 7. Referencias

Abit, P., E. Schubert, y S. Oren (2008), "Resource Adequacy Alternate Perspectives and Divergent Paths" En Sioshansi, F. P., *Competitive Electricity Markets: Design, Implementation, Performance*, Capítulo 9, pp. 327-362, Amstredam: Elsevier Ltd.

ACOLGEN (2008). *La Expansión de la Generación Eléctrica en Colombia: 2012 – 2018*. Informe.

Arellano, M. y P. Serra (2007) "Marginal Cost Pricing in Hydrothermal Power Industries: Is a Capacity Charge Always Hended?. Documento de Trabajo N° 238, Serie Economía. Universidad de Chile.

Ausubel, L. M. y P. Cramton (2010), "Using Forward Markets to Improve Electricity Market Design." *Utilities Policy*, 8: 195-200.

Battle C., C. Vasquez, M. Rivier y I. J. Pérez Arriaga (2007), "Enhancing Power Supply Adequacy in Spain: Migrating from Capacity Payments to Reliability Option", *Energy Policy*, 35: 4545-4554.

Batlle, C. y P. Rodilla (2010), "A Critical Assessment of the Different Approaches Aimed to Secure Electricity Generation Supply", *Energy Policy*, 38: 7169-7179.

Battle, C. y I. J. Pérez-Arriaga (2007), "Design Criteria for Implementing a Capacity Mechanism in Deregulated Electricity Markets." *Utilities Policy*, 16: 184-193

Borenstein, S. (2000), "Understanding Competitive Pricing and Market Power in Wholesale Electricity Markets," *The Electricity Journal*, Elsevier, vol. 13(6), pages 49-57, July.

Botero S. B., F. Isaza y A. Valencia (2010), "Evaluation of Methodologies for Remunerating Wind Power's Reliability in Colombia", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14: 2049–2058.

Bowring, J. E. (2008), "The Evolution of PJM's Capacity Market." En Sioshansi, F. P., *Competitive Electricity Markets: Design, Implementation, Performance*, Capítulo 10, pp. 363-386, Amstredam: Elsevier Ltd.

Caner, A. S. y S. Kimball (2007), "Reviewing Progress in PJM's Capacity Market Structure via the New Reliability Pricing Model." *The Electricity Journal*, 20(10): 41-53.

Carstairs J. y I. Pope (2011), "The Case for a New Capacity Mechanism in the UK Electricity Market – Lessons from Australia and New Zealand" *Energy Policy*, 39: 5096-5098.

Cepeda, M, M. Saguan, D. Finon, y V. Pignon (2009), "Generation adequacy and transmission interconnection in regional electricity markets." *Energy Policy*, 37: 5612–5622.

Chao, H (1983), "Peak load pricing and capacity planning with demand and supply uncertainty," *Bell J. Econ.*, vol. 14, no. 1, pp. 179–190.

Cramton, P. (2002), "Spectrum Auctions". En: Handbook of Telecommunications Economics, M. Cave, S. Majumdar, e . Vogelsang (editores). Capítulo 14, pp. 605-639, Amsterdam Elsevier Science B.V.

Cramton, P (2006), New England's Forward Capacity Auction. University of Maryland.

Cramton, P. y A. Ockenfels (2012), "Economics and Design of Capacity Markets for the Power Sector." *Z Energiewirtschaft*, 36: 113-134.

Cramton, P y S. Stoft (2005), "A Capacity Market that Makes a Sense." *The Electricity Journal*, 18(7): 43-52

Cramton, P y S. Stoft (2006), The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity with Special Attention to the CAISO's Resource Adequacy Problem. A White Paper for the Electricity Oversight Board.

Cramton, P y S. Stoft (2007), "Colombia Firm Energy Market"

CREG (2007), Cargo por Confiabilidad Esquema Regulatorio para Asegurar la Confiabilidad en el Suministro de Energía Eléctrica en Colombia, Una Visión de Largo Plazo. Presentación realizada para el V Curso de Regulación de la ARIAE.

