

REPORTE DE ANÁLISIS ECONÓMICO SECTORIAL
ELECTRICIDAD – Implementación de un mercado de
capacidad en el mercado eléctrico peruano
Año 3 – N° 5 – Diciembre 2014



Osinergmin

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar
Lima – Perú

www.osinerg.gob.pe

Oficina de Estudios Económicos
Teléfono: 219-3400 Anexo 1057

http://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Estudios_Economicos/77.htm

Contenido

Presentación.....	3
La implementación de un mercado de capacidad en el mercado eléctrico peruano.....	4
Notas.....	12
Abreviaturas utilizadas	14

Presentación

Como parte de sus actividades asociadas a la gestión del conocimiento dentro del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinermin), la Oficina de Estudios Económicos (OEE) realiza un seguimiento a los principales eventos y discusiones de política en los sectores energético y minero. Este esfuerzo se traduce en los Reportes de Análisis Económico Sectorial (RAES) sobre las industrias reguladas y supervisadas por Osinermin (gas natural, hidrocarburos líquidos, electricidad y minería).

Los RAES buscan sintetizar los principales puntos de discusión de los temas económicos vinculados a las industrias bajo el ámbito de Osinermin, dando a conocer el posible desarrollo o la evolución futura de estos sectores. El presente RAES del sector eléctrico aborda la implementación de un mercado de capacidad en el sector eléctrico peruano.

Los comentarios y sugerencias se pueden enviar a avasquez@osinerg.gob.pe o a cvilches@osinerg.gob.pe.

Arturo L. Vásquez Cordano
Gerente de Estudios Económicos



La implementación de un mercado de capacidad en el mercado eléctrico peruano

Introducción

El sector eléctrico cuenta con una serie de características físicas y económicas que hacen necesario contar con capacidad de generación suficiente para abastecer la demanda en todo momento. Esto es especialmente relevante en períodos de máxima demanda (adecuación) o ante eventuales contingencias de operación (seguridad). La adecuación y la seguridad hacen referencia al concepto de confiabilidad del sistema eléctrico. En ese sentido, las señales de precios en los mercados de solo energía no permiten asegurar la confiabilidad de los sistemas eléctricos bajo ciertas circunstancias. Es por ello que, se han introducido mecanismos de capacidad en una serie de mercados eléctricos en el mundo para superar estos problemas y asegurar dicha confiabilidad. El presente trabajo describe brevemente los mecanismos de capacidad utilizados en diversos sistemas eléctricos (España, ISO-NE^[1], Perú, PJM^[2], Reino Unido, Suecia), poniendo especial énfasis en los mecanismos de mercado conocidos como mercados de capacidad. Finalmente, se presentan una

La confiabilidad está relacionada con dos atributos: la seguridad y la adecuación. La seguridad se relaciona con la operación del sistema en el corto plazo. En tanto, la adecuación está ligada a las inversiones requeridas para atender la demanda pico considerando el crecimiento de la demanda y con la capacidad suficiente de generación a largo plazo.

serie de recomendaciones para implementar un mercado de capacidad en el Perú.

Mercados de solo energía

Los mercados de solo energía pueden no brindar las señales de precios correctas para asegurar la confiabilidad de los sistemas eléctricos bajo determinadas circunstancias.^[3] De una parte, las restricciones existentes (precios topes) en el mercado de la energía, no permiten recuperar los costos fijos de las centrales llamadas de demanda punta, creando el *missing money*

problem.^[4] Asimismo, esto puede ocurrir debido a la existencia de precios de escasez artificiales, debido al ejercicio de poder de mercado de las centrales o la inelasticidad de la demanda en el corto plazo.^[5] En resumen, si se deja que el mercado eléctrico opere bajo el criterio de la ley marginal de precios, las centrales de punta no podrán recuperar sus costos y por ende no tendrán incentivos a realizar inversiones, afectando la confiabilidad del sistema eléctrico.

