

El mercado de electricidad en el Perú

Ismael Aragón Castro*

SUMILLA

En el artículo se hace un resumen del modelo de funcionamiento del mercado eléctrico peruano que rige desde el año 1993, en que se promulgó el Decreto Supremo N° 009-93-EM, Ley de Concesiones Eléctricas. Se enfatiza en las condiciones particulares de funcionamiento del mercado eléctrico, en la naturaleza de monopolio natural de las actividades de transmisión y distribución, y el régimen de servicio público regulado para los clientes de menor consumo. Asimismo, se hace notar que si bien las actividades de generación son de libre competencia, en la práctica existen una serie de normas y regulaciones que restringen su accionar. Se concluye enumerando los cambios y mejoras requeridos en el modelo a fin de garantizar el suministro futuro de electricidad y el adecuado aprovechamiento de nuestros recursos energéticos.

I. Introducción

El año 1973, con el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), se instituyó el modelo de mercado que rige actualmente en el país para el desarrollo de las actividades del sector eléctrico. En la LCE se estableció un modelo de "mercado libre", acorde con las reformas económicas establecidas por el gobierno de ese entonces y que modificó diametralmente el sistema que regía anteriormente. Como se recuerda, el gobierno militar de los años setenta nacionalizó las empresas del sector eléctrico y desarrolló un modelo de monopolio estatal y vertical de las actividades eléctricas, las que estuvieron a cargo de la empresa "Electricidad del Perú-ELECTROPERÚ."

En la LCE se establece que las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad serán desarrolladas por personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, cuyas actividades estarán sujetas a las normas nacionales vigentes. Igualmente restringe la integración vertical al establecer que las actividades de generación, transmisión del sistema principal y distribución, no podrán efectuarse por un mismo titular, salvo que la integración vertical u horizontal no impliquen una disminución, daño o restricción a la competencia

y la libre concurrencia de los mercados; aunque, cabe precisar, esta salvedad fue introducida recién el año 1997, mediante la Ley Antimonopolio y Antioligopolio del sector eléctrico¹.

La LCE, aunque no es explícita en prohibir o descartar la participación del Estado en las actividades del sector eléctrico, sirvió de sustento legal para el proceso de privatización de ELECTROPERÚ y sus empresas filiales que se crearon en la década del 80. Pese a que el proceso de privatización no se concluyó, transfirió al sector privado importantes activos, como las empresas de generación EDEGEL, EGENOR, ETEVENSA, EEPSA, Cahua y las distribuidoras del área de Lima Metropolitana: EDELNOR y EDELSUR (hoy Luz del Sur-LDS), así como de Electro Sur Medio (hoy ELECTRODUNAS) y las pequeñas distribuidoras de Cañete y Chancay, que posteriormente se integraron a EDELNOR y LDS.

Por diferentes motivos, que no son materia del presente artículo, no se llegaron a privatizar las centrales de generación del complejo Mantaro, que quedó en manos de ELECTROPERÚ, y las centrales hidroeléctricas de la zona sur: EGASA (Arequipa), EGESUR (Tacna) y San Gabán (Puno), así como las otras empresas de distribución que atienden los servicios al interior del país. Tampoco

* Ingeniero Mecánico Electricista graduado en la UNI el año 1973. Laboró en ELECTROPERÚ hasta 1993 en las áreas de planeamiento eléctrico y desarrollo de sistemas eléctricos. Posteriormente ejerció la consultoría independiente en temas de su especialidad. Entre el 2009 a 2011 ejerció el cargo de Director General de Electricidad-MEM. Actualmente es miembro del Directorio del COES y profesor principal de la Universidad Nacional de Ica.

¹ Ley N° 26876, Ley Antimonopolio y Anti oligopolio del sector eléctrico, publicada el 19/11/1997

se privatizaron los sistemas de transmisión de ETECEN y ETESUR, para los cuales se adoptó la modalidad de entrega en concesión de explotación, por un período de 30 años, otorgada a favor de Red de Energía del Perú (REP), empresa subsidiaria de Interconexión Eléctrica de Colombia (ISA).

Bajo el régimen de la LCE las nuevas inversiones en generación y transmisión del Sistema Principal han sido efectuadas exclusivamente por el sector privado, en tanto que las inversiones en expansión y renovación de las redes de distribución les han correspondido a las empresas titulares de cada concesión, según sea estatal o privada.

En este período, los índices estadísticos muestran que la capacidad total de generación destinada al mercado eléctrico pasó de 2172 MW el año 1993 a 6746 MW para fines del 2011, siendo el incremento de 4570 MW; es decir, la capacidad de generación se triplicó en casi 20 años de vigencia de la LCE. En el mismo período el consumo total del mercado eléctrico, incluyendo pérdidas y consumo propio, pasó de 11,1 mil GWh anuales a más de 35,2 mil GWh anuales, 3.2 veces.

También es importante notar el incremento de las líneas de transmisión. Tomando como referencia solo las de 220 kV, se pasó de 3130 km el año 1995 a 9785 km a fines del 2011 (3.1 veces) y ya se ha puesto en servicio el primer tramo de 89 km en 500 kV.