CREG (2012), "Capacity Remuneration Mechanisms," pp. 14.

Coutu, R. (2010), Understanding Capacity Supply Obligations. ISO-NE, Business Architecture and Technology Department. Presentación.

Creti, A. y N. Fabra (2004), Capacity Markets for Electricity. Documento de trabajo N° 124, University of California Energy Institute.

Dammert A., R. García y F. Molinelli (2008). *Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico*. Fondo Editorial Pontificia Universidad Católica del Perú. Lima, Perú.

De Vries L. J. (2007), "Generation Adequacy: Helping the Market Do Its Job." *Utilities Policy*, 16: 143-158.

De Vries, L. y P. Heinen (2008), "The Impact of Electricity Market Deseing Upon Investment Under Uncertainty: The Effectiveness of Capacity Mechanisms", *Utilities Policy*, 16: 215-227.

Elia System Operator (2012), Understanding Capacity Remuneration Mechanisms: Drivers and Basic concepts. Presentación como parte de la Agenda de Discusión "Support Mechanisms for Renewable Energy Sources".

FERC (2013), PJM Reliability Assurance Agreement. PJM Interconnection, L.L.C. Rate Schedule FERC No. 44

Forward Capacity Market (2011), Market Rule 1 Standard Market Design. Sección III.

Finon, D. y V. Pignon (2008), "Electricity and long-term capacity adequacy: The quest for regulatory mechanism compatible with electricity market", *Utilities Policy*, 16: 143-158

Finon D., G. Meunier y V. Pignon (2008), "The Social of Long-Term Capacity Reserve Mechanisms", *Utilities Policy*, 16: 202-2014.

García, R. (2008), "Propuesta de un mercado de capacidad vía contratos de cobertura como mecanismo para mejorar el manejo de riesgos y la confiabilidad en el suministro de electricidad". Tesis de maestría, Pontificia Universidad Católica del Perú, Perú.

Green, R. (2000), "Competition in Generation: The Economic Foundations". Proceedings of the IEEE. 88(2): 128-139.

Hardbord, D. y M. Pagnozzi (2014). "Britain's electricity capacity auctions: lessons from Colombia and New England". Munich Personal RePEc Archive.

Hasani. M y S. H. Hosseini (2011), "Dynamic Assessment of Capacity Investment in Electricity Market Considering Complementary Capacity Mechanisms", *Energy*, 36: 277-293.

Hobbs, B. F., J. Iñón, y M. Kahal (2001), "A Review of Issues Concerning Electric Power Capacity Markets". The Maryland Power Plan Research Program, Maryland Department of Natural Resources, pp. 100.

ISO-NE (2012), Overview of New England's Wholesale Electricity Markets and Market Oversight. ISO New England Inc. Internal Market Monitor

ISO-NE (2013) Annual Markets Report 2011. Internal Market Monitor.

ISO-NE (2012) Annual Markets Report 2011. Internal Market Monitor.

ISO-NE (2014). "Overview of Forward Capacity Market (FCM), Introduction to Wholesale Electricity Markets" (WEM 101)

Joskow, P. L. (2007), "Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity." En: D. Helm, *The New Energy Paradigm*, Capítulo 4, pp. 76-122, New York: Oxford University Press.

Joskow, P. L. (2008), "Capacity Payments in Imperfect Electricity Markets: Need and Design." *Utilities Policy*, 16: 159-170.

Joskow, P. L. y J. Tirole (2006), "Retail Electricity Competition." *The RAND Journal of Economics*, 37(4): 799-815

Joskow, P. L. y J. Tirole (2007), "Reliability and Competitive Electricity Markets." *The RAND Journal of Economics*, 38(1): 60-84

Kim, H. y S-S Kim (2012), "The Resource Adequacy Scheme in the Korean Electricity Market" *Energy Policy*, 47: 133-144.

