

EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD EN EL PERÚ*

THE FRAMEWORK ELECTRICITY MARKET IN PERU

Pablo Arturo Okumura Suzuki**
Comité de Operación Económica del
Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

Throughout the decade of 1990, Peru went through a process of liberalization and privatization, a process that was reflected on the mechanism of provision of utilities in the country.

In the present article, the author studies the previously mentioned process focusing in the power sector, analyzing it from the Law on Electric Concessions reforms and focusing on its commercial function. He also offers a critical and descriptive overview, including the advantages and disadvantages of the Peruvian model.

KEY WORDS: Administrative Law; electricity market; Regulation; power sector; COES; energy; power.

A lo largo de la década de 1990, el Perú atravesó un proceso de liberalización y privatización, fenómeno que se reflejó en el mecanismo de prestación de servicios públicos en el país.

En el presente artículo, el autor estudia dicho proceso centrándose en el sector eléctrico, analizándolo básicamente a partir de las reformas de la Ley de Concesiones Eléctricas y concentrándose en su función comercial. Asimismo, ofrece un panorama crítico y descriptivo, incluyendo las ventajas y desventajas del modelo peruano.

PALABRAS CLAVE: Derecho Administrativo; mercado eléctrico; regulación económica; sector eléctrico; COES; energía; potencia.

* Se deja constancia de que las opiniones vertidas en el presente trabajo son a título personal y no comprometen a las entidades en las cuales el autor labora, colabora, asesora y/o es miembro.

** Abogado. Magíster en Finanzas y Derecho Corporativo por la Universidad ESAN. Catedrático del Curso de Regulación de Servicios y Obras Públicas en la Maestría de Derecho de los Negocios de la Universidad de San Martín de Porres. Jefe del Departamento de Gestión Jurídica y Regulatoria del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. Contacto: aokumura@hotmail.com.

Nota del editor: El presente artículo fue elaborado en julio de 2015, recibido por el Consejo Editorial el 23 de julio de 2015 y aceptado por el mismo el 11 de octubre de 2015.

I. INTRODUCCIÓN

A inicios de los años noventa, el Estado peruano ingresó en un proceso de modernización que incluyó un profundo cambio en el modelo económico imperante hasta esa fecha, con los procesos de liberalización y privatización, para lo cual se emitieron un número considerable de Decretos Legislativos y Decretos Ley; así como un cambio en el régimen económico de la carta magna con la promulgación de una nueva Constitución Política¹. Este proceso tuvo una implicancia muy grande en el subsector eléctrico, ya que, como consecuencia del mismo, se emitió la Ley de Concesiones Eléctricas² [en adelante, LCE] y, posteriormente, su reglamento³ [en adelante, RLCE].

Estas normas emitidas por el Poder Ejecutivo reestructuraron significativamente el sector eléctrico, abandonando el modelo de empresa única verticalmente integrada, en el cual el Estado era el único propietario de una *holding* que concentraba las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, a favor de un modelo de fomento de la inversión privada⁴ y regulación económica a cargo de agencias reguladoras estatales. Para ello, se segmentó el mercado eléctrico en actividades, entre las cuales destacan las de generación⁵, transmisión⁶ y distribución⁷.

Cabe señalar que las funciones que pueden desarrollarse en la industria eléctrica son varias, y se dividen entre: (i) las **funciones físicas**; y, (ii) las **funciones comerciales**. En las primeras, se encuentran las actividades de generación, transmisión, operación del sistema y la distribución de electricidad; mientras que, en las segundas, se encuentran las ventas en el Mercado Mayorista, conformado por

el Mercado de Corto Plazo o Mercado *Spot* –en el que participan sólo generadores y es administrado centralizadamente–, y en el mercado de contratos a plazo –suministro de generadores a distribuidores y grandes consumidores o usuarios libres–, así como las ventas a los consumidores minoristas o regulados⁸.

A nivel de generación se adoptó esencialmente un modelo de libre mercado, donde la iniciativa privada rige las decisiones de inversión en centrales de generación⁹, así como su gestión y operación, por lo que los generadores deben competir entre sí para vender su producción al mejor precio posible, en un marco de “acceso abierto” para el uso de instalaciones de transmisión y distribución.

Sin embargo, debido a la existencia de una serie de condicionamientos físicos, técnicos y económicos, el segmento de generación tiene una profunda regulación que norma dicha actividad. Dentro de esta regulación tenemos que si bien el mercado de contratos a plazo –contratos a futuro o *forward*– se desarrolla en condiciones de amplia libertad, los precios para el Servicio Público de Electricidad son fijados administrativamente, y el funcionamiento del Mercado de Corto Plazo o Mercado *Spot* se encuentra regulado.

En este escenario, en el presente artículo estudiaremos la estructura física del mercado, poniendo especial énfasis en la regulación del Mercado Mayorista de Electricidad en el Perú y su relación con el mercado de contratos a plazo, para finalmente hacer una breve reflexión sobre las principales ventajas y desventajas del modelo peruano, sin que sea el cometido de este trabajo entrar a un análisis exhaustivo de las mismas, lo que trataremos de desarrollar en un trabajo posterior.

¹ A raíz de la promulgación de la Constitución de 1993, el Estado se reservó un rol promotor y regulador de la actividad empresarial, sobre todo en los servicios públicos, quedando autorizado a realizar actividad empresarial sólo de manera subsidiaria y autorizado por ley expresa. Para mayor información se puede revisar: OKUMURA SUZUKI, Pablo y Evelyn LÓPEZ TUESTA. “Un Enfoque distinto de la Intervención Estatal en Actividades Económicas: El nuevo rol del Estado”. En: Revista Administración Pública & Control 5 Mayo. 2014. pp 65-68.

² Decreto Ley 25844, publicado en el Diario Oficial “El Peruano” con fecha 19 de noviembre de 1992.

³ Decreto Supremo 009-93-EM, publicado en el Diario Oficial “El Peruano” con fecha 25 de febrero de 1993.

⁴ El fomento de la inversión privada se buscó a través de dos caminos: (i) mediante el otorgamiento de concesiones para la construcción de nueva infraestructura; y/o, (ii) mediante la venta de activos de titularidad del Estado (proceso de privatización).

⁵ Titulares de centrales de generación, cuya principal actividad es la producción de electricidad.

⁶ Titulares de líneas de transmisión, encargados de transportar electricidad.

⁷ Titulares de redes de distribución, encargados de comercializar electricidad a nivel minorista y mayorista dentro de su área de concesión.

⁸ Al respecto, puede revisarse: DAMMERT LIRA, Alfredo; GARCÍA CARPIO, Raúl y Fiorella MOLINELLI ARISTONDO. “Regulación y Supervisión del Mercado Eléctrico”. Lima: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú. 2008. pp. 67-68.

⁹ En lo esencial, el marco regulatorio permanece bajo la premisa de libre iniciativa privada; sin embargo, se han venido implementando regímenes de incentivos a la inversión en generación, lo que implica una clara intervención de las políticas de Estado en las decisiones de inversión, tales como los Recursos Energéticos Renovables [en adelante, RER], Reserva Fría, el Polo Energético, etcétera.

II. ESTRUCTURA FÍSICA DEL SEIN (SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL)

Empezamos nuestro estudio tratando la estructura física del sistema eléctrico, debido a que el diseño del Mercado de Corto Plazo o Mercado *Spot* peruano debe responder a una serie de condicionantes físicas, e intentar resolverlas. Así también, es importante identificar y señalar las características más saltantes de la oferta y la demanda en el mercado peruano y sus particularidades, y de esta manera empezar a identificar las posibilidades que hay para la existencia de un mercado competitivo¹⁰.

A. Propiedades físicas de la electricidad

Previo al estudio del Mercado de Corto Plazo, debemos tener presentes algunas propiedades físicas de la electricidad, que condicionan de manera determinante la organización de cualquier diseño de mercado. Entre las principales, tenemos las siguientes:

- a. La electricidad no puede almacenarse a un costo eficiente. Esto hace que se deba contar con un sistema de potencia capaz de mantener un equilibrio entre lo producido y lo consumido, es decir, producir exactamente lo necesario para cubrir la demanda, en el momento en que ésta se dé. Esto requiere de una estrecha coordinación entre todas las centrales que conforman el parque generador y que están en capacidad de inyectar su energía al sistema eléctrico, así como un sistema de redes de transmisión de alta tensión que sea capaz de transportar la electricidad desde sus puntos de producción hasta los grandes centros de consumo, es decir, hasta los puntos de entrega de los distribuidores y Usuarios Libres.
- b. La electricidad toma el camino que menos resistencia ofrece. En consecuencia, no se

puede identificar al “propietario” de la energía. Lo único determinable para este recurso es la cantidad que se inyecta y retira en el sistema eléctrico. La electricidad viaja casi a la velocidad de la luz, razón por la cual, una vez producida, el consumo de ésta es casi instantáneo: la distancia no es un impedimento. Esta característica facilita que los productores de energía eléctrica puedan suministrarla a cualquier consumidor, independientemente de cuán lejos se encuentre ubicado.

- c. Como veremos más adelante, existen diversas tecnologías de producción, que emplean distintas fuentes de energía primaria, con características técnicas y económicas distintas. Ello acarrea la necesidad de organizar la producción eléctrica de tal manera que en conjunto se obtenga el menor costo posible (eficiencia económica).