Es evidente que en el período de vigencia de la LCE el sector eléctrico del país ha registrado un importante incremento pero, fundamentalmente, ha sido el soporte del crecimiento económico del país y, pese a algunos períodos de incertidumbre o desajuste entre la oferta y la demanda, el sistema eléctrico no ha atravesado por períodos de crisis de suministro, excepto situaciones coyunturales, principalmente derivadas de la falta de reserva de generación y la congestión de los sistemas de transmisión y transporte de gas natural.

II. Estructura del mercado eléctrico de clientes

La LCE establece dos grupos de clientes finales o mercado de consumidores: Clientes regulados y clientes libres, que también se denominan como mercado regulado y mercado libre.

El primer grupo comprende a los pequeños consumidores, del tipo doméstico, pequeño industrial y comercial, cuya demanda máxima no supera los 200 kW. También se incluye, pero de

manera opcional, según lo prefiera el usuario, aquellos cuya demanda está entre 200 a 2500 kW. Este grupo de clientes solo puede ser atendido por la empresa de distribución que tiene concesión en la zona donde se ubican, bajo las condiciones de suministro y calidad que son regulados por las disposiciones vigentes y a los precios máximos determinados por OSINERGMIN. Entre otros, los usuarios tienen derecho a contar con el servicio de suministro eléctrico por parte de la empresa concesionaria de distribución que atienda el área donde se encuentra, o incluso si llega a dicha zona con sus propias instalaciones.

Los clientes regulados tienen la opción de elegir entre distintos tipos de tarifas, tanto en media como en baja tensión, según la modalidad de medición de potencia y energía. OSINERGMIN fija periódicamente los precios máximos para cada tipo, según los mecanismos, procedimientos y criterios que están fijados en la LCE y su Reglamento. Así mismo, los clientes tienen derecho a que se les compense económicamente en caso de interrupciones o mala calidad del suministro o servicio. Adicionalmente, OSINERGMIN fiscaliza el cumplimiento de las normas por parte de las distribuidoras, sanciona los incumplimientos y resuelve los reclamos de los usuarios.

Por su parte, el mercado de clientes libres está conformado por los grandes consumidores, con potencias mayores a 2500 kW o los que estando en el rango de 200 a 2500 kW opten por estar en este grupo. Los principales clientes son las empresas mineras, algunas con potencias mayores a 100 mil kW.

Para este grupo de clientes la LCE establece un régimen de libertad de precios y libre contratación de las condiciones de suministro, servicios y otros, a efectos de que puedan darse en condiciones de libre competencia. Los suministradores de este grupo pueden ser las empresas de generación, independientemente de la ubicación de sus centrales de generación, o las empresas de distribución dentro de su área de concesión. Los precios de libre contratación corresponden al nivel de generación, pues, como se verá más adelante, los cargos por transmisión y distribución son también regulados por OSINERGMIN y aplicables tanto a clientes libres como regulados.

La LCE establece que constituye servicio público de electricidad el suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo hasta los límites de potencia establecidos por el Reglamento (es decir mercado de clientes regulados) y las actividades

de transmisión y distribución. Establece, además, que el servicio público de electricidad es de utilidad pública.

Según las estadísticas de julio 2012, la energía vendida al mercado libre es el 45% de las ventas totales del SEIN, y la energía consumida por el sector minero es el 55% de las ventas al mercado libre.

III. Estructura del mercado de oferta

Como se indicó anteriormente, la LCE separa las actividades de generación, transmisión del sistema principal y distribución, y dispone que éstas no puedan ser efectuadas por una misma empresa o grupo empresarial.

Para las actividades de transmisión y distribución la LCE reconoce que son monopolios naturales; por lo que, no pueden desarrollarse bajo los mecanismos de libre competencia; en consecuencia, son tratados como servicios sujetos a regulación de precios y condiciones de servicio.

La condición de monopolio natural de estas actividades es reconocida universalmente, debido a que constituyen parte de la infraestructura de transporte y distribución, utiliza bienes públicos y económicamente presenta las condiciones de economía de escala con costos decrecientes y subaditividad en la función de costos; es decir, que para la economía de la sociedad resulta más conveniente que esa actividad sea desarrollada por un solo proveedor que por dos o más.

En cambio, la actividad de generación sí se considera que puede y debe desarrollarse en condiciones de libre mercado y libre competencia. Sin embargo, pese a que este principio es el sustento de la actividad de generación, en la práctica las normas vigentes establecen una serie de regulaciones, disposiciones y obligaciones. A continuación se describen las más importantes.

a) Concesiones para el desarrollo de proyectos y actividades de generación hidroeléctrica

La LCE establece que se requiere de concesión otorgada por el Estado para desarrollar esta actividad cuando la potencia total instalada es mayor a 500 kW.