Mecanismos de capacidad

Los mecanismos de capacidad son medidas complementarias a los mercados de solo



energía para asegurar la confiabilidad de los sistemas eléctricos. De esta forma, se brindan pagos adicionales a las centrales de generación para inducir la entrada de nuevos recursos y garantizar el aprovisionamiento de electricidad. Los mecanismos de capacidad pueden tomar diferentes formas, siendo clasificados en: i) pagos por capacidad, ii) reservas estratégicas, y iii) mercados de capacidad (obligaciones de capacidad, subastas centralizadas y call options^[6]) Véase el Gráfico N° 1.

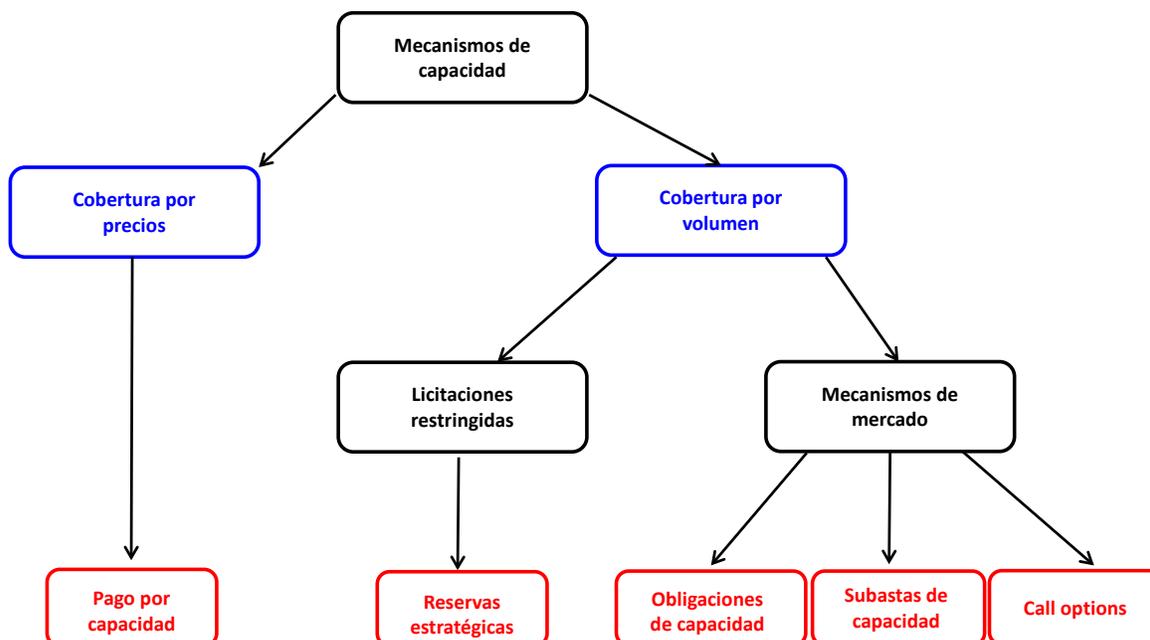
El pago por capacidad es por lo general un pago fijo para todos los recursos de generación en el sistema, establecido de

manera administrativa, el cual puede estar condicionado a la disponibilidad de dichas centrales en el mercado *spot*. Este pago sirve para cubrir los costos fijos de las centrales de demanda punta, comportándose como un incentivo a la inversión. Algunos ejemplos con este tipo de mecanismo son los de Perú, España y Reino Unido (antes del 2001).

En 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. La distribución de dicho pago se realiza a través de los ingresos recaudados en la tarifa de barra de potencia

En Reino Unido se utilizó el pago por capacidad bajo un mercado de *pool* mandatorio desde la liberalización ocurrida a inicios de los noventa 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.

Gráfico N° 1: Mecanismos de Capacidad



Fuente: Regulatory Commission for Electricity and Gas (2012)

por todos los generadores que tienen contratos, ya sea con distribuidoras o clientes libres.