Ahora bien, dadas las propiedades físicas antes mencionadas, es necesario señalar que toda organización del mercado eléctrico requiere, a nivel de generación, ser diseñada de tal manera que procure contar con capacidad instalada suficiente para abastecer la máxima demanda del mercado¹¹, más una capacidad de reserva en caso se produzcan eventos que introduzcan variaciones en la oferta o la demanda, como por ejemplo salidas inesperadas de equipos de generación o transmisión.

Asimismo, con la finalidad de posibilitar que las centrales existentes cubran la totalidad de la demanda que se presente, se requiere de un operador o coordinador de la operación independiente¹²; es decir, un agente que coordine la producción de las plantas generadoras –el “despacho”– que sean necesarias para cubrir dicha demanda, y que esta operación se coordine, además, en términos de eficiencia económica. Como líneas arriba fue mencionado, las diferentes tecnologías existentes

¹⁰ En línea con la doctrina económica, Sally Hunt identifica como elementos para que un mercado competitivo funcione, los siguientes:

- (i) Muchos compradores y vendedores;
- (ii) Oferta y demanda sensibles al precio;
- (iii) Mercados líquidos y eficientes;
- (iv) Igualdad de acceso a las facilidades esenciales (redes de transmisión y distribución de electricidad); y
- (v) Tratamiento de subsidios y controles ambientales que no interfieran con el funcionamiento del mercado.

Es de precisar que este trabajo no seguirá necesariamente lo planteado por Hunt, pero inevitablemente entraremos a analizar algunas características planteadas por ella, y omitiremos otros elementos que se alejan del objeto de nuestro análisis. Ver: HUNT, Sally. “Making competition work in electricity”. Nueva York: John Wiley & Sons, Inc. 2002.

¹¹ Es necesario que el sistema tenga suficiente capacidad instalada para cubrir la máxima demanda, ya que de lo contrario se producirían racionamientos de suministro cuando la capacidad de generación no sea suficiente para cubrir los picos de demanda.

¹² El operador o coordinador debe ser totalmente ajeno a los intereses económicos de los agentes que participan del mercado eléctrico para evitar un conflicto de intereses en sus acciones y decisiones.

en el parque generador peruano determinan una diversidad de costos variables [en adelante, CV] en cada una de ellas.

B. Oferta y Demanda de Energía Eléctrica en el Perú

En este punto, describiremos la composición de la oferta y demanda en el mercado eléctrico mayorista en el Perú con la finalidad de obtener información sobre sus características más saltantes, las mismas que serán útiles al momento de explicar la operación del sistema eléctrico, además del modelo de mercado utilizado en el Perú, así como los niveles de competencia que ofrece nuestro mercado.

Respecto a este último punto, debemos recordar que en un mercado competitivo el precio se fija de la conjunción de la oferta y la demanda; en tal sentido, es importante conocer si existe o no una pluralidad de compradores y demandantes de los productos que se tranzan en el mercado mayorista peruano, para determinar si estamos o no frente a un mercado competitivo.

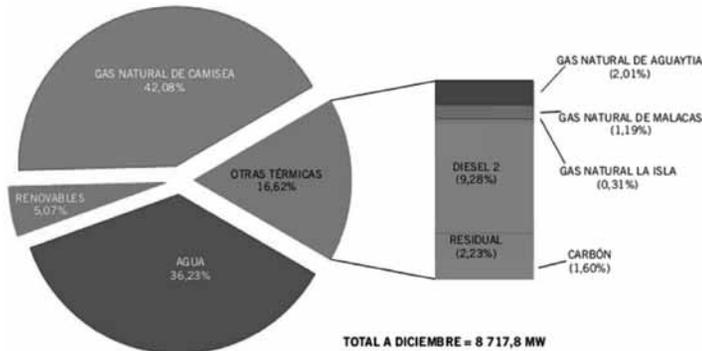
1. La Oferta en el Mercado Mayorista Peruano

El Perú, dada su geografía particular y las grandes reservas de agua que posee, históricamente ha de-

pendido de la energía generada por grandes centrales hidroeléctricas para atender la demanda de su población e industria¹³. A manera de ejemplo, podemos citar las más importantes: (i) Complejo Mantaro –Restitución y Antúnez de Mayolo–; (ii) la Central Hidroeléctrica Cañón del Pato; (iii) la Central Hidroeléctrica Huinco; (iv) la Central Hidroeléctrica Charcani V; (v) la Central Hidroeléctrica Matucana; (vi) la Central Hidroeléctrica Machupicchu; y, (vii) la Central Hidroeléctrica San Gabán; todas ellas construidas por emprendimientos financiados por el Estado peruano.

Posteriormente, con el paso de los años y luego de la reestructuración del Sector Eléctrico, se dieron una serie de factores que llevaron a la transformación de nuestra matriz energética, tales como: (i) la incorporación de las subastas de contratos; (ii) el aumento de la demanda –ligado al despegue de la economía peruana–; (iii) la disponibilidad de nuevos recursos naturales para la generación –Gas Natural de Camisea–; y, en menor medida, (iv) el fomento de la generación con RER¹⁴. Estos factores derivaron básicamente en la instalación de grandes centrales termoeléctricas, ubicadas principalmente en el sur de Lima¹⁵; asimismo, originaron la construcción de mini Centrales Hidroeléctricas a lo largo del país, la instalación de las primeras centrales solares¹⁶ y eólicas¹⁷, entre otras centrales que usan RER.

Gráfico 1
Potencia efectiva por tipo de recurso energético



Fuente: Memoria Anual COES 2014.

¹³ Para mayor información sobre la historia de la electricidad en el Perú, se puede consultar: ELECTROPERÚ. “Hidroeléctrica del Mantaro: El Arte de hacer luz”. Lima: Museo de la Electricidad Publicaciones. 2008.

¹⁴ El Decreto Legislativo 1002 creó un régimen de promoción para la inversión en generación con RER. Se entienden como RER la generación con biomasa, eólica, solar, mareomotriz o hidráulica con capacidad de hasta 20 MW.

¹⁵ En Chilca: Central Termoeléctrica Kallpa (ciclo combinado de 860.720 MW), Central Termoeléctrica Chilca 1 (ciclo combinado de 808.104 MW), Central Termoeléctrica Santo Domingo de Olleros (ciclo abierto de 209.043 MW), Central Termoeléctrica Fénix (ciclo combinado de 280.000 MW) y Central Termoeléctrica Las Flores (ciclo abierto de 192.847 MW). En Lima: Central Termoeléctrica Ventanilla (ciclo combinado de 484.999 MW).

¹⁶ Central solar Majes (20 MW), Central Solar Repartición (20 MW), Central Solar Tacna Solar (20 MW) y Central Solar Panamericana Solar (20 MW).

¹⁷ Centrales cuya energía primaria es proporcionada por el viento, el cual mueve una turbina eólica (molino de viento) que a su vez acciona a un generador (alternador). Por ejemplo: Central Eólica Marcona (32 MW), Central Eólica Cuspisnique (80 MW) y Central Eólica Talara (30 MW).

Como se puede ver, el Perú actualmente cuenta con una matriz energética hidrotérmica, donde el componente térmico reduce considerablemente la exposición a variables climáticas que podrían afectar la disponibilidad del recurso hídrico con fines energéticos. Ello brinda robustez y seguridad energética al sistema, mientras que el componente hidráulico abarata los costos de producción.

Asimismo, dado que el combustible más utilizado en la generación térmica es el gas natural proveniente de yacimientos peruanos, ofrece al parque generador un alto grado de independencia respecto de variables externas que pudieran afectar la disponibilidad del recurso.

En otro sentido, la variedad de tecnologías y costos de producción introducen la necesidad de que la producción de electricidad se organice con un objetivo: este puede ser la eficiencia productiva, o, como en el Perú, la eficiencia económica, de manera tal que se utiliza la combinación más eficiente de centrales para abastecer la demanda.

En este punto, debemos resaltar el incremento en la potencia instalada producida en los últimos diez años y la diversificación de la oferta con el ingreso de nuevos operadores y nuevas tecnologías, así como su impacto positivo en las condiciones de competencia del mercado mayorista peruano¹⁸. Es bastante obvio que la existencia de muchos oferentes condiciona positivamente la rivalidad entre ellos para ofrecer mejores precios por sus productos (Potencia y Energía).