Klinge, H. y S. Grenaa (2012), "Security of Supply in Electricity Markets: Improving Cost Efficiency of Supplying Security and Possible Welfare Gains." *Electrical Power and Energy Systems*, 43: 680-687

Newbery, D.M. (2005), "Electricity liberalization in Britain: the quest for a satisfactory wholesale market design." En: Newbery, *Energy Journal, Special Issue on European Electricity Liberalization* 43.

Mas-Colell, A., M. Whinston, y R. Green (1995), *Microeconomic Theory*. New York: Oxford University Press.

Oren, S. (2005), "Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets." En: Griffin, M. J. y S. L. Puller, *Electricity Deregulation: Choices and Challenges*, Capítulo 10, pp.388-414 Chicago: University of Chicago Press.

Pérez-Arriaga, I. J. (2007), "Security of Electricity Supply in Europe in a Short, Medium And Long-Term Perspective". *European Review of Energy Markets*, 2(2): 1-28.

Pfeifenberger, J., S. Newell, R. Earle, A. Hajos y M. Geronimo (2008), Review of PJM's Reliability Pricing Model (RPM). The Brattle Group. Preparado para PJM Interconnection.

Pfeifenberger, J., K. Spees, y A. Schumacher (2009), A Comparison of PJM's RPM with Alternative Energy and Capacity Market Designs. The Brattle Group. Preparado para PJM Interconnection.

Pfeifenberger, J., S. Newell, K. Spees, A. Hajos y K. Madjarov (2011), Second Performance Assessment of PJM's Reliability Pricing Model Market Results 2007/08 through 2014/15. The Brattle Group. Preparado para PJM Interconnection.

PJM (2000), Report June Capacity Market. Market Monitoring Unit PJM Interconnection, L.L.C.

PJM (2001), Report to the Pennsylvania Public Utility Commission - Capacity Market Question. Market Monitoring Unit PJM Interconnection, L.L.C.

PJM (2011), PJM Manual 20: PJM Resource Adequacy Analysis. Resource Adequacy Planning.

PJM (2012), 2015/2016 RPM Base Residual Auction Results.

PJM (2013a), PJM Manual 18: PJM Capacity Market. PJM Capacity Market Operations.

PJM (2013b), 2017/2016 Base Residual Auction Results. Varios números anteriores.

PJM (2013c), 2016/2017 RPM Base Residual Auction Results.



Regulatory Commission for Electricity and Gas (2012), Capacity Remuneration Mechanism. Documento de Trabajo N° (F)121011-CDC-1182.

Réseaux Transport d'Electricité (2013), Mécanisme de capacité. Rapport d'accompagnement du projet de règles sur la mise en oeuvre de l'obligation de capacité. Septiembre 2013.

Rivier M., C. Vásquez, J. C. Enamorado, y J. I. Pérez Arriaga (2000), Estudio Cargo por Capacidad en Colombia Informe Final. Preparado para ACOGEN.

Ruff, L. (1999), "Capacity payment, security of supply and stranded costs" Presentation to the National Spanish Electricity System Commission, Madrid, June 7, 1999.

Salazar, E. (2008), Simulación del Cargo por Confiabilidad y de la expansión del mercado de generación en Colombia, Tesis de Maestría, Universidad Pontificia Comillas, España.

Stoft, S. (2002), *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. New York: IEEE Press.

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (2013), Falencias de la Confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional. Informe No 79.

Vásquez, C., L. Rivier y I. J. Pérez Arriaga (2002), "A Market to Lon-Term Security of Supply" *IEEE Transactions on Power Systems*, 17: 349-357.

Wilson, J. F. (2010), "Forward Capacity Market CONEfusion." *The Electricity Journal*, 23(9), 239: 25-40.

X.M (2008a), Cargo por Confiabilidad: Anillos de Seguridad. Presentación para Osinergmin.