El sustento es que los recursos hidroenergéticos son de propiedad del Estado Peruano, por lo que su aprovechamiento y explotación no pueden ser de libre disponibilidad. Por otro

lado, siendo un recurso energético importante y necesario para el país, el Estado debe asegurar que su explotación sirva a las necesidades del país en la oportunidad que la demanda lo requiera.

La concesión se otorga a un solo concesionario o titular, por plazo indefinido. La LCE y sus reglamentos estipulan los requisitos, condiciones y obligaciones que debe cumplir el concesionario desde la fase de construcción hasta la liquidación o cierre de la instalación. En caso de concurrencia de interesados, la LCE establece los procedimientos para la adjudicación.

La iniciativa para el desarrollo de un proyecto hidroeléctrico es potestad de los agentes privados; sin embargo, la LCE enfatiza la obligación de suscribir un contrato de concesión entre el titular de la concesión y el Estado (representado por el Ministerio de Energía y Minas), en la que se fijan y aceptan las condiciones y obligaciones de las partes. Una obligación muy importante es el cumplimiento del cronograma de ejecución de obras y el plazo para la puesta en servicio, aspecto destinado a asegurar que exista una oportuna oferta de generación. La sanción en caso de incumplimiento es la caducidad de la concesión; sin embargo, mediante diversas medidas administrativas, legales o judiciales, la mayor parte de proyectos han registrado incumplimiento y prórrogas de plazo sin que se hayan caducado, existiendo a la fecha algunos proyectos con más de diez años de concesión que aún no han iniciado obras. Las razones del incumplimiento son diversas y no lo mencionaremos en el presente artículo, pero evidentemente sus efectos son muy negativos para el suministro eléctrico del país y eventualmente son causa de los desajustes entre la oferta y la demanda. Al no caducarse la concesión se perjudica a posibles empresas interesadas en desarrollar el proyecto y se permite que los titulares lo usen como un derecho o activo comerciable. Valga mencionar también, que entre los requisitos para la concesión está la aprobación del estudio de impacto ambiental y la autorización del uso de agua.

b) Autorización para el desarrollo de proyectos y actividades de generación termoeléctrica

Están comprendidos en este grupo las instalaciones de generación que usan procesos

térmicos para la transformación de energía primaria en mecánica, y que usan combustibles fósiles: petróleo, gas o carbón con potencias mayores a 500 kW. Se excluyen las unidades que usan residuos orgánicos que son tratados como energías renovables y la energía nuclear, que aún no se utiliza en el país.

Puesto que en estas unidades no se usa recursos energéticos del Estado, el requisito más importante para el otorgamiento de la autorización es la aprobación del estudio de impacto ambiental y la aceptación del titular de cumplir con las obligaciones de los agentes generadores.

c) Obligación de participación en el COES

Los agentes generadores están obligados a ser miembros del Comité de Operación Económica del Sistema (COES) y, por lo tanto, a acatar sus disposiciones operativas y las liquidaciones de compra y venta de electricidad, así como aportar los recursos para su funcionamiento.

El COES es la entidad encargada de coordinar la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEIN). El COES programa el despacho diario y coordina su ejecución teniendo como objetivo minimizar el costo total de producción para el conjunto del sistema, asegurar la calidad y continuidad del suministro a todas las cargas, sean del mercado regulado o libre y utilizar y lograr el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

Los costos de producción para el despacho económico de las unidades térmicas son determinados según los precios de los combustibles y el rendimiento de las unidades (kWh/galón), y para las plantas hidroeléctricas según sus costos variables de mantenimiento y canon de agua; solo para las hidroeléctricas que tienen reservorios estacionales se aplica un valor económico llamado Valor Agua.

Por lo tanto, los generadores no tienen la potestad ni la opción de presentar ofertas de precios, excepto las unidades que usan gas natural que tienen la opción de declarar sus precios de gas con vigencia de un año. Para las plantas que tengan el suministro de gas de Camisea, el precio declarado puede ser como máximo al precio efectivamente pagado.

d) Venta a las distribuidoras para el mercado regulado

En la LCE se establece que los precios de venta de los generadores a las empresas de distribución, destinadas al mercado regulado, se efectuarán a los precios en barra fijados por OSINERGMIN. Estos precios comprenden un cargo por potencia, que se paga por la máxima demanda registrada en cada mes, y los cargos por energía retirada en las barras de suministro, desagregada en dos bloques: de punta y fuera de punta.

Los precios son determinados mediante procedimientos especificados en la normatividad vigente, que está basado en los costos marginales proyectados. Para determinar el precio de potencia se usa el criterio de costo marginal para incrementar en 1 MW la capacidad de oferta, al mínimo costo, por lo que el procedimiento consiste en calcular los costos de instalación, operación y mantenimiento fijo de una unidad de generación tipo turbo gas de ciclo abierto, de un tamaño compatible con la demanda del SEIN.

Para determinar el precio de energía se calculan, mediante modelos de simulación, los CMg para un período de cuatro años: dos que corresponden a los años inmediatamente anteriores y dos proyectados a futuro. El modelo digital simula la operación del sistema para diversas hidrologías a fin de incluir el efecto que tienen en los CMg la ocurrencia de variaciones hídricas anuales y mensuales. Las cargas son modeladas en bloques de punta, media y base.