A continuación, presentamos unos cuadros con la composición de la oferta al año 2004 y su evolución a la fecha:

Cuadro 1
Empresas Generadoras

Empresa Generadora	Potencia Efectiva		Producción de Energía 2004		Ingresos Totales por venta de Energía*	
	MW	%	GWh	%	Miles de US\$	%
Estado (/1)	1 494,6	34,2	9 465,6	43,2	423 622	44,9
Endesa (/2)	1 452,7	33,3	5 934,2	27,1	178 128	18,9
Duke Energy (/3)	541,8	12,4	2 179,8	10,0	67 544	7,2
Otros (/4)	877,9	20,1	4 323,1	19,7	273 732	29,0
Total SEIN	4 367,0	100,0	21 902,7	100,0	943 026	100,0

(/1) Electroperú, Egasa, San Gabán, Egemsa y Egesur
 (/2) Edegel, Eepsa y Elevenza
 (/3) Egenor
 (/4) Enersur, ElectroAndes, Termoselva, Shougesa y Cahua - CNP
 * Con data histórica a diciembre 2004

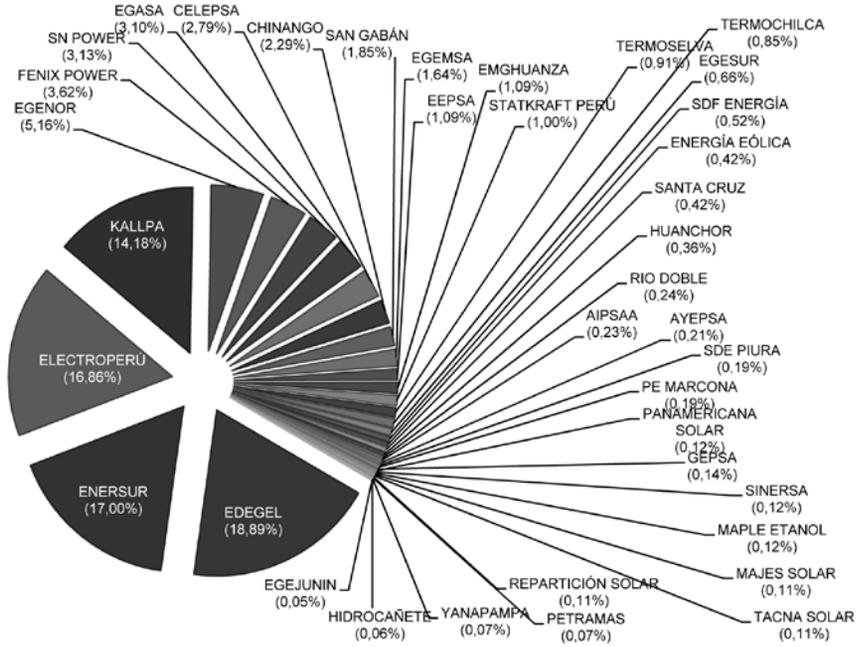
Fuente: COMISIÓN MEM-OSINERGMIN CREADA POR LEY 28447. "Libro Blanco. Proyecto de Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica". Lima. 2005. p. 34.

Cuadro 2
Producción de energía eléctrica en el año 2014 por empresa

Empresa	Energía (GW.h)	Participación (%)
Aipsaa	97.2	0.23
Ayepsa	86.3	0.21
Celepasa	1 167.0	2.79
Chinango	958.4	2.29
Edegel	7 889.9	18.88
Eepsa	454.9	1.09
Egasa	1 292.9	3.09
Egecsac (1)	0.1	0.00
Egejunin	21.5	0.05
Egemsa	683.5	1.64
Egenor	2 153.6	5.15
Egesur	273.6	0.65
Electroperú	7 041.0	16.85
Else	2.8	0.01
Emghuanza	453.9	1.09
Energía Eólica	176.7	0.42
Enersur	7 098.3	16.98
Fénix Power	1 512.8	3.62
Gepasa	57.9	0.14
Hidrocañete	26.5	0.06
Huanchor	152.4	0.36
Kallpa (2)	5 923.7	14.17
Maja Energía	16.1	0.04
Majes Solar	47.9	0.11
Maple Etanol	49.0	0.12
Moquegua FV	5.0	0.01
Panamericana Solar	51.5	0.12
PE Marcona	79.6	0.19
Petramás	30.3	0.07
Repartición Solar	47.3	0.11
Río Doble	100.0	0.24
San Gabán	774.6	1.85
Santa Cruz	176.0	0.42
Santa Rosa	3.8	0.01
SDE Piura	80.0	0.19
SDF Energía	215.7	0.52
Shougesa	3.1	0.01
Sinersa	50.4	0.12
SN Power	1 309.0	3.13
Statkraft Perú (3)	419.3	1.00
Tacna Solar	47.5	0.11
Termochilca	356.5	0.85
Termoselva	380.0	0.91
Yanapampa	28.1	0.07
Total	41 795.9	100.00

¹⁸ Nos estamos refiriendo al impacto que tiene en el mercado, visto desde el marco general implementado por la LCE y la Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, ya que si bien en los últimos años se han introducido algunos arreglos regulatorios para solucionar problemas específicos y coyunturales, como los Costos Marginales Idealizados y otros a los que nos referiremos más adelante, la estructura del mercado está diseñada para promover la competencia.

Gráfico 2
Producción de energía eléctrica en el año 2014 por empresa



Fuente: Memoria Anual COES 2014.

No obstante los notables avances en la diversificación de la oferta de generación que se muestra en el gráfico y los cuadros precedentes, y a través de un análisis preliminar de los mismos, podemos notar que si bien el Estado (34.2%) y Edegel (33.3%) han reducido considerablemente su participación relativa en el mercado en los últimos diez años, aún se pueden encontrar importantes niveles de concentración, pues Edegel (18.89%), Enersur (17.00%), Kallpa (14.18%) y el Estado (23.45%) tienen aproximadamente el 73% de la capacidad instalada¹⁹.

Es de señalar que en el Perú existen mecanismos *ex ante* para detectar y controlar el poder de concentración en el Mercado Mayorista de Electricidad, como lo dispuesto en la Ley 26786, Ley Antimonopolio y Antiligopolio del Sector Eléctrico. Esta ley funciona como un mecanismo de control previo en actos de concentración.

2. La demanda en el Mercado Mayorista Peruano

Desde un punto de vista cualitativo, debemos señalar que el comportamiento de la demanda en el Perú responde a una serie de variables, que hacen que ésta sea fluctuante durante todo el día²⁰, todos los días de la semana²¹ y todos los meses del año²². Así, no es difícil entender que la demanda de electricidad típicamente es mayor durante la noche respecto al día, etcétera.

La demanda se encuentra legalmente constituida por dos tipos de Usuarios: Regulados y Libres. La diferencia básica entre ellos radica en que los primeros se encuentran sujetos a un sistema de regulación de precios por la potencia y energía que consumen; ello implica la imposibilidad de negociar los términos contractuales con su suministrador²³; por el contrario, los Usuarios Libres sí pueden pactar libremente los términos contractuales²⁴.

¹⁹ No es este el lugar más apropiado para discutir sobre la idoneidad o no del nivel de concentración del Mercado Mayorista Peruano, ya que ello ameritaría un estudio detallado del mismo. En todo caso, siempre va a encontrarse cierto nivel de concentración de mercado; lo importante es establecer si esa concentración es capaz de afectar la libre competencia.

²⁰ Durante el mismo día operativo, la demanda varía. Por ejemplo, podemos notar con toda claridad que en la noche, de 6 a 9 p.m., la demanda es mayor que durante el día, y en la madrugada es mucho menor que en cualquier otro horario.

²¹ Por ejemplo, es muy notorio que los días domingo la demanda es mucho menor que los días laborables, donde se encuentran produciendo todas las industrias.

²² Como ejemplo, podemos apuntar que en zonas de climas fríos en los meses de invierno se consume más que en el verano, debido a la menor disponibilidad de iluminación natural y el uso de calefacción eléctrica.

²³ El cual necesariamente deberá ser el distribuidor que tenga la concesión sobre el área en donde se ubique el Usuario.

²⁴ A diferencia de los Regulados, los Usuarios Libres pueden elegir a su suministrador entre el distribuidor o cualquier generador del SEIN.

A efectos de determinar la calificación de un Usuario, se debe tener en cuenta la máxima potencia contratada de acuerdo a las siguientes pautas²⁵:

- a. Los Usuarios cuya máxima demanda sea menor a 200 kW son Usuarios Regulados.
- b. Los Usuarios cuya máxima demanda esté entre 200 kW y 2500 kW pueden elegir entre la condición de Usuario Regulado o Usuario Libre.
- c. Los Usuarios cuya máxima demanda sea mayor a 2500 kW serán Usuarios Libres. No tienen la obligación de pertenecer al Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional [en adelante, COES].
- d. Los Usuarios Libres cuya máxima demanda sea mayor a 10 MW son Grandes Usuarios y tienen la obligación de pertenecer al COES.

Cabe resaltar que estos límites reemplazaron²⁶ al anterior, fijado en 1 MW, a partir de lo cual se pretende obtener una mayor apertura al mercado libre y la posibilidad de incrementar el número de este tipo de consumidores, que pueden otorgar mayor dinamismo y flexibilidad a la demanda en el mercado de contratos a plazo (mediano y largo plazo).

Según cifras del organismo regulador²⁷, a enero de 2015 tenemos 308 Usuarios Libres en el Perú, así como una importante cantidad de Grandes Usuarios Libres (16), quienes consumen grandes bloques de la energía, aproximadamente el 20% de la demanda total, por lo que *a priori* vemos que existe una demanda atomizada que teóricamente permitiría una respuesta activa ante las señales de precios que emita el mercado de contratos a plazo. Sin embargo, debemos analizarla a la luz de las particularidades del mercado peruano y su regulación.

