

Situación Actual y el Futuro del Mercado de Generación Eléctrica

César Butrón Fernández*

En el presente artículo, el autor nos plantea el estado actual del mercado de generación eléctrica a partir de un recorrido histórico por las distintas coyunturas que se han presentado en dicho sector. Asimismo, plantea qué es lo que se puede esperar en dicho mercado a futuro, con especial atención en las energías renovables no convencionales.

I. UN POCO DE HISTORIA

Tomaremos como punto de partida la reforma que experimentó el sector eléctrico peruano –al mismo tiempo que muchas otras reformas estructurales en el país- en la década de los años noventa. Fue precisamente en 1992 que se promulga el Decreto Ley N° 25844, denominado “Ley de Concesiones Eléctricas” (en adelante LCE), que cambia totalmente el diseño de mercado mayorista en el Perú. Se pasó de un esquema de monopolio verticalmente integrado con ELECTROPERÚ como empresa estatal realizando las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, además de la ampliación de la frontera eléctrica; a un esquema en el cual el Estado abandona su papel activo y “encarga” mediante concesiones a empresas públicas o privadas, nacionales o foráneas la realización de todas las actividades de la cadena eléctrica.

La LCE establece que el mercado de generación y la comercialización mayorista serán de libre competencia (con algunas particularidades que explicaremos a continuación) debiendo mantenerse reguladas las actividades de transmisión y distribución en razón de sus características de monopolio natural. Se decide que la actividad de comercialización minorista, no siendo monopolio natural, quede integrada con la actividad de distribución.

Los consumidores finales, se clasificaron en dos grandes categorías: libres y regulados. Aquellos que contrataran más de 1000 KW, supuestamente empresas con cierto tamaño y capacidad de negociación, tendrían que negociar libremente el precio del suministro de electricidad con los generadores o los distribuidores. En contrapartida, el precio aplicable al resto de consumidores, los llamados regulados, sería fijado administrativamente por la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE), creada específicamente para tal fin. En este caso, el supuesto era que los

consumidores regulados no tendrían capacidad de negociación con los eventuales suministradores por lo cual, se debería regular la tarifa para evitar abusos de posición de dominio.

Al mismo tiempo, se creó el Comité de Operación Económica del Sistema en adelante COES estableciéndose que el mercado mayorista funcionaría en la modalidad de “pool obligatorio”, en el cual todos los generadores deberían acatar las disposiciones del COES, entidad encargada del despacho económico del sistema, inyectando su energía al sistema interconectado de acuerdo con una programación que debía cumplir los requisitos de generación a mínimo costo manteniendo la continuidad del servicio y la seguridad del sistema. Para ello, el orden de despacho era de menor a mayor costo variable debiendo despachar la mayor parte del tiempo los generadores con los menores costos variables.

Se estableció que la actividad de generación debería ser remunerada con base en los costos marginales de producción, tanto de potencia como de energía con lo cual los ingresos deberían cubrir la recuperación de la inversión y los costos de operación y mantenimiento. Todas las transacciones entre generadores en el mercado de corto plazo se harían a costos marginales. Se definió que el costo marginal de potencia sería el equivalente a instalar y conectar al sistema una turbina a gas en ciclo simple o abierto funcionando con petróleo diesel y que el costo marginal de energía en cada momento del día sería el costo variable de la unidad más cara que estuviere operando en ese momento.

Una definición esencial fue la forma de determinar la tarifa regulada. En el caso de la potencia, se definió como el costo de la unidad de punta del tamaño adecuado para el sistema interconectado y en el caso de la energía sería el promedio del valor presente de los costos marginales esperados

* Ingeniero Mecánico Electricista, graduado de la Universidad Nacional de Ingeniería en 1984, actualmente se desempeña como Presidente de Directorio del Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

para los siguientes cuarenta y ocho meses entre el valor presente del total de energía producida en ese mismo periodo. Bajo este concepto, teóricamente, los ingresos que percibiría un generador vendiendo solamente a precio regulado, serían los mismos que hubiera percibido si hubiera colocado esa producción a los costos marginales del sistema. La LCE estableció además que las ventas de generador a distribuidor tendrían como tope superior justamente este precio regulado, a lo que se denominó, las Tarifas en Barra que incluían el precio de generación y los cargos por los peajes que deberían pagarse por la transmisión o transporte de energía.

De esta manera, un generador que deseara establecerse en el Perú podía hacerlo libremente cumpliendo para ello solamente los requisitos ambientales, municipales y técnicos y entraría a competir en el mercado de corto plazo según su costo variable; es decir, el generador más eficiente y con la fuente de energía primaria de menor costo, tendría prioridad en el despacho. Adicionalmente, podría competir con los otros generadores por los clientes libres basando la competencia esencialmente en el precio de suministro y finalmente podía competir por los distribuidores pero con el precio de venta fijado por el regulador.

La promulgación del marco descrito encontró un sistema con déficit de generación y de transmisión en el cual eran diarios los "apagones" o restricciones de servicio. Más de una década de tarifas no basadas en costos habían impedido un adecuado flujo de inversiones en nueva capacidad de generación y de transmisión.