Evidentemente, los precios en barra regulados son mucho más estables que los CMg, tal como se aprecia en el gráfico N° 1. En general, la opinión de los generadores era que los precios fijados por OSINERGMIN no cubrían los costos reales de generación, por lo que no eran una buena señal para incentivar inversiones en generación.

La LCE fija la obligación de los distribuidores de tener contratos de suministro con empresas generadoras que les garantice su requerimiento total de potencia y energía por lo menos por los siguientes veinticuatro meses. Sin embargo, no obliga a la contraparte las empresas generadoras, a suscribir contratos de venta; por lo que, como se verá más adelante, a partir del 2004 la generadoras consideraron más conveniente a sus intereses no suscribir contratos de suministro, lo que derivó en el problema de retiros sin contrato por parte de las distribuidoras, pues no era posible interrumpir o cortar el servicio a los clientes regulados.

La Ley N° 28832 tuvo como objetivo, entre otros, corregir los problemas de falta de inversiones, falta

de contratos de suministro, los retiros sin contrato y las críticas a los procedimientos de fijación de precios en barra. Para este fin la Ley incorporó el mecanismo de licitaciones de suministro para las empresas de distribución y la sustitución del precio de energía en barra por el precio adjudicado en cada licitación.

Según la Ley N° 28832, las empresas de distribución deben convocar, solas o asociadas con otras empresas, licitaciones para el suministro de su demanda regulada, con un mínimo de tres años de anticipación; solo se permite un menor plazo para cubrir desajustes por variaciones de corto plazo, limitándose en este caso a no más del 10% de su demanda total.

Los contratos de suministro que resultan de las licitaciones son de largo plazo y a precios firmes, los cuales son trasladados a las tarifas de los usuarios finales, sustituyéndose así las tarifas de energía en barra fijados por OSINERGMIN. Los contratos por plazos menores a cinco años solo pueden ser hasta el 25% de la demanda, el resto son contratos a plazo mayor. Las últimas licitaciones efectuadas fueron por plazos superiores a diez años (hasta catorce años).

Los contratos a largo plazo permiten entre otros: asegurar contratos de suministro para atender la demanda del mercado regulado, atraer nuevas inversiones en generación, garantizar mercado y precios para los generadores que inicien nuevos proyectos, estabilizar los precios para los usuarios y que éstos sean determinados por la competencia entre ofertantes y no mediante mecanismos administrativos, así como favorecer a los proyectos hidroeléctricos, pues éstos tienen un factor de incentivo de 15% respecto a la oferta de precios de las otras tecnologías (termoeléctricas).

En las licitaciones efectuadas hasta el 2010, se habían adjudicado contratos por 3750 MW, que aseguran la demanda proyectada hasta el 2014, de los cuales 1690 MW son con proyectos nuevos con una inversión total de 2100 millones de dólares.

Cabe precisar que, en cada licitación, OSINERGMIN fija los precios de potencia y los precios máximos de energía. Las ofertas con precios de energía mayores son descartadas.

e) Mercado libre

Los contratos entre generadores con clientes libres o con distribuidores para el mercado libre, y de distribuidores con clientes libres, no están regulados

y las condiciones, precios y plazos se pactan de manera libre entre cliente y suministrador.

Los precios que se pactan son a nivel de generación, puesto que los cargos por transmisión y distribución, así como otros que fijan las normas vigentes, son regulados y se incluyen como un rubro aparte en la facturación. Estos cargos son recaudados por los generadores y transferidos íntegramente a los titulares de transmisión y distribución.

Pese a lo estipulado en la LCE, este mercado tampoco es totalmente competitivo. Si bien los grandes clientes, con cargas del orden de 10 MW o más, entre los que destacan los centros mineros, utilizan mecanismos de licitación o selección de ofertas, con lo cual obtienen precio y condiciones competitivas, los clientes de menor potencia en general no tienen capacidad de negociación o no son atractivos para los generadores, por lo que son clientes cautivos de las distribuidoras. Así, a mayo del 2012, de un total de doscientos cinco clientes ciento cuatro eran clientes de los generadores y ciento uno de las distribuidoras.

f) Intercambios entre generadores (mercado spot)

Puesto que la cantidad de energía que produce cada generador es resultado del despacho económico, los agentes no tienen un control real sobre su producción y no existe un equilibrio entre el consumo de sus clientes y la cantidad de energía que generan. En la práctica las unidades que tienen prioridad de despacho son las hidroeléctricas en tanto que las termoeléctricas de combustibles más caros (tipo petróleo residual o diesel) son menos utilizadas, dando como resultado que algunas empresas producen más que lo que consumen sus clientes y otras a la inversa, producen menos.