Como sabemos, el tener una demanda elástica²⁸ y dispersa constituye un pilar fundamental en todo mercado competitivo, pues si es así, los compradores responderán rápidamente a las señales de

precio²⁹ que el mercado les ofrezca, aumentando sus consumos en caso de precios bajos o reduciéndolos en caso contrario, logrando así mejores eficiencias en la asignación de los recursos que se tratan en el mercado (eficiencias asignativas).

En esta línea de ideas, es menester revisar si en el Mercado Mayorista contamos con una demanda lo suficientemente elástica. Al respecto, si bien se ha señalado que existe un incremento importante en el número de demandantes, a la fecha éstos sólo pueden participar en el mercado de contratos a plazo, pues su participación en el Mercado de Corto Plazo todavía no es posible hasta la entrada en vigencia del Reglamento del Mercado de Corto Plazo³⁰; en consecuencia, este incremento en el número de Usuarios Libres no tiene un impacto directo en el Mercado de Corto Plazo.

Dicho lo anterior, corresponde evaluar si los contratos a mediano y largo plazo tienen un impacto en la flexibilidad de la demanda del Mercado de Corto Plazo. Al respecto, tenemos que actualmente los contratos de mediano y largo plazo otorgan a los compradores el derecho a consumir toda la energía contratada, dándole poca posibilidad de modificar su consumo durante la ejecución del contrato sobre la base de señales de precios del Mercado de Corto Plazo, reconociéndose sólo una diferencia en el precio de la energía en hora de punta y en fuera de punta, en algunos casos. Como consecuencia de ello, una vez suscritos los contratos las cantidades contratadas y los precios pactados no sufrirán modificaciones con facilidad.

Es menester precisar que nada impide que los precios de los contratos de mediano y largo plazo sean fijados teniendo como referencia los del Mercado de Corto Plazo, pero esto no es usual. Como consecuencia de lo señalado, podemos concluir que el nivel de elasticidad de la demanda que encontramos en el mercado de contratos, no tiene influencia directa en el Mercado de Corto Plazo.

Con la entrada en vigencia del nuevo Reglamento del Mercado de Corto Plazo, tanto los Usuarios Li-

²⁵ De acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Usuarios Libres aprobado mediante Decreto Supremo 022-2009-EM, publicado en el Diario Oficial "El Peruano" con fecha 16 de abril de 2009.

²⁶ Este nuevo límite reemplazó al fijado por el RLCE.

²⁷ Ver: OSINERGMIN. En: <http://srvgart07.osinerg.gob.pe/SICLI/principal.aspx>.

²⁸ La elasticidad de la demanda mide el grado de respuesta de ésta ante una variación en el precio.

²⁹ FLORES, Ricardo y Rodrigo PALMA. "Mercados Minoristas de Energía. Propuesta de Implementación en el Sector Eléctrico Chileno". Santiago de Chile: Universidad de Chile. En: www2.ing.puc.cl.

³⁰ Es de precisar que si bien las modificaciones introducidas al Mercado de Corto Plazo peruano por la Ley 28832 incluyen la participación de los Grandes Usuarios Libres y distribuidores, esto todavía no se ha materializado por la falta de un reglamento que cristalice la reforma. En ese sentido, resaltamos que el Reglamento del Mercado de Corto Plazo, aprobado por Decreto Supremo 027-2011-EM, tiene su vigencia suspendida hasta el año 2016 a efectos de evaluarlo e introducirle ajustes.

bres como los distribuidores conseguirán efectuar transacciones de compra en este mercado³¹, pudiendo contratar libremente para cubrir sus desbalances de energía y potencia; ello otorgará mayor flexibilidad a la demanda. Al respecto, debemos comentar que si se implementara la posibilidad de vender en el *spot* sus excesos de contratación, se imprimiría mayores incentivos competitivos y elasticidad a la demanda; sin embargo, esto requeriría una modificación legislativa.

En otro orden de ideas, como una característica de la demanda debemos mencionar que los Usuarios Regulados a cargo de los distribuidores son insensibles a las variaciones de precio del Mercado de Mayorista, ya que al tener tarifas reguladas –tarifas planas fijadas administrativamente– su consumo es constante y no varía en función a señales de precio del Mercado Mayorista. Esta insensibilidad en la demanda regulada debería ser abordada a nivel normativo, y deberían implementarse mecanismos que trasladen, por lo menos parcialmente³², señales de precio del Mercado de Corto Plazo a la demanda, y mejorar la eficiencia en el consumo y, con ello, en el mercado.

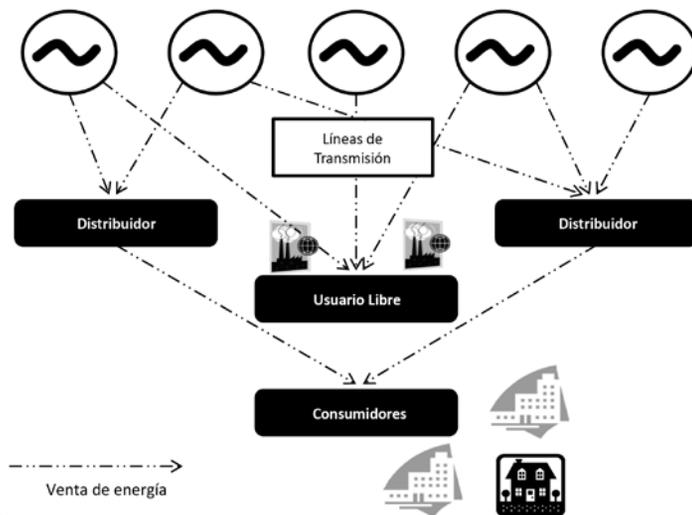
Finalmente, para cerrar los comentarios a propósito de las características de la demanda, queremos

mencionar que el crecimiento de la misma en el mercado libre peruano nos lleva a pensar en la necesidad de evaluar la introducción de la figura del comercializador mayorista en el Perú –desvinculada de la generación y distribución–, pues imprimiría mayor dinamismo y competencia a este segmento de mercado. Un comercializador adquiriría grandes bloques de energía en el mercado mayorista para luego revenderla, especializándose en dicha materia de forma tal que logre economías de escala que le permitan competir en este mercado con los generadores; inclusive podría generar productos *ad hoc* para cierto perfil de cliente, por ejemplo, para pequeños consumidores que no son atractivos para los grandes generadores.

III. MODELO DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA PERUANO

Como lo hemos señalado, con la reforma introducida por la LCE el Perú migró de un modelo Monopólico a un **Modelo de Competencia Mayorista**³³; el mismo que tiene como principal característica que es aplicado sobre actividades desintegradas, es decir, que para su correcta aplicación se necesita que las actividades de generación, transmisión y distribución eléctrica sean segmentos independientes en su operación y desarrollo³⁴.

Gráfico 3
Competencia en el mercado mayorista



Fuente: Creación propia.

³¹ La participación de los distribuidores estará limitada a comprar lo necesario para atender a sus Usuarios Libres.

³² Como ejemplo podríamos mencionar tarifas diferenciadas, donde se pague tarifas más altas en las horas de punta.

³³ Siguiendo la clasificación de Sally Hunt en: HUNT, Sally. Óp. cit. Loc. cit.

³⁴ Esta segmentación tiene como principal función evitar conflictos de intereses entre los participantes de los diferentes segmentos de mercado. De esta manera, siendo el mercado de generación competitivo y los de transmisión y distribución monopolios naturales, tenemos que es mejor que los participantes del mercado competitivo no tengan una participación importante en los otros segmentos, pues podrían adoptar posiciones que les den alguna ventaja competitiva respecto a sus competidores, como por ejemplo restringir el acceso a las redes necesarias para suministrar electricidad a los consumidores mayoristas. De otro lado, siempre pueden existir riesgos de subsidios cruzados cuando el mismo operador realiza actividades reguladas y competitivas al mismo tiempo. Para mayor detalle, se puede consultar: *Ibidem*.

Este es un modelo donde el segmento de generación es en principio competitivo, es decir, no habrán tarifas reguladas, sino más bien los precios serán fijados fundamentalmente por la concurrencia de la oferta y la demanda, donde los distribuidores y grandes consumidores conforman la demanda, cuyas necesidades de consumo son disputadas por los oferentes. Bajo este modelo, las actividades de distribución eléctrica –ventas minoristas– siguen siendo monopólicas y, consecuentemente, están sujetas a regulación tarifaria.

En esta misma línea, Hunt resalta que la competencia a nivel producción es donde mayores beneficios se pueden obtener, en la medida que se tengan muchos compradores disputando los beneficios de bajos precios, evitando los problemas de dar acceso a consumidores minoristas. Así, las principales características de este modelo son, según Hunt:

- a) La generación está desregulada y las ventas se producen en un mercado mayorista competitivo.
- b) Las empresas distribuidoras y los grandes consumidores³⁵ compiten en el mercado mayorista.
- c) Los comercializadores minoristas están permitidos. Sin embargo, anticipamos que esta

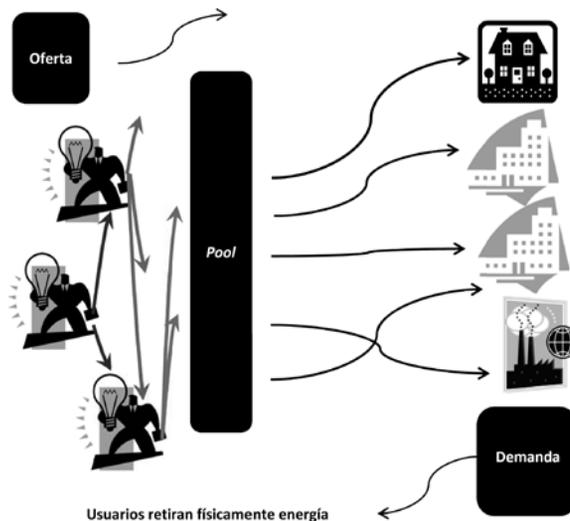
figura no ha sido incorporado por el marco regulatorio peruano.