X.M (2008b), Cargo por Confiabilidad: Garantías y Auditorias. Presentación para Osinergmin.

X.M (2008c), Subasta para la Asignación de OEF. Presentación para Osinergmin.

X.M (2014), Respuesta de la Demanda: Una Herramienta para la Gestión Energética. Presentación para la Charlas Técnicas "Regulación Energética y su Aporte en la Mitigación del Cambio Climático" con motivo de la COP 20.

**Anexo N° 1: Equilibrio en el mercado de solo energía (Sin pago por capacidad)**

El siguiente ejemplo fue presentado por Borenstein (2000).

Sea la *Oferta* compuesta por dos tipos de generadores con las siguientes características:

G1	G2
N=50	N=100
Capacidad=80 MW	Capacidad = 60 MW
Costo fijo= US\$ 926,400 mensual	Costo fijo = US\$ 288,000 mensual
Costo marginal = US\$ 15 por MWh	Costo marginal = US\$ 25 por MWh

*Demanda:* dada por las siguientes funciones:

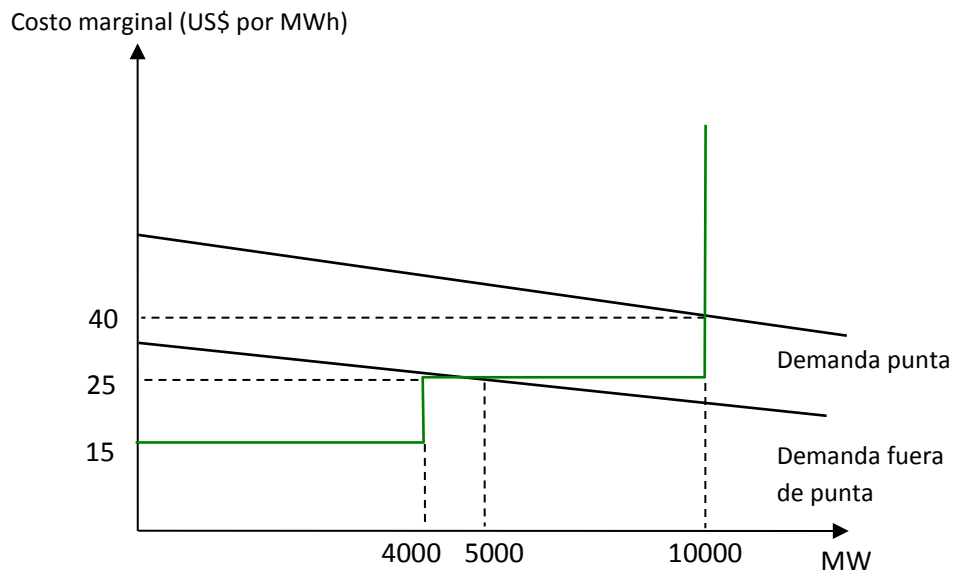
Fuera de pico	Pico
420 horas al mes	300 horas al mes
$P = 30 - Q/1000$	$P = 50 - Q/1000$

En este estado inicial la situación financiera de las empresas sería la siguiente:

**G1:**  $[80 \times (40 - 15) \times 300] + [80 \times (25 - 15) \times 420] - 926,400 = US\$ 9,600 \text{ mensual}$

**G2:**  $[60 \times (40 - 25) \times 300] - 288,000 = -US\$ 18,000 \text{ mensual}$

**Gráfico N° A 1: Equilibrio inicial en un esquema sin pago de capacidad**



La existencia de ingresos extraordinarios para los generadores del tipo 1 y de déficit para los generadores del tipo 2 llevará a la instalación de mayor capacidad del tipo 1 y a la salida de empresas del tipo 2. Así se generará la entrada de 2000 MW del G1 y la salida de 3000 MW de G2.