Por otro lado, bajo un esquema de reservas estratégicas, el operador del sistema adquiere reservas de capacidad (compra o alquila) mediante contratos de largo plazo.

Las reservas estratégicas a licitar se basan en una estimación del margen de reserva necesario para el adecuado funcionamiento del sistema. Este mecanismo es utilizado por Suecia y Perú.

Sobre los inconvenientes de los dos mecanismos antes mencionados, el pago por capacidad no se basa en mecanismos de mercado, es un esquema con bajos incentivos a la disponibilidad y genera controversias al momento del reparto del pago entre centrales. Las reservas estratégicas por su parte, tienen como inconveniente no considerar todas las centrales de generación (exclusivamente las de reserva), tener pocos incentivos de disponibilidad, y puede afectar el mercado de la energía, distorsionando las decisiones de inversión en centrales nuevas.

Mercados de capacidad

Los mercados de capacidad son mecanismos basados en reglas de mercado, en los cuales la autoridad regulatoria fija un nivel óptimo

de capacidad de acuerdo a las previsiones de demanda máxima y un margen de reserva requerido. Así, se crea un mercado donde la certificación de la capacidad (existente y nueva) y las obligaciones de los proveedores permitan llegar a un precio de equilibrio. Se clasifican en mercados descentralizados

(obligaciones de capacidad) y mercados centralizados (subastas y *reliable options*).

Las obligaciones de capacidad son mecanismos descentralizados en los cuales el operador del sistema fija a priori la cantidad requerida de capacidad, de acuerdo a estimados de la demanda de electricidad. Luego, se

certifica la capacidad y se determinan *a posteriori* las obligaciones de las centrales de distribución de acuerdo a su participación en la máxima demanda. En este tipo de esquema, las obligaciones de obtener certificados de capacidad recaen exclusivamente sobre los suministradores de electricidad. Este tipo de mecanismo tiene como aspecto positivo permitir un menor cargo por capacidad para los consumidores con respecto al mecanismo centralizado si el sistema eléctrico es dominado por empresas verticalmente integradas.^[7] Con respecto a sus inconvenientes, puede presentar una señal de precios débil, al ser un producto que se comercia *over-the-counter*. De igual forma, este mercado puede tener

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 demanda y esta oferta, respectivamente, crean un mercado de capacidad, el cual es independiente del mercado mayorista de la electricidad, que se ocupa de la energía



variaciones pronunciadas sobre el precio de la capacidad en el corto plazo.

El mecanismo será implementado en Francia como un paquete de reformas a partir de la Ley NOME (Nueva Organización del Mercado Eléctrico).

Mercados Centralizados de Capacidad: Subastas de Capacidad

En los mercados centralizados de capacidad, el operador del sistema determina la cantidad de capacidad requerida con anticipación al período de entrega (3 ó 4 años) y realiza una subasta para procurarla. Las centrales de generación pueden ofrecer su capacidad disponible,^[8] la cual es medida como la capacidad instalada multiplicada por un factor que mide su disponibilidad promedio en años precedentes. Como resultado de la subasta, se realiza un contrato *forward*, donde las partes (generadores y compradores) se comprometen a intercambiar capacidad en una fecha futura a un precio determinado.

Los sistemas eléctricos con mayor experiencia en este tipo de mercados son PJM e ISO-NE (EEUU), los cuales presentan varias similitudes. En ambos casos, se realiza una subasta de reloj descendente, en la cual se introducen mecanismos competitivos para evitar el ejercicio de una posición dominante. Algunas de estas medidas son la

En una subasta de reloj descendente, 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. Se inicia la ronda con un precio alto y se va ajustando el precio en forma descendente a través de las rondas hasta que se logre adjudicar la cantidad objetivo.

introducción de una curva de demanda descendente y un componente aleatorio en la determinación de la capacidad objetivo, con lo cual se evita una excesiva volatilidad en el precio de capacidad y se mitigan comportamientos estratégicos, como el retiro de capacidad entre rondas. Adicional a la subasta principal, se realizan subastas de configuración (o también llamadas residuales) para compensar cualquier desbalance en el mercado antes de la fecha de obligación. De igual manera, se crean diferencias entre los recursos existentes y nuevos en la determinación del precio de la subasta, y en el período de la obligación.