- d) Los distribuidores proveen a los pequeños compradores, comprándoles, a su vez, a los generadores y comercializadores.

De otro lado, en el Perú, a nivel de generación, el Mercado de Corto Plazo o Mercado *Spot* se organiza en un sistema “pool” –piscina– con la participación de generadores solamente, donde toda la producción de energía es inyectada al *pool* para que, a su vez, los requerimientos de suministro eléctrico sean también abastecidos desde éste, sin importar de quién se está tomando la energía, ya que, como dijimos líneas arriba, ésta no se puede identificar. Es decir, todos los generadores inyectan su producción al *pool* y los clientes retiran físicamente lo que necesitan, siendo este retiro atribuido a nombre del generador suministrador de dicho cliente.

Luego de la operación real de compra y venta en el mercado, es necesario liquidar esta operación y, como resultado, todos los generadores participantes recibirán una contraprestación por la energía y potencia inyectada, y pagarán por la energía y potencia retirada por sus clientes. Así, si un generador inyecta más de lo que consumen sus clientes tendrá un resultado superavitario en el *pool* y será deficitario si sucede lo contrario.

Gráfico 4
Generadores inyectan energía



Fuente: Público.

³⁵ Como ya lo señalamos anteriormente, si bien las modificaciones introducidas al Mercado de Corto Plazo peruano por la Ley 28832 incluyen la participación de los Grandes Usuarios Libres en él, estas todavía no se han materializado por la falta de un reglamento que cristalice la reforma. Es de resaltar que el Reglamento del Mercado de Corto Plazo, aprobado por Decreto Supremo 027-2011-EM, tiene su vigencia suspendida hasta el año 2016 a efectos de evaluarlo e introducirle ajustes, sin que actualmente se sepa cuándo serán materializadas.

A. ¿Cómo se coordina la operación del Sistema Eléctrico en el Perú?

Es coordinado por un operador independiente, denominado COES, que es una entidad privada sin fines de lucro, conformada por Agentes del SEIN³⁶, cuyas decisiones son de cumplimiento obligatorio para estos. Tiene como finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, y administrar el Mercado de Corto Plazo.

Como ya lo dijimos líneas arriba, la energía eléctrica no puede ser almacenada y viaja a casi la velocidad de la luz, razón por la cual la energía generada debe ser consumida de manera instantánea, o, dicho de otra manera, la demanda de energía debe ser abastecida simultáneamente, debiendo existir un equilibrio constante entre la oferta (generación) y la demanda (consumo).

El COES, en cumplimiento de sus funciones, debe coordinar la operación de las centrales de generación en condiciones de eficiencia económica; para ello, considera sus CV³⁷ auditados. Con este fin, el COES estima la demanda que debe ser abastecida por el parque generador disponible, la misma que –como ya dijimos– fluctúa constantemente. Así, con la ayuda de herramientas computacionales, elabora un “*ranking*”, ordenando el despacho

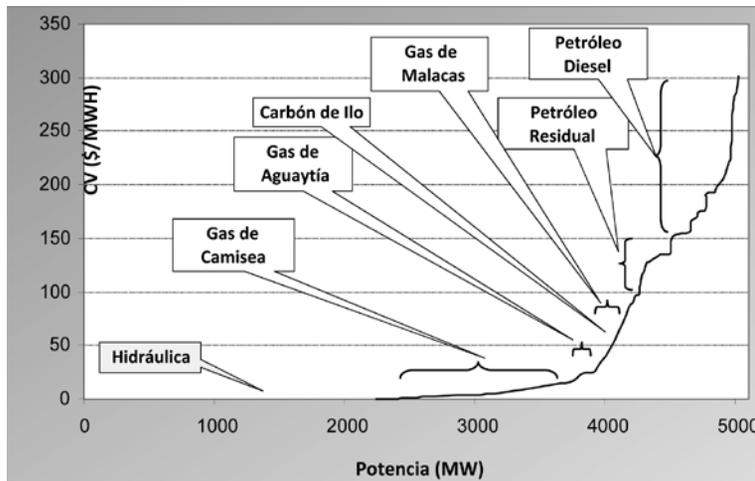
de las centrales de generación en función a su CV, de la más barata a la más cara. De esta manera, las centrales con menor CV se despacharán primero, para luego dar paso a las más caras en orden ascendente, y obtener una operación eficiente en términos de costos, con los recursos energéticos disponibles.

De manera ilustrativa, presentamos el orden que seguiría el despacho en un parque generador (ver gráfico 5).

Como fácilmente se puede desprender del gráfico anterior –elaborado sólo para fines ilustrativos–, tendríamos que, en mérito a sus costos, en primer lugar se despachan las Centrales Hidroeléctricas de pasada. Al respecto, la herramienta computacional ordenará el despacho de las Centrales Hidroeléctricas de regulación en las horas de punta, donde su costo de oportunidad³⁸ es más elevado, con el fin de reducir el costo de producción total del sistema.

Es de precisar que las Centrales Hidroeléctricas de pasada deben ser operadas con todo el caudal disponible, ya que si el mismo no es utilizado, se perdería al no poderse almacenar. Sobre este tipo de centrales debemos añadir que tienen como variable de incertidumbre al factor climático, por lo que no se puede prever con certeza su nivel de producción al no poderse asegurar la cantidad del recurso hídrico disponible.

Gráfico 5



Fuente: COES.

³⁶ Para mayor información sobre la naturaleza regulatoria del COES, consultar: BALDWIN Robert, CAVE Martin y Martin LODGE. “Understanding Regulation”. Second Edition. Oxford: Oxford University Press. 2012. pp.137-146.

³⁷ Son CV aquellos que varían en forma directamente proporcional a la escala productiva; es decir, mientras más unidades de energía se produce, se incrementan los costos. Por ejemplo: el combustible es un CV de las Centrales Termoeléctricas (gas natural, petróleo diésel 2, carbón, etcétera).

³⁸ En este caso, el costo de oportunidad del agua es el mayor rendimiento económico que se puede obtener de un recurso, en este caso el agua, asignándole un uso como el generar electricidad en la hora de mayor demanda, en comparación a usarlo para generar electricidad a otra hora donde se obtiene un menor rendimiento económico.

Las Centrales Termoeléctricas, por el contrario, son muy seguras en cuanto a su disponibilidad, al no verse afectadas mayormente por factores climáticos. Además, a diferencia de las Centrales Hidroeléctricas, se suelen instalar cerca a los centros de consumo, lo que aumenta la seguridad y robustez de su operación al no estar expuestas al riesgo de disponibilidad de las líneas de transmisión, que no están exentas de fallas. Entre las Centrales Termoeléctricas, las más eficientes son las de gas natural que operan en ciclo combinado, la mayoría de las cuales se han instalado al sur de Lima, que es el principal centro de producción industrial y consumo de energía del país.

Con relación a las centrales que operan con RER, debemos señalar que, por disposición legal³⁹, tienen CV cero y prioridad en el despacho, por lo que también son consideradas como centrales de base para el despacho, conjuntamente con las hidráulicas y las de cogeneración. Sin embargo, en el caso de las centrales eólicas y solares fotovoltaicas, su disponibilidad es incierta, pues dependen de la variabilidad en la disponibilidad de su fuente de energía primaria –viento y luz solar–, lo que no sucede para el caso de las centrales de biomasa, que funcionan como una Central Termoeléctrica convencional.

IV. ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO DE CORTO PLAZO O SPOT EN EL PERÚ

El Mercado *Spot* o de Corto Plazo es administrado por el COES. En este mercado se liquidan las transacciones mayoristas de Potencia y Energía producto de la operación económica detallada en el numeral anterior, y actualmente sólo participan **generadores** integrantes del COES⁴⁰. Mensualmente, el COES liquida las inyecciones reales de los generadores y los retiros realizados por sus clientes para establecer los saldos deudores o acreedores de todos los participantes de este mercado.

Después de haber bosquejado ligeramente el Mercado *Spot* en el Perú, conviene precisar que en él se transan básicamente dos productos:

- a. Potencia o Capacidad, que está relacionada con la capacidad para obtener un resultado

(electricidad) y conceptualmente remunera la inversión realizada por los generadores (Capacidad Instalada de Generación).

- b. Energía, que es el resultado a obtenerse por la Potencia antes mencionada. El pago por la Energía producida e inyectada en el SEIN reconoce los CV incurridos por los generadores en su actividad productiva.

Luego de esta pequeña introducción, pasaremos a describir cada uno de los productos que se transan en el Mercado *Spot* en el Perú.