Como lógica consecuencia, cada generador tiene saldos positivos o negativos que se liquidan mensualmente en el COES, entidad que determina las transacciones entre las empresas miembros. Las normas vigentes regulan el precio al que se realizan estas transacciones, que se denomina Costo Marginal de Corto Plazo (CMg). Según la definición dada en la LCE, el CMg es el "costo de producir una unidad adicional de electricidad en cualquier barra del sistema de generación-transporte. Su valor varía por barra o nodo". Esta unidad adicional se refiere a aquella que se presentaría una vez cubierta la carga o demanda real, por lo que en la práctica es igual al costo variable de producción de la unidad más costosa que está en operación en el Sistema. Se mide continuamente para intervalos de quince minutos.

Problemas coyunturales como la congestión del ducto de transporte de gas y la congestión de algunos tramos del sistema de transmisión, dieron lugar a que se dicten medidas complementarias sobre la determinación del CMg. La más importante es el Decreto de Urgencia N° 049-2008, con vigencia hasta el 2013, que pone un valor límite al CMg.

Como se aprecia, este mecanismo de liquidaciones no es precisamente un mercado spot, puesto que no hay transacciones que resulten de la libre oferta y demanda, ni de cantidades ni precios, y en el que solo participan los generadores, es decir ofertantes, y no los consumidores, que serían los demandantes de un mercado de corto plazo.

En la Ley N° 28832 – Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, se incluye las normas para el funcionamiento de un mercado de corto plazo en el que participen como compradores las empresas de distribución para atender a sus clientes libres y los grandes clientes libres, pero aún su entrada en vigencia esta estipulada para el 2014.

Este mal entendido mercado de corto plazo, dio lugar a que en el 2004 y siguientes años se produjera una falta de oferta de contratos de suministro que afectó seriamente a las distribuidoras.

Como se aprecia en los registros de CMg, a partir del 2003 el CMg sufrió un incremento considerable, por encima de los precios de energía en barra, por lo que las empresas generadoras optaron por no renovar los contratos ni suscribir nuevos con las empresas de distribución, y dejar que la energía entregada al sistema, vía despachos del COES, fuese liquidada al CMg, con lo cual obtenían mejores utilidades.

Evidentemente, no existiendo clientes que paguen al CMg, y no siendo posible cortar el suministro eléctrico a las empresas distribuidoras, se produjeron “retiros sin contrato” con el consiguiente desbalance entre los pagos por compra a precio en barra y los ingresos de las generadoras a CMg.

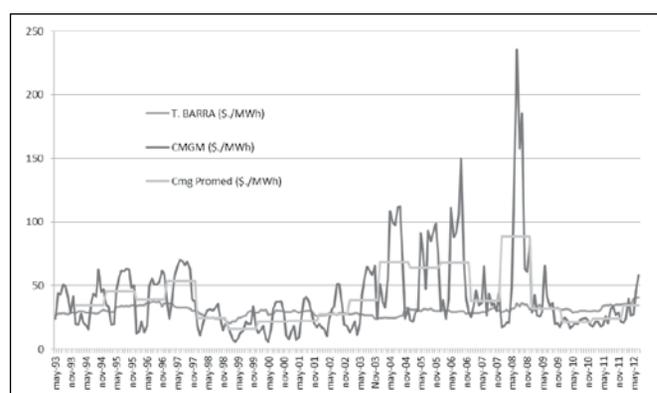
Este problema tuvo que remediarse con medidas normativas, entre ellas la Ley N° 28832, “Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica”, promulgada en julio 2006. A la fecha aún se mantiene bloques de retiros sin contrato pendientes de liquidación desde el año 2004.

IV. Licitaciones de proinversión para el suministro con proyectos hidroeléctricos

A efectos de alentar y promover inversiones para el desarrollo de nuevas centrales hidroeléctricas, y teniendo como antecedente que en las licitaciones convocadas por las distribuidoras en el marco de la Ley N° 28832, hubo una mayor oferta con plantas a gas natural, el gobierno anterior tomó la iniciativa, en el marco de las funciones y atribuciones de PROINVERSIÓN, de convocar licitaciones para el suministro de energía exclusivamente con nuevos proyectos hidroeléctricos.

Se convocaron dos licitaciones, cada una por 500 MW. La primera el año 2009, que cerró solo con la oferta de la CH Cheves por 110 MW, y la segunda, concluida el 2011, que cerró con contratos por 544 MW en tres proyectos: Pucara, Chaglla y Cerro del Águila. En estos últimos contratos las fechas de inicio de suministro están entre el 2016 y 2018, y el período de suministro es por quince años.

Grafico N° 1. Registros históricos de CMg promedio mensual y precios de energía en barra



Fuente: Registros del COES-SINAC.

Las condiciones de contratación y de suministro fueron similares a las licitaciones de las distribuidoras, con la diferencia que en este caso actúa como comprador ELECTROPERÚ, empresa que posteriormente la venderá o cederá a las “empresas de distribución designadas”.

Como se aprecia, este proceso está fuera del marco de la Ley N° 28832, y se considera como un mecanismo de excepción destinado a concretar la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas para garantizar el suministro a largo plazo, toda vez que las reglas de la Ley N° 28832 no habían dado señales muy adecuadas para este fin.

V. Nuevo mercado de corto plazo

La Ley N° 28832 introduce la figura del Mercado de Corto Plazo (MCP) y lo define como aquel en el cual se realizan las Transferencias de potencia y energía determinados por el COES. A su vez define Transferencia a la diferencia entre la cantidad inyectada por un Agente y la cantidad retirada por este, según corresponda. La Transferencia puede ser de Potencia y/o Energía.

Así mismo, establece que en el MCP pueden participar los Generadores, Distribuidores para sus clientes libres y los Grandes Usuarios Libres². La compra-venta de energía se efectuará en función a los CMg nodales. Los Distribuidores y Grandes Usuarios, en caso fuere necesario, deberán constituir garantías o fideicomisos u otros de realización automática, con el fin de garantizar el pago oportuno en dicho mercado.

La Ley estipula que los lineamientos para el funcionamiento y organización del MCP, las reglas de liquidación de transferencias, condiciones y requisitos para participación y los términos y condiciones para la constitución de garantías, sean establecidos en el Reglamento respectivo.

Como se aprecia, la Ley no es muy específica en la forma de funcionamiento del MCP, solo se limita a disponer los temas generales y deja el diseño de su funcionamiento al Reglamento.

Los aspectos comerciales más importantes estipulados en el Reglamento son:

- Los Participantes que están autorizados a vender en el MCP son los Generadores, hasta el límite de la capacidad que puede generar con sus propias centrales y/o la contratada con terceros, los Generadores con recursos energéticos

renovables (RER) y los Cogeneradores y Generadores Distribuidos conectados al SEIN, hasta los límites establecidos en el Reglamento.

- Los Participantes que están autorizados a comprar son los Generadores para atender sus contratos de suministro, los Distribuidores para atender a sus Usuarios Libres y los Grandes Usuarios Libres para uso propio.
- La declaración de demanda diaria, es decir el monto de energía que se retirará o comprará, se efectúa el día anterior. Para este efecto el COES determina y publica el CMg calculado para el día siguiente con la información del programa de despacho. Por lo tanto, la señal de precio para decidir la compra es el CMg del día previo.
- Sin embargo, las liquidaciones de compra venta se calculan con los CMg reales, es decir medidos ex post, y con las mediciones reales de los retiros (compras).
- Además, en las liquidaciones mensuales se incluyen los cargos por potencia, inflexibilidades operativas y otros que son precisados en los Procedimientos del COES. Así mismo, los compradores deben pagar los cargos por el sistema de transmisión, el sistema de distribución y otros servicios y/o usos regulados, conforme lo establece la legislación vigente.
- Las garantías deberán ser de liquidez y ejecución inmediata y deberán cubrir todas las obligaciones de los Participantes, entre otros: retiros de energía, pago por Capacidad, inflexibilidades operativas y servicios complementarios, y éstas deben cubrir dos meses de facturación impago.

El reglamento del MCP sustituye al reglamento de la LCE en lo referido a las transacciones y liquidaciones entre generadores. Entrará en vigencia recién al concluir la vigencia del Decreto de Urgencia N° 049-2008, es decir, el 1 de enero del 2014.

Si bien el modelo del MCP incorpora a participantes compradores, no altera los mecanismos de participación de la oferta de generación.

Se espera que este mecanismo permita transacciones de corto plazo destinadas para el mercado libre, que complemente las medidas de aseguramiento de la oferta para el mercado regulado; aunque los diversos agentes del mercado no han mostrado entusiasmo, y por el contrario, han manifestado su inquietud y reparos por lo incierto de sus resultados.

En la medida que los CMg se mantengan por debajo de los precios en barra, habrá interés de

los agentes compradores en participar en este mercado; por el contrario, en períodos de alta variabilidad del CMg la incertidumbre y el riesgo pueden ser muy elevados. En cualquier caso, el mecanismo no debería afectar significativamente a los generadores, puesto que la mayor parte de la demanda total del SEIN estará atendida por contratos a largo plazo.

VI. Perspectivas de cambios y modificaciones al marco normativo

Desde hace algún tiempo, sobre la base de la evaluación del desempeño del mercado, se ha planteado algunos aspectos que deben mejorarse en el modelo. Considero los más importantes:

a) Planificación energética y del sector electricidad

Se considera que la planificación del desarrollo energético a largo plazo es una responsabilidad del Estado, puesto que involucra priorizar y destinar recursos con un sentido no solamente económico, sino de servicio público: proporcionar soporte al desarrollo económico e industrial, dar seguridad al abastecimiento interno, optimizar el uso de recursos naturales renovables y no renovables, y cuantificar y valorizar las externalidades socio ambientales no considerados por los agentes privados, entre otros.

En el caso particular del suministro eléctrico se demuestra cotidianamente la necesidad de garantizar el suministro al 100%, pues el costo económico y social del racionamiento (falta de suministro) es muy elevado. La sombra de una crisis energética no solo hace temblar a la economía nacional, sino que es un peligro al que le temen las economías más desarrolladas.

Las señales económicas que se han dado con las normas vigentes, LCE y Ley N° 28832, y otras normas complementarias, no garantizan a largo plazo que se cubran las necesidades de un suministro oportuno, a bajo costo y la utilización de los recursos energéticos más convenientes que dispone el país. En la inversión privada prima el criterio de rentabilidad comercial y no se tiene una perspectiva integral de largo plazo, por lo que en general los agentes económicos consideran que ello es tarea del Estado.

Como se indicó anteriormente, el gobierno pasado introdujo algunas medidas para corregir el comportamiento del mercado, entre ellas dictar medidas para favorecer a los proyectos hidroeléctricos en las licitaciones de suministro³, las licitaciones de suministro con nuevos proyectos

hidroeléctricos, la Ley de Energías Renovables y la Ley de recursos geotérmicos, entre otros. Pese a ello, los resultados aún no garantizan un proceso sistemático para definir algunos aspectos importantes como:

- La cantidad de recursos energéticos que dispone el país: fósiles en sus distintas formas, hidroenergía, eólica, solar, geotérmica y otras no convencionales.
- El valor económico de largo plazo de cada recurso, pues los costos y precios actuales no miden el valor futuro que tendrán los recursos energéticos.
- La demanda de energéticos, en sus diversas formas, para el mediano y largo plazo.
- La mejor combinación del uso de los recursos, tanto con una visión del mercado interno como el externo (importación/exportación), lo que se denomina Matriz Energética.
- Los plazos requeridos para el desarrollo de los proyectos de exploración, explotación y conversión de los recursos energéticos, y el calendario de desarrollo para atender las necesidades de la demanda.
- La identificación de proyectos específicos, en particular los hidroeléctricos y los de otros recursos renovables, y el desarrollo de los correspondientes estudios de factibilidad técnica, económica, social y ambiental.
- La ubicación de las plantas de generación en relación al desarrollo de los sistemas de transporte y la necesidad de preservar la seguridad regional del suministro.
- El costo económico que será trasladado a los usuarios finales.

A principios del actual gobierno se nombró una comisión de expertos para que formulen una propuesta integral para establecer una estructura organizativa de alto nivel en el Ministerio de Energía y Minas, que esté a cargo de la planificación estratégica minero energético de mediano y largo plazo; lamentablemente los cambios ministeriales parecen haber postergado este trabajo y la comisión no ha logrado sus objetivos.

Aunque en el sector eléctrico se ha elaborado regularmente el Plan Referencial de Electricidad, y recientemente se ha concluido el estudio de nueva matriz energética para el Perú, éstos no cumplen con el objetivo de contar con un desarrollo planificado del sector.

Es necesario, por tanto, implementar mecanismos de planificación que respondan a las políticas nacionales de largo plazo, pero con las atribuciones

y recursos como para ejecutar y materializar los planes. De nada servirá un plan o programa de obras que no se llegue a ejecutar. En este sentido, cabría examinar experiencias de otros países; en particular resulta interesante la experiencia del Brasil, donde la planificación eléctrica está a cargo de la Empresa de Pesquisa Energética (EPE), creada por la Ley N° 10847 de marzo de 2004, que tiene a su cargo la elaboración de los planes determinativos de generación y transmisión.

La EPE está vinculada al Ministerio de Minas y Energía (MME) y realiza estudios, investigaciones y planes para implementar la política energética del MME. Entre las principales atribuciones de la EPE se encuentran: realizar estudios y proyecciones de la matriz energética del país, identificar y cuantificar los potenciales de recursos energéticos, estudiar los aprovechamientos óptimos del potencial hidráulico, obtener la licencia ambiental previa y la declaración de disponibilidad hídrica necesarias para realizar licitaciones de centrales hidráulicas, obtener las licencias ambientales para las líneas de transmisión y elaborar estudios para el desarrollo de los planes de expansión de la generación y transmisión de energía. La EPE realiza planes decenales de energía y ha realizado recientemente el PNE 2030, plan energético general con ese horizonte.

Cabe resaltar que la EPE, una vez identificados e incluidos en el plan los proyectos de generación y transmisión, efectúa los estudios de factibilidad técnica, social y ambiental, y los entrega en concesión, mediante subastas, para su construcción y explotación por treinta años.

b) Concesiones para generación hidroeléctrica

Como se ha explicado anteriormente, estas concesiones se otorgan por plazo indefinido, con la condición de que cumplan con un determinado cronograma de construcción y puesta en servicio, y con operar en el SEIN según las normas vigentes. Su incumplimiento da lugar a la caducidad de la concesión y su asignación a un nuevo titular.

En la práctica casi ninguna de las concesiones han cumplido con los plazos de puesta en servicio, y desde la vigencia de la LCE solo se han concluido dos proyectos mayores de 100 MW: Platanal de 220 MW y Chimay de 149. En la actualidad están vigentes quince concesiones definitivas, algunas con concesiones otorgadas hace más de diez años pero que aún no inician obras.