Con ello los nuevos precios serían:

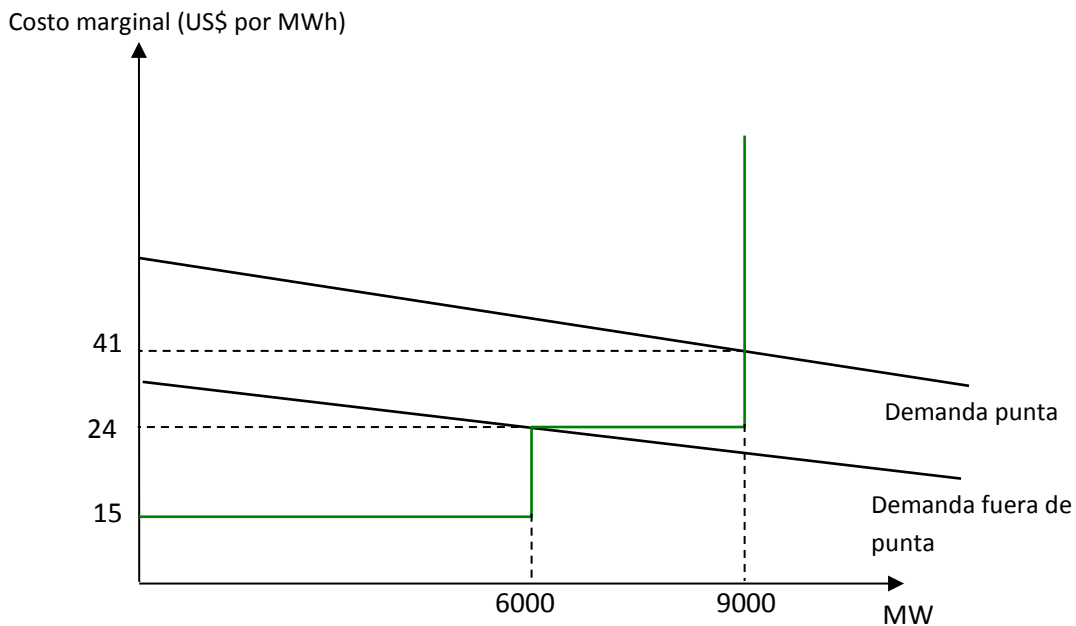
Precio Pico	Precio Fuera de Pico
US\$ 41 por MWh	US\$ 24 por MWh

Las empresas de ambos tipos llegarían al equilibrio financiero donde sus ingresos serían iguales a los costos de operación e inversión (incluyendo el costo de oportunidad del capital). Así tenemos:

**G1:**  $US\$ 926,400 = 80 \times [(41 - 25) \times 300 + (24 - 15) \times 420]$

**G2:**  $US\$ 288,000 = 60 \times [(41 - 25) \times 420]$

**Gráfico N° A 2. Equilibrio final en un esquema sin pago de capacidad**



Es importante notar que, en este caso, la recuperación de los costos fijos para la central marginal se realiza mediante un ingreso adicional conocido como *renta de escasez*, derivado de la diferencia entre el precio de mercado y el costo variable de la última central (obtenido de la

intersección de la oferta, con un último tramo vertical, y la demanda), lo que implica una importante respuesta de la demanda. Estas rentas de escasez permitirán pagar al generador la capacidad adicional para abastecer la máxima demanda.

**Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – Osinergmin**

**Alta Dirección**

Ing. Jesús Tamayo Pacheco	Presidente del Consejo Directivo
Ing. Julio Salvador Jácome	Gerente General
Dr. Arturo Vásquez Cordano	Gerente de Estudios Económicos
Ing. Victor Ormeño Salcedo	Gerente Adjunto de Regulación Tarifaria



**Osinergmin**

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

Bernardo Monteagudo 222 - Magdalena del Mar - Lima 17

Teléfono: 219-3400 Anexo: 1057 Fax: 219-3413

[www.osinergmin.gob.pe](http://www.osinergmin.gob.pe)