A. Energía

Como ya dijimos, este concepto tarifario está destinado, en primer lugar, a que las centrales que operaron recuperen por lo menos sus CV, cuyo concepto principal a considerar es el combustible. De este modo, toda la energía inyectada y consumida se remunera en función al Costo Marginal de Corto Plazo [en adelante, CMg] del sistema, que es el costo de producir una unidad de energía adicional en el sistema en un momento dado y se calcula en intervalos de quince minutos.

Como se puede apreciar, en la medida que las centrales se operarán en orden ascendente de CV, al fijarse el CMg sobre la base del costo de producir una unidad adicional, éste será el CV⁴¹ de la central más cara que operó y, por ende, suficiente para cubrir los CV de todas las unidades de generación que le precedieron en la operación.

De acuerdo al actual esquema regulatorio peruano, el CMg se calcula de manera *ex post* a la operación ejecutada en los términos descritos en el numeral IV, considerando a todas las centrales que despacharon durante el día operativo –cada quince minutos– y estableciendo cuánto hubiese costado generar una unidad de energía adicional. Este precio de transacción se aplica a toda la energía inyectada por los generadores que participaron del mercado.

El proceso a seguir para el cálculo del CMg lo podemos explicar más gráficamente de la siguiente manera⁴²:

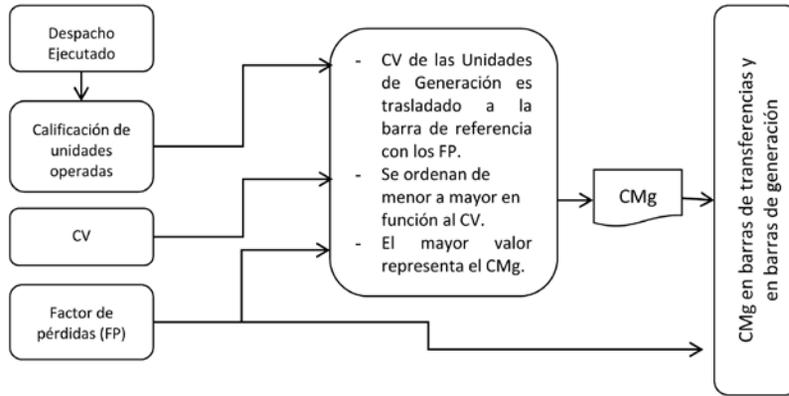
³⁹ El Decreto Legislativo 1002 regula la promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables.

⁴⁰ Dentro de las modificaciones introducidas por la Ley 28832, se encuentra la participación de los Usuarios Libre y distribuidores en el Mercado de Corto Plazo; sin embargo, para su implementación se requiere la vigencia de un reglamento, el mismo que a la fecha se encuentra suspendido y en revisión.

⁴¹ Ver definición y ejemplos de CV en el apartado del presente artículo “¿Cómo se coordina la operación del Sistema Eléctrico en el Perú?”.

⁴² El Decreto de Urgencia 049-2008 introdujo un régimen de excepción para la determinación del precio de la Energía en el Mercado de Corto Plazo, cuyo costo marginal sería fijado sin considerar restricciones de producción o transporte de gas ni de transmisión de electricidad. Esto se hizo con la finalidad de evitar los efectos económicos de las congestiones de gas o transmisión que se venían presentando, pero que a la fecha se encuentran casi totalmente desterradas. En todo caso, este régimen tendrá vigencia formal hasta el 31 de diciembre del 2016.

Gráfico 6



Fuente: COES.

Como se puede apreciar, a partir del despacho ejecutado se califican las unidades que operaron para cubrir la demanda en cada periodo. Estas unidades son ordenadas de menor a mayor en función a sus CV, aplicándoles los respectivos factores de pérdidas para reflejarlos en las barras de referencia. Con esta operación, se determina el valor de la siguiente unidad adicional del sistema para determinar el CMg.

El gráfico 7 esquematiza todo el proceso de valoración de las transferencias de energía en el Mercado Spot.

Como resultado de la operación tenemos que si el CV de una Central Hidroeléctrica de pasada⁴³ es cercano a uno (S/.1.00), y la unidad marginal es una Central Termoeléctrica a diésel con CV de S/.50.00, tenemos que la unidad hidráulica tendrá una utilidad operativa de S/.49.

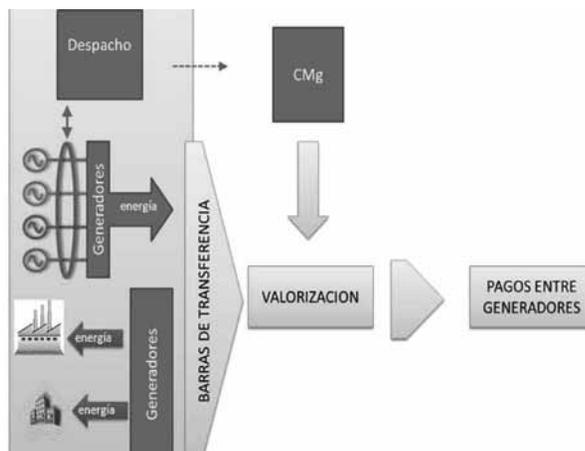
El CV de una Unidad o Central de Generación se fija en función a costos auditados, y para el caso

de las Centrales Termoeléctricas está compuesto por CV Combustible (CVC) fijado sobre la base de los comprobantes de pagos presentados por los titulares de cada central según el Procedimiento Técnico del COES 31. Sólo para el caso del gas natural se permite presentar una declaración de los costos, diferencia que no resulta coherente con el esquema regulatorio. Por otro lado, el CV No Combustible (CVNC), conformado por los mantenimientos, es sustentado a través de informes técnicos, aprobados por el COES de acuerdo al mismo procedimiento.

Para el caso de las Centrales Hidroeléctricas no es necesario el reconocimiento de costos, pues la LCE establece que se le reconocerá el Costo de Sólidos en Suspensión y el Canon de Agua (ver gráfico 8).

Es importante señalar que el precio del Mercado de Corto Plazo debe reflejar el valor real de la energía, pues siendo así transfiere importante in-

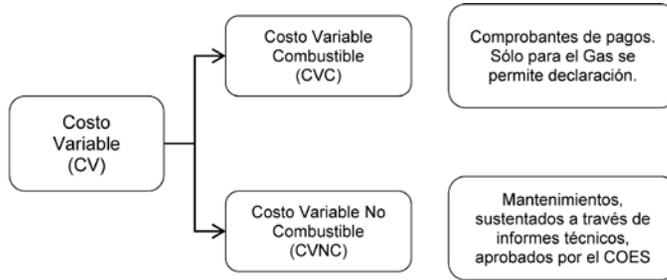
Gráfico 7



Fuente: COES.

⁴³ Una Central Hidroeléctrica es de pasada cuando no tiene asociados embalses de agua que le permitan almacenarla y usarla de manera planificada.

Gráfico 8



Fuente: Elaboración propia.

formación de escasez a los agentes del mercado, teniendo los generadores fuertes incentivos para estar disponibles en las horas de precios altos, incluso forzando sus máquinas para capturar ganancias adicionales. Por el contrario, si el precio de la energía está por debajo de su valor real, los generadores no tendrán suficientes incentivos, o en todo caso, incentivos reales para producir en las horas de escasez⁴⁴.

En este sentido, conviene reparar en lo indispensable que significa contar con una red sin restricciones significativas, pues lo contrario no permitiría que se comercialice libremente la energía en cualquier barra de la red, generando que en los puntos con congestión los costos se incrementen producto de la menor competencia y mayores costos operativos generados a raíz de la congestión de las redes. Esta subida de precios debería incentivar la inversión en dichas zonas; por el contrario, si los precios no reflejan esta escasez en la red de transporte, el mercado no recibiría estos incentivos. Al respecto, Sally Hunt señala que: “Desde que el sistema de transmisión tiene límites, la extensión de la competencia en una zona para cualquier generador por cualquier carga cercana dependerá del nivel y la ubicación de la carga y la generación [...] [p]odemos decir con seguridad que la congestión en transmisión hace pequeños a los mercados”⁴⁵ [la traducción es nuestra].

De esta manera, la existencia de costos marginales nodales que reflejen los costos reales de cada lugar –barra de comercialización– hace que los generadores y demandantes tomen decisiones eficientes de inversión y consumo. Así, por ejemplo, si existieran diferencias de precios importantes en el mediano plazo los generadores preferirán instalar sus

centrales en los puntos donde se transe la energía a mayor valor y, por el contrario, los consumidores preferirán los lugares con energía más barata⁴⁶.

B. Potencia

Es un concepto regulatorio, destinado a remunerar la inversión eficiente en infraestructura, es decir, recuperar la inversión realizada en las centrales de generación, o al menos parte de ella. Para ello, se aplican principios de la regulación por comparación⁴⁷, por medio de la cual se establece cuál es la unidad generadora más económica para suministrar la potencia adicional durante la hora de máxima demanda anual –artículo 47, literal e de la LCE–, la misma que en la práctica ha venido siendo una Central Termoeléctrica de Turbo Gas a Ciclo Simple. Así, sobre la base de la inversión necesaria para la instalación de la central de las características descritas, se calculará el valor de cada kilovatio de potencia instalada necesario para abastecer a toda la demanda más la reserva.