Evidentemente, el incumplimiento del calendario de obras tiene un efecto muy grave en el desarrollo del sistema, puesto que afecta a las decisiones de inversión en otros proyectos y ocasiona falta de oferta oportuna, con la consecuente necesidad de utilizar generación con petróleo y la instalación de plantas de emergencia muy costosas.

En consecuencia, este mecanismo debe ser revisado, introduciendo medidas para, primero, revertir al Estado los proyectos que no han cumplido con iniciar las obras y entregarlos mediante subastas de suministro.

Luego, sustituir el sistema actual de concesiones para que los proyectos identificados sean estudiados y definidos en el Plan de Desarrollo Eléctrico, según se menciona en el literal anterior, y entregados en subasta para su construcción y explotación mediante contratos de suministro.

Finalmente, limitar el plazo de explotación a treinta años, luego del cual las instalaciones reviertan al Estado para que se proceda a su entrega mediante nuevas subastas, si las condiciones lo ameritan, o se proceda a su cierre. En general las obras civiles de una central hidroeléctrica -reservorios, canales, túneles, casa de máquinas y otros- tienen una vida útil mayor a treinta años, en tanto que la amortización de un proyecto es menor a treinta años; por lo tanto, al concluir el plazo de concesión aún las instalaciones tendrán un valor económico muy atractivo.

c) Licitaciones de suministro de electricidad

Al discutirse el proyecto de Ley N° 28832, se planteó que las licitaciones de suministro fuesen conducidos por una sola entidad, entre las cuales se consideró a OSINERGMIN.

Finalmente, prevaleció el criterio que fuesen las propias empresas distribuidoras, pero bajo la supervisión y aprobación de OSINERGMIN. Uno de los aspectos que primó en la decisión fue el de responsabilidades; si OSINERGMIN no tenía éxito en las subastas o no conseguía contratos para cubrir toda la demanda, la responsabilidad recaería sobre esta entidad y no sobre las distribuidoras.

Recientemente se ha comentado sobre la posibilidad de que sea OSINERGMIN el que efectúe las subastas, tal que pueda orientarlas también al tipo de recursos energéticos que se deben priorizar.

Considero que si se implementa el mecanismo de planificación con subasta de proyectos específicos, como el planteado en a), los contratos de suministro de largo plazo estarían cubiertos por éstos, y podría dejarse a las distribuidoras las subastas para cubrir los desbalances de corto y mediano plazo.

VII. Reflexión final

La actual estructura del mercado eléctrico nacional responde a los modelos de libre mercado prevalecientes a nivel mundial, y acordes con el modelo económico que rige en el país desde la década del noventa.

Si bien la naturaleza de monopolio natural de las actividades de transmisión y distribución impone sistemas regulatorios para los precios y condiciones de operación, la actividad de generación tiene mejores condiciones para desarrollarse en un mercado de competencia, conjuntamente con el mercado de clientes libres. Sin embargo, los suministros a los clientes regulados, catalogado como servicio público, impone aún condiciones regulatorias que afectan a los generadores. Asimismo, el hecho de compartir la estructura de transmisión, y las características físicas de la operación de los sistemas eléctricos, exige el cumplimiento de reglas operativas muy estrictas que limitan que el mercado eléctrico pueda desarrollarse con la libertad de otros bienes de consumo.

Estando por cumplirse treinta años de vigencia de la Ley de Concesiones Eléctricas, el balance indica que en general el modelo ha cumplido con las exigencias económicas del país, puesto que en este período se ha triplicado la capacidad de generación y transmisión, y no se han registrado períodos de crisis energética graves, salvo

eventuales desajustes que merecieron medidas correctivas por parte del Estado.

El principal ajuste al modelo se dio el 2006 con la Ley N° 28832, que introdujo el mecanismo de licitaciones de suministro a largo plazo para comprometer el desarrollo de nuevas inversiones en generación, garantizar el suministro al mercado regulado y permitir que los precios de generación fuesen fijados por la competencia por el mercado. Igualmente, se introdujo mecanismos de planificación y concesiones para el desarrollo de los proyectos de transmisión a efectos de eliminar futuros problemas de congestión.

También se dieron medidas para favorecer a los proyectos hidroeléctricos, y se dieron Leyes específicas para el desarrollo de los recursos energéticos renovables no convencionales y la geotermia. Así mismo, las situaciones de congestión del ducto de gas de Camisea y la congestión del sistema de transmisión, obligó a disponer medidas coyunturales mediante Decretos de Urgencia.

Actualmente nos encontramos en una etapa en que se hace necesario introducir algunos ajustes adicionales, que permitan el desarrollo adecuado y la garantía de suministro confiable y a costos adecuados a largo plazo, haciendo uso conveniente de nuestros recursos energéticos renovables y no renovables, y afrontar el reto de los compromisos de integración eléctrica regional.

El ajuste más importante debería ser el de contar con un mecanismo de planificación efectiva, que identifique los recursos que deben ser explotados y los proyectos a ser ejecutados, para luego ser entregados en concesión de construcción y explotación a las empresas privadas.