Desde el punto de vista de tecnologías disponibles, el parque generador estaba conformado esencialmente por las siguientes tecnologías: centrales hidroeléctricas y centrales térmicas con carbón como combustible, una participación muy reducida de gas natural en el norte y en la selva; y finalmente petróleo residual o diesel. El efecto de esta composición sobre los precios se reflejaba en una rampa empinada, es decir, muy frecuentemente los costos marginales eran definidos por los precios de los combustibles líquidos, petróleo residual o diesel.

El nuevo marco regulatorio vino acompañado además con un agresivo programa de privatizaciones. Muchos de los procesos de privatización de activos de generación incluían obligaciones de ampliación de capacidad. Y el nuevo marco regulatorio empezó a ponerse a prueba con una conformación mixta de la propiedad de los activos de generación: aproximadamente la mitad de la capacidad instalada quedó en manos privadas y el resto en propiedad de empresas estatales. La inicial escasez; y por tanto, los costos marginales altos, hicieron que, en varias ocasiones, las generadoras estatales tuvieran que acudir a firmar contratos con las distribuidoras estatales pues los generadores privados se mostraban reticentes a aceptar el precio regulado.

Conforme se fueron concretando los compromisos de inversión producto del proceso de privatización y otras inversiones, la situación de escasez fue revertiendo y el mercado cambió de ser un mercado de vendedores a un mercado de compradores. Si a esto sumamos que se presentaron varios años seguidos con buena hidrología, es decir, abundancia de generación hidroeléctrica (lo que implicaba costos marginales bajos) vemos que los años 2000 a 2002 aparecieron contratos con clientes libres a precios muy competitivos y de plazos relativamente largos y en los contratos a precio regulado, las condiciones comerciales mejoraron notablemente, llegando inclusive a aparecer en algunos casos que el distribuidor conseguía precios ligeramente inferiores a los precios regulados.

Durante ese tiempo, se llegó a institucionalizar la controversia permanente entre los generadores, agrupados en el COES y el entonces OSINERG, hoy OSINERGMIN organismo regulador que absorbió a la CTE por la fijación de los precios regulados de generación. Por un lado, los generadores acusaban al OSINERG de fijar una tarifa irreal por debajo de los reales costos de generación y del otro, el regulador alegaba que los generadores pretendían inflar la tarifa con el propósito de maximizar sus utilidades. Los generadores eran acusados de sobrestimar la proyección de la demanda y subestimar la oferta a través de un magro programa de obras nuevas de generación. A su vez, el OSINERG era acusado esencialmente de sobrestimar la oferta incorporando en la proyección proyectos que ni siquiera habían llegado a su cierre financiero y de subestimar los costos tanto de inversión como de operación.

La disputa se fue endureciendo con el paso del tiempo habiendo llegado los generadores a acudir al Poder Judicial en algunos casos a través de procesos contenciosos administrativos. Lo cierto es que los registros históricos de los costos marginales y los precios regulados muestran que, a partir agosto de del año 2003 se marca una tendencia divergente entre ambos, pues mientras los costos marginales crecían rápidamente, los precios regulados o tarifas en barra, mostraban una tendencia más bien estable.

Este descontento acumulado de los generadores (privados y estatales) se manifestó de dos maneras: retraso y/o paralización de nuevas inversiones por parte de los generadores privados (algo que no se notó de inmediato pues se disponía aún de reserva en el sistema) y la negativa a firmar contratos con los distribuidores para el mercado regulado.

Si bien la primera reacción fue el retraso de las inversiones, lo primero que saltó a la vista del resto del mercado fue el efecto de la negativa a firmar contratos a precio regulado. Es así que el 1 de enero de 2004 se presenta por primera vez, desde la reforma de 1992, el caso en el que una demanda

regulada de cerca de 100 MW de distribuidoras estatales se quedó sin contrato al haber fenecido su contrato de suministro y no haber conseguido que nadie lo renueve ya sea por negociación directa o por licitaciones públicas que quedaron sucesivamente desiertas. Este fenómeno a cual se le dio el descriptivo nombre de Retiros sin Contrato en adelante RSC fue creciendo y creciendo llegando a alcanzar una proporción de hasta 15% de la demanda nacional en términos de potencia pico. La descripción del problema, de los efectos que causó y sigue causando en el mercado de generación, de las sucesivas medidas que se han tomado para tratar de resolverlo ameritan un capítulo especial. Basta decir que a la fecha, octubre de 2009, se sigue presentando en problema sin visos de solución estructural.

Como ya dijimos, el efecto del retraso y posterior paralización total de las inversiones no se dejó sentir durante los primeros años pero justamente fue en este periodo que se preparó la semilla de la situación de escasez que se presentó en la capacidad de generación del mercado peruano y que habría de llegar a su clímax en setiembre de 2008, mes durante el cual el sistema interconectado peruano trabajó con cero de reserva.

El año 2004 por fin llegó el gas de Camisea a Lima y con ello la supuesta disponibilidad de una fuente de