El marco regulatorio establece que la inversión en generación sea remunerada sobre la base de la tecnología que es considerada como la eficiente, independientemente de la inversión real. De esta manera, quienes invierten en tecnologías más caras a la reconocida por el regulador en la remuneración de potencia deberán considerar obtener ganancias en la comercialización de la energía producida, para que de la combinación de ambos ingresos –Potencia y Energía– puedan obtener la recuperación de su inversión más una utilidad razonable.

De otro lado, debemos señalar que el marco regulatorio considera a la unidad generadora más

⁴⁴ ARNEDILLO, Óscar. Modelos de Mercado Eléctrico. En: Economía Industrial N° 364. 2007. p. 45. <http://eco.mdp.edu.ar/cendocu/repositorio/00972.pdf>.

⁴⁵ HUNT, Sally. Óp. cit. p. 96.

⁴⁶ ARNEDILLO, Óscar. Óp. cit. Loc. cit.

⁴⁷ Para mayor información sobre la regulación por comparación se puede revisar: OKUMURA SUZUKI, Pablo Arturo. “Mecanismos de Regulación Tarifaria”. En: Administración & Control 9 (septiembre). 2014.

económica necesaria para abastecer la **máxima demanda** del año, con el fin de crear incentivos para invertir en potencia instalada suficiente para abastecer hasta la última unidad de energía demandada más un margen de reserva razonable, aun cuando dicha demanda se produzca una sola vez en el año y genere inversión en centrales que no serán requeridas la mayor parte del tiempo.

Sobre la base de esta central teórica, se establecen los costos teóricos reconocidos por el regulador como inversión en infraestructura (Potencia), conforme a la cual se calcula una anualidad⁴⁸ aplicando una tasa del 12%, fijada en el artículo 79 de la LCE, que será pagada mes a mes por todos los demandantes del mercado.

Como se puede apreciar, el marco regulatorio introduce incentivos competitivos al mercado de potencia, haciendo “competir” artificialmente a los generadores con la tecnología considerada por el regulador como la más eficiente para cubrir la demanda del mercado. Sin embargo, es de resaltar que no existe una competencia real entre los participantes del mercado, pues no compiten directamente por colocar su potencia en el Mercado de Corto Plazo.

Hasta este punto, se ha descrito cómo se establece y paga por todos los consumidores del servicio eléctrico el concepto de potencia, por lo que toca tratar cómo se reparte este monto global a los titulares de las centrales de generación que operan para satisfacer la demanda de electricidad en el SEIN.

Los ingresos de potencia de los generadores que participan en el mercado mayorista peruano son determinados por el COES en función al concepto de Potencia Firme. Para ello, el RLCE⁴⁹ establece que el valor económico de la Potencia Firme se determina en función a:

- (i) Ingresos Garantizados por Potencia Firme Requeridos por el Sistema (IGPF);
- (ii) Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema (IAPGS)⁵⁰; y,
- (iii) Egresos por Compra de Potencia en el Sistema (ECPS).

Lo que podemos resumir en la siguiente ecuación:

$$\text{Potencia Firme} = (\text{IGPF} + \text{IAPGS}) - \text{ECPS}$$

Para la determinación de los ingresos por Potencia Firme los Procedimientos Técnicos del COES establecen metodologías distintas, según se trate de Centrales Hidroeléctricas o Centrales Termoeléctricas.

1. Ingresos Garantizados de Potencia Firme: Unidades Térmicas

Como ya se señaló, el concepto de Potencia Firme busca reconocer los costos de la inversión en infraestructura de generación puesta al servicio del SEIN. Para ello, se requiere descontar o detraer a su vez las circunstancias en que, por aspectos propios de la máquina, ésta no se encuentra disponible para su operación en el SEIN. Esta situación se puede presentar por diversas circunstancias, típicamente podríamos mencionar los mantenimientos programados o de emergencia. De esta manera, no sólo se produce un reconocimiento a la disponibilidad real de la central para su operación, sino que además se crean incentivos a sus titulares para realizar todos los esfuerzos e inversiones necesarios para que los periodos de indisponibilidad sean los menores posibles.

Es así que la regulación define que la Potencia Firme de una unidad térmica es igual a su **Potencia Efectiva** multiplicada por su factor de **disponibilidad**. Por su parte, la Potencia Efectiva se determina mediante una prueba realizada a la unidad destinada a establecer la capacidad real de producción de la misma, mientras que la disponibilidad de una unidad térmica está directamente relacionada al número de horas que la unidad se ha encontrado a disposición del coordinador del despacho (COES) para inyectar energía al SEIN.

A mayor abundamiento, debemos traer a colación lo mencionado con relación a que las Centrales Termoeléctricas ofrecen una operación muy segura para el mercado, ya que depende solamente de su buen estado técnico y contar con el debido abastecimiento de combustible. Es por esa razón que el marco regulatorio establece que se debe verificar mediante una prueba la capacidad electromecánica de la central para generar cierta can-

⁴⁸ Una anualidad es una sucesión de cuotas de pago, que por lo general son iguales, e incorporan una porción de capital, intereses y gastos de una deuda o monto invertido. En el presente caso se calcula un monto fijo mensual (anualidad) que se pagará por concepto de potencia, el mismo que incluye el pago de la inversión, la tasa de rentabilidad o interés fijado por Ley, entre otros conceptos definidos por el regulador.

⁴⁹ Artículo 109 del RLCE.

⁵⁰ El Decreto Supremo 057-2009-EM, del 16 de julio de 2009, dispone que a partir del 1 de julio de 2011 el porcentaje de distribución del Dinero Disponible será 0% para el IAPGS y 100% para el IGPF.

tividad de electricidad, a lo que se le descuenta las indisponibilidades de la misma, asociadas a su estado de conservación y funcionamiento.

2. Ingresos Garantizados de Potencia Firme: Unidades Hidráulicas

Las centrales hidroeléctricas tienen por característica que su disponibilidad para aportar su producción de energía al mercado está directamente asociada a la disponibilidad de su fuente de energía primaria, es decir, del agua, que es recogida estadísticamente por el factor **excedencia** cuando se trata del caudal natural, más la capacidad de sus embalses cuando estos existan.

Es así que la Potencia Firme de una unidad hidráulica se determina multiplicando la Potencia Garantizada por su **factor de presencia**, siendo que:

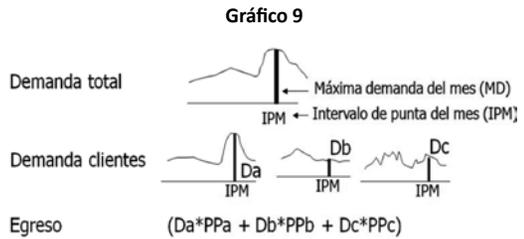
- a. La **Potencia Garantizada** se calcula en función a la energía que puede generar a partir del caudal natural con alta probabilidad de ocurrencia –excedencia del 95%– durante el periodo de estiaje⁵¹, más la capacidad de sus embalses de agua.
 - b. El **factor de presencia** se establece en función a los días en que se encontró indisponible la unidad en el mes de evaluación.
3. Egresos de Potencia

Los egresos de potencia de un generador están dados por el consumo total de este servicio por parte de sus clientes. Con este fin, en primer lugar se debe establecer la potencia consumida por todos los clientes de un generador a la hora de Máxima Demanda del Mes; con ello, tendremos la capacidad total de generación que fue necesario emplear para abastecer los compromisos comerciales de dicho generador. Determinada la potencia consumida, ésta se multiplica por el Precio Básico de Potencia en Punta y su resultado constituye los egresos de dicho generador.

Consecuentemente, determinados los ingresos de potencia de un generador, se le detraen sus egresos de potencia y obtendremos el valor económico de la Potencia Firme de dicho generador para el mes en cuestión. Si el resultado fuera positivo, tendremos que puso a disposición del mercado más Potencia Firme que la que requirió para atender sus obligaciones contractuales, debiendo ser compensado por ello. De lo contrario, si el resultado fuera negativo, deberá pagar al generador que le

suministró la Potencia Firme necesaria para cumplir con sus compromisos contractuales, es decir, a generadores con excedentes de potencia.

Luego, se repite esta operación con todos los clientes de cada generador en la hora de punta del mes, y tendremos los egresos de potencia del sistema, lo que podemos resumir en el siguiente gráfico.



Fuente: COES.

V. **CÓMO SE VINCULA EL MERCADO MAYORISTA CON LOS CONTRATOS DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD (PPA)**

El Mercado de Corto Plazo antes descrito se complementa con las transacciones bilaterales o contratos de suministro de mediano y largo plazo que libremente suscriben los generadores con Usuarios Libres, distribuidores u otros generadores, para comercializar al por mayor su energía y potencia, así como los mecanismos de subastas recientemente introducidos.

Así, los generadores podrán suscribir contratos de suministro a plazo determinado con la finalidad de cubrirse del riesgo de fluctuaciones del Mercado de Corto Plazo y, de esta manera, estabilizar su flujo de ingresos que le permita pagar el financiamiento de sus inversiones y tener un manejo responsable de su flujo de caja. Por su parte, los Usuarios Libres requieren cubrir sus necesidades de energía eléctrica y, de ser el caso, tampoco querrán quedar expuestos a esta variabilidad respecto de sus costos de producción –energía eléctrica–, suscribiendo contratos que les garanticen el abastecimiento de electricidad.