Recientemente, ambos mercados han elaborado propuestas para instaurar un mecanismo de incentivos basados en el desempeño de las centrales, el cual se denomina *Performance Capacity* en PJM y *Pay-for-Performance* en el caso de ISO-NE. Mediante dichos esquemas, se brindan los incentivos para que los recursos de generación realicen las inversiones necesarias para asegurar su disponibilidad en períodos de estrés del sistema. De tal forma,

el pago por capacidad depende del despacho efectivo de electricidad durante los períodos de estrés.^[9]

Por su parte, el mercado de capacidad en

Colombia, se denomina Cargo por Confiabilidad, y es conocido como un

mercado basado en *reliable options*. En el caso colombiano, dada la preponderancia de generación hidráulica, la confiabilidad del sistema eléctrico se define en base a una condición de baja hidrología. De esta forma, las centrales que participan en dicho mercado pueden ofrecer su energía firme, la cual es la capacidad de producir energía en condiciones de baja hidrología. El mercado colombiano define la capacidad como una opción a la vez financiera y física.^[10] Las centrales que participan en el mercado de capacidad tienen la obligación de proveer energía en caso de situación de estrés del sistema. En caso no se cumpla con dichas obligaciones, el generador deberá pagar al detentor de la opción, la diferencia entre su obligación de capacidad y la cantidad despachada, multiplicada por la diferencia entre el precio *spot* y el precio *strike*.^[11] En este sistema, los esquemas de incentivos están dados por el mercado *spot*. En caso de despachar energía, la central será remunerada por el precio de la energía. En situaciones de escasez, el recurso recibirá como máximo el precio *strike*, y será compensado por aquella energía que produzca por encima de sus obligaciones de capacidad.

Es preciso mencionar que, en los mercados de PJM, ISO-NE y el Mercado de Confiabilidad, se han presentado repetidas mejoras en los procedimientos, de forma que el mercado de capacidad puede garantizar efectivamente la confiabilidad del sistema eléctrico. Por ejemplo, el ISO-NE ha modificado las definiciones de los eventos de escasez, ha introducido una curva de demanda descendente y ha incorporado un

mecanismo basado en desempeño (*Pay-for-Performance*), entre otras disposiciones. Las subastas han incorporado nuevas condiciones que buscan mitigar el ejercicio de poder de mercado, principalmente de aquellos recursos de generación con una participación importante en la generación eléctrica.

Recomendaciones para la implementación de un mercado de capacidad en nuestro país

En el caso peruano, la suficiencia en la generación eléctrica se ha intentado conseguir con una serie de disposiciones legales en los últimos años.^[12] A la fecha, en nuestro país, se utilizan principalmente dos mecanismos de capacidad: i) el pago por potencia y ii) las reservas estratégicas. El primero fue introducido a partir de la Ley de Concesiones Eléctricas, y el segundo a través de las licitaciones de Reservas de Urgencia de acuerdo a un nivel de reservas requerido, el cual es fijado previamente por el Ministerio de Energía y Minas.^[13]

La implementación de un mercado centralizado de capacidad permitiría introducir mecanismos de mercado en la determinación del precio de la capacidad, fomentando la competencia entre recursos (existentes y nuevos), y brindando las señales confiables y estables a la inversión. A la fecha, el pago por potencia genera controversias sobre su distribución, además de ser establecido de forma administrativa. De igual manera, el procedimiento para el cálculo de potencia firme^[14] en nuestro país no es confiable y estable, por lo cual no es

posible verificar que la demanda de electricidad tenga garantizada su consumo máximo más un margen de reserva apropiado. Asimismo, bajo la legislación vigente, no existen obligaciones para que los clientes libres tengan asegurada su máxima demanda eléctrica, por lo cual, los recursos de generación no tendrían obligaciones para abastecer dicha demanda.

Los mecanismos de reservas estratégicas (a través de licitaciones) se han realizado de forma discrecional, por lo cual no se brinda una señal de largo plazo estable. Finalmente, de implementarse un mercado de capacidad, los recursos renovables intermitentes podrían participar y comerciar su potencia firme.

Cuadro N° 1: Problemática actual en la generación en Perú

Falta de incentivos para la inversión	Multiplicidad de reglamentación
<ul style="list-style-type: none"> • Poca predictibilidad de precios • Pago por capacidad limitado y sin el efecto adecuado sobre la inversión. 	<ul style="list-style-type: none"> • Coexistencia de varios contratos y obligaciones contraídas por el Estado. Ejemplos son: Reserva Fría de Generación, Nodo Energético, etc.
Pago de potencia no está asociado a confiabilidad	Ausencia de mecanismos de mercado
<ul style="list-style-type: none"> • El cálculo de la potencia firme no garantiza la entrega de energía ante requerimientos del sistema. • Poca confiabilidad en el SEIN ante eventos de emergencia. 	<ul style="list-style-type: none"> • La metodología de cálculo del precio de la potencia es administrativa y no podría reflejar precios de mercado. • Se interviene el costo marginal de corto plazo

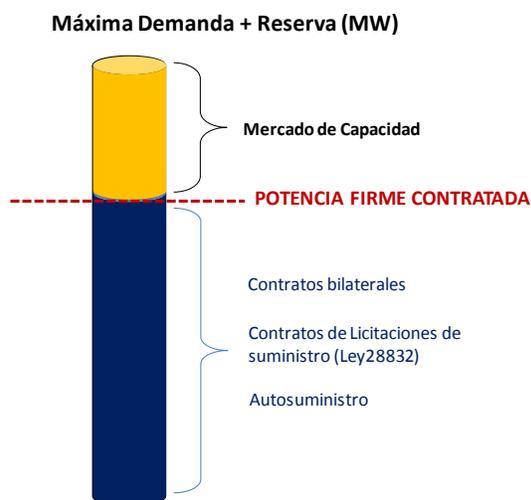
Elaboración: OEE-Osinerghmin

Es por ello que, la implementación de este tipo de mercados permitiría dotar de señales claras a la inversión para la provisión de confiabilidad al sistema eléctrico. De la revisión de la experiencia internacional, se puede rescatar una serie de recomendaciones para la implementación de este tipo de esquemas.

La implementación de este mercado en nuestro país necesita de un esquema universal (que puedan participar todos los recursos). El nuevo esquema debe unificar y complementar los mecanismos regulatorios vigentes a la fecha (e.g. licitaciones, contratos bilaterales) y al mismo tiempo ser flexible; es decir, que pueda ser modificado cuando se requieran mejoras en sus procedimientos, sin recurrir a cambios normativos sofisticados. Para ello, se necesita una definición clara del producto en el mercado de capacidad, el cual permita asegurar la confiabilidad del sistema eléctrico. Para este fin, se necesita un procedimiento claro para calcular la potencia firme de las unidades de generación.

En ese sentido, el mercado de capacidad a establecerse en el Perú debe fijar los porcentajes que serán abastecidos por los diferentes tipos de esquemas de contratos. En efecto, el mercado de capacidad debe entenderse como un mecanismo complementario que atienda la demanda residual no atendida por los contratos bilaterales o de licitaciones de energía de largo plazo. Véase el Gráfico N° 2.

Gráfico N° 2: Requerimientos de capacidad y sus formas de contratación



Elaboración: OEE-Osinermin

La implementación de un mercado de capacidad necesitaría homogeneizar el establecimiento del nivel margen de reserva requerido por el SEIN, el cual es determinado de manera diferenciada por el MINEM y Osinermin.^[15] De igual manera, se necesitaría abandonar la intervención al mercado de corto plazo de electricidad, la misma que afecta las decisiones de inversión y los mercados de largo plazo de producto.^[16]

Asimismo, la experiencia internacional con respecto a la introducción de este tipo de mercados, recomiendan una serie de medidas para asignar el producto entre una serie de ofertantes y limitar el ejercicio de poder del mercado. De esta forma, se necesitaría evaluar la conveniencia de introducir: una subasta reloj descendente frente a una de sobre cerrado, tope al precio de capacidad y la introducción de incertidumbre en la demanda durante la

subasta, diferenciación entre recursos existentes y nuevos, entre otros.

El mercado de capacidad necesitaría la realización de una subasta principal de capacidad, la cual podría darse con 3 años de anticipación a la fecha de obligación. Asimismo, son necesarias las subastas de ajuste que permitan equilibrar la incertidumbre inicial sobre el nivel de demanda proyectada. Estas subastas complementarias se realizarían entre la fecha del contrato de capacidad y la fecha de obligación. Una propuesta es realizarlas 24, 12 y 6 meses precedentes a la obligación de entrega.

Uno de los puntos más importantes es la introducción reciente de mecanismos de incentivos en los mercados de capacidad. De esta forma, se penaliza el incumplimiento de la disponibilidad de la capacidad en base a la cantidad real de despacho durante una situación de estrés del sistema. Asimismo, se debe introducir una serie de pruebas que permitan conocer la disponibilidad de las centrales que no despachan frecuentemente.

Finalmente, la implementación del mercado de capacidad debe ir acompañada de la expansión de las redes de transmisión del sistema; o, ser consistente con las restricciones en éste. De esta manera, se debería tomar en cuenta las restricciones asociadas a la congestión de las redes de transmisión.

Comentarios finales

En los diferentes mercados eléctricos se han

establecido mecanismos que permitan asegurar la confiabilidad en los sistemas eléctricos. Estos esquemas contemplan la introducción de un pago por capacidad, la implementación de reservas estratégicas o, más recientemente, la utilización de mercados de capacidad, ya sea a través de subastas o de obligaciones de capacidad.

Mediante la revisión de diversas experiencias de mecanismos de capacidad, se brinda especial atención a los mercados de capacidad implementados en PJM, ISO-NE y Colombia. Este tipo de mercados poseen una serie de beneficios con respecto a otros esquemas. Uno de los más importantes es la de definir un producto directamente ligado a la provisión de confiabilidad, y basarse en un mecanismo de mercado para la determinación de su precio. El presente documento presenta una serie de recomendaciones para la implementación de

un mercado de capacidad en el Perú.

En particular, la introducción de este tipo de mercado debería contemplar el mecanismo competitivo para la asignación de los recursos (subastas múltiples), una clara 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. Es más, para una adecuada implementación es necesario que este mecanismo enfrente retos como el de unificar los diversos mecanismos de capacidad existentes en el país y esté en concordancia al desarrollo de las redes de transmisión, o a las limitaciones de ésta.

Notas

La implementación de un mercado de capacidad en el mercado eléctrico peruano

[1] El ISO-NE es el sistema eléctrico operado por el *Independent System Operator (ISO)* en New England (NE) en Estados Unidos y cubre zonas de demanda de Maine, Connecticut, New Hampshire, Rhode Island, Vermont, Northeastern-Massachusetts-Boston (NEMA), Southeastern Massachusetts (SEMA) y Western-Central Massachusetts.

[2] El mercado de PJM es una organización regional de transmisión que coordina los movimientos del sector eléctrico en todo o parte de 13 estados y en el distrito de Columbia en Estados Unidos. Su acrónimo está referido a Pennsylvania, New Jersey y Maryland.

[3] En dichos mercados, los ingresos de las centrales de generación provienen exclusivamente de la venta de energía. El precio de energía es aquel que se da entre la intersección de oferta y demanda, ya sea esta última en hora pico o fuera de pico.

[4] Debido a la poca frecuencia y duración de los precios de escasez que pueden ser el resultado de la existencia de precios máximos al precio de la energía o la utilización de mecanismos fuera de mercado por parte del operador del sistema para balancear oferta y demanda.

[5] Los consumidores enfrentan un precio constante de electricidad, que no refleja la situación de escasez del sistema.

[6] Los *call options* son opciones de compra, los cuales brindan 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*.

[7] De tal forma, las distribuidoras de electricidad tendrían asegurada gran parte del consumo de sus clientes a través de sus propios recursos de generación.

[8] La capacidad disponible es medida como la capacidad instalada de la central de generación multiplicada por una probabilidad de falla, llamada *Equivalent Demand Forced Outage Rate (EFORd)*, la cual se mide en base al rendimiento de la central en los últimos 5 años.

[9] De tal forma, se abandonan indicadores de disponibilidad promedio o “seguir órdenes de despacho” durante los períodos de estrés del sistema. Las situaciones que dan lugar a períodos de estrés son fijados por el operador del sistema, aunque no se conoce a priori en qué momento se producirán. Por lo general, están relacionados a situación de máxima demanda, que son más probables de ocurrir durante las épocas de verano e invierno.

[10] Las unidades de generación se constituyen en “opciones reales” que tienen una naturaleza similar a las opciones financieras de compra (“call options”); en este sentido, la inversión en una unidad de generación evita al generador exponerse, en el mercado de oportunidad, a precios superiores a su costo de producción. El agente que vende dicha opción debe estar respaldado por un activo “real” de

generación y está obligado a ofrecer un producto (energía firme) cuando el precio de mercado alcance cierto umbral, denominado *strike price*. Es decir, la decisión de invertir en una unidad de generación como una opción real sólo se producirá si el valor de la misma supera al costo de inversión.

[11] Es decir, la penalidad o recompensa de un recurso de generación será igual a: $(Q_{obligación} - Q_{despachada}) \times (P_{spot} - P_{strike})$.

[12] La legislación vigente a la fecha con respecto a la suficiencia de la generación es la Ley N° 25844, “Ley de Concesiones Eléctricas”, y su Reglamento; Ley N° 28832, “Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica”; Ley N° 29970, “Ley que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo de polo petroquímico en el sur del país”; 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, Decreto Supremo N° 038-2103-EM, Decreto de Urgencia N° 032-2010, entre otros.

[13] La reciente Ley N° 29970, “Ley que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo de polo petroquímico en el sur del país”, considera que la demanda financiará de aquellas centrales que el MINEM considere conveniente para garantizar la seguridad energética.

[14] De acuerdo con la legislación vigente (LCE), la Potencia Firme es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con máxima seguridad; es decir, ante situaciones adversas.

[15] El Margen de Reserva que fija el MINEM tiene como finalidad reconocer la cantidad de Potencia Firme a remunerar. En tanto, el Margen de Reserva que fija Osinermin es para incluirlo en el cálculo del precio de potencia.

[16] Mediante Decreto de Urgencia N°049-2008 se creó el concepto del costo marginal idealizado (Cmgl) que se define como el costo marginal de corto plazo de la energía en el SEIN, sin considerar que existe restricción alguna en la producción, en el transporte de gas natural ni en la transmisión de electricidad.



Abreviaturas utilizadas

EFORD	<i>Equivalent Demand Forced Outage Rate</i>
ISO-NE	Mercado de capacidad de New England
MINEM	Ministerio de Energía y Minas
OEE	Oficina de Estudios Económicos
Osinergmin	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
PJM	Mercado de Capacidad de Pennsylvania, New Jersey y Maryland.