A través de estos contratos de suministro, el cliente adquiere derecho de retirar del SEIN la energía y potencia requerida, pagándole a su suministrador el precio comprometido en el contrato, mientras que el generador suministrador deberá asumir este retiro en las liquidaciones del COES –Mercado de Corto Plazo– con su energía y potencia inyectada o, de lo contrario, en caso de no haberse encontrado produciendo las cantidades retiradas

⁵¹ Es la época del año con menor disponibilidad de agua.

por sus clientes, deberá pagarles a los generadores que sí operaron y abastecieron físicamente los retiros de sus clientes. En buena cuenta, Oscar Arnedillo lo resume como que: “[...] el precio horario del mercado *spot* solamente será abonado por aquellos agentes cuyo consumo no esté cubierto por contratos a plazo (en un mercado desarrollado, solamente estarán expuestos aquellos que opten por estarlo)”⁵².

Como se puede apreciar, los contratos a plazo son de naturaleza financiera, ya que no se compromete una entrega física al cliente, si no a asumir el costo de dicho retiro, teniendo como utilidad la diferencia entre el precio pactado en su contrato y el costo de producir la energía y potencia o el precio pagado en el Mercado *Spot*, según corresponda (si no estuviera operando al momento del retiro de su cliente).

Como se puede ver, los generadores podrán optar entre suscribir contratos bilaterales o vender al Mercado *Spot*, o una combinación de ambas, teniendo como restricción contar con la potencia firme necesaria propia o contratada con terceros, según lo dispone el artículo 101⁵³ del RLCE⁵⁴.

Por otro lado, los precios del Mercado *Spot* influyen también sobre la Tarifa en Barra –tarifa regulada–, que servirá de base para suscribir los contratos de suministros con los distribuidores de electricidad y que estos trasladarán a los consumidores finales. Es así que el artículo 47 de la LCE prevé que las tarifas reguladas se calculan sobre la base de los CMg de Corto Plazo obtenidos en el Mercado *Spot* los doce meses anteriores al periodo de evaluación, así como una proyección de los veinticuatro meses siguientes al mismo, calculados utilizando un despacho proyectado.

Asimismo, la Ley 28832 ha incorporado al modelo originalmente creado por la LCE, las subastas de potencia y energía para la cobertura del suministro regulado de electricidad⁵⁵, con lo cual se introduce a la tarifa regulada antes mencionada incentivos de mercado que dinamizan tanto la oferta y la demanda inelástica propia de los mercados regu-

lados, rompiendo así la desvinculación que hasta dicho momento existía entre los mercados regulados de distribución –consumidores residenciales– y el mercado libre de electricidad.

A mayor abundamiento, debemos precisar que antes de la Ley 28832 la tarifa regulada se fijaba únicamente en función a modelos matemáticos que brevemente hemos descrito; sin embargo, mediante el mecanismo de subastas, los generadores deberán ofertar precios de potencia y energía a los que se comprometen a suministrar por periodos de hasta veinte años, otorgándosele la buena pro al mejor precio ofertado.

Como es fácil apreciar, este modelo incorpora las expectativas de los oferentes en la valoración de la potencia y energía para un periodo de veinte años, así como incentivos para ofrecer la tarifa más baja posible de acuerdo a las condiciones de mercado existentes, incorporando los resultados de la subasta en las tarifas reguladas del distribuidor que organiza la misma; e indirectamente influye en la tarifa a aplicarse a otros distribuidores, al constituirse en una referencia para la fijación del precio en barra⁵⁶.

VI. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL MODELO PERUANO

A. Ventajas

1. Al tratarse de un sistema hidrotérmico, la operación centralizada incorpora la fortaleza en la predictibilidad y confiabilidad de Centrales Termoeléctricas con el bajo costo operativo de las Centrales Hidroeléctricas y mitiga considerablemente los riesgos climáticos a los que se encuentran expuestos los sistemas con un alto componente hidráulico. Asimismo, dado que el combustible más utilizado en la generación térmica es el gas natural proveniente de yacimientos peruanos, le da al parque generador un alto grado de independencia respecto de variables externas que pudieran afectar la disponibilidad del recurso.

⁵² ARNEDILLO, Óscar. Óp. cit. p. 43.

⁵³ Artículo 101.- “Ningún integrante del COES podrá contratar con sus usuarios, más potencia y energía firme que las propias y, las que tenga contratadas con terceros, pertenezcan o no al COES”.

⁵⁴ QUIÑONES, María Teresa. “Mercado Eléctrico en el Perú: ¿Una Utopía?”. En: THEMIS-Revista de Derecho 50. 2005.

⁵⁵ Artículo 4.- “La Licitación como medida preventiva para el abastecimiento oportuno de energía eléctrica

4.1 El abastecimiento oportuno y eficiente de energía eléctrica para el mercado regulado se asegurará mediante Licitaciones que resulten en contratos de suministro de electricidad de largo plazo con Precios Firmes que serán trasladados a los Usuarios Regulados [...]”.

⁵⁶ Segunda disposición complementaria y final de la Ley 28832: “El Precio en Barra que fija OSINERG, no podrá diferir, en más de diez por ciento (10 %), del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones, vigentes al 31 de marzo de cada año como según se establece en el Reglamento”.

2. La variedad de tecnologías y costos de producción en el parque generador peruano, introduce la necesidad de que la producción de electricidad se organice de tal manera que se utilice la combinación más eficiente de centrales y, consecuentemente, procure una mayor eficiencia económica.
3. Existe una demanda atomizada en grandes y medianos consumidores que permitiría una respuesta activa ante las señales de precios que emita el mercado, dándole un importante grado de elasticidad a la demanda en el mercado de contratos; sin embargo, ésta no se refleja directamente en el Mercado de Corto Plazo pues la participación de los consumidores todavía no es posible.
4. El precio del Mercado de Corto Plazo es una consecuencia de la operación real del sistema, lo cual acarrea una menor interferencia regulatoria, así como reduce considerablemente la capacidad de especular de los agentes participantes del mercado. Sobre este último comentario, es menester precisar que, de otra parte, la concentración de poder de mercado en sistemas pequeños como el peruano abona en aumentar las posibilidades de posiciones especulativas.
5. El marco regulatorio introduce incentivos competitivos al mercado de potencia, haciendo “competir” artificialmente a los generadores con la tecnología considerada por el regulador como la más eficiente para cubrir la demanda del mercado. Sin embargo, no existe una competencia real entre los participantes del mercado, pues no compiten directamente por colocar su potencia en el Mercado de Corto Plazo.
6. Los precios del Mercado de Corto Plazo influyen también sobre la Tarifa en Barra –tarifa regulada–, que servirá de base para suscribir los contratos de suministros con los distribuidores de electricidad y que estos trasladarán a los consumidores regulados.
7. Las subastas de potencia y energía para la cobertura del suministro regulado de electricidad introducen a la tarifa regulada incentivos de mercado que dinamizan un tanto la oferta y la demanda inelástica propia de los mercados regulados, rompiendo así la desvinculación que hasta dicho momento

existía entre los mercados regulados de distribución y el mercado libre de electricidad.

B. Desventajas

1. De un análisis preliminar de la potencia instalada, podemos notar que se encuentra importantes niveles de concentración que le podrían restar elasticidad a la oferta.
2. Si bien la participación de los Usuarios Libres y distribuidores en el Mercado de Corto Plazo es un paso adelante para darle mayor flexibilidad a la demanda, las respuestas en el mercado a las señales de precio en el corto plazo podrían no ser muy importantes, ya que los Usuarios Libres tienen la mayoría de sus consumos contratados a largo plazo y la demanda de los Usuarios Regulados es altamente inelástica.
3. El precio de la energía en el Mercado de Corto Plazo no es resultado de la confluencia de la oferta y la demanda, ya que es producto de un despacho optimizado por un programa computacional y ejecutado por el coordinador de la operación, por lo que si bien está menos expuesto a posiciones especulativas, no recoge las expectativas reales del mercado y, en consecuencia, las señales de precio no responden al mercado real.
4. El precio de la energía puede ser volátil, ya que es muy sensible a cualquier desvío en las cantidades ofertadas o demandadas. En este aspecto puede generarse alguna inestabilidad, como la que se produjo en el 2004⁵⁷ en el Perú producto de una intensa sequía que disparó los CMg y provocó que los generadores se negaran a suscribir contratos a precios regulados con las empresas distribuidoras.
5. Debido a que el precio de la energía se fija *ex post* a la operación y, en el caso concreto del Perú, después de culminado el mes operativo, la demanda no recibe las señales de precio a tiempo, de manera que sirvan de información para sus decisiones de consumo.
6. Se requiere un Sistema de Transmisión que no presente congestiones; caso contrario, se afecta la competencia entre los generadores y se motiva un aumento en el precio de la energía eléctrica.

⁵⁷ Para más información sobre la crisis del 2004 en el mercado eléctrico peruano, se puede consultar: COMISIÓN MEMOSINERGMIN CREADA POR LEY 28447. Óp. cit. p. 21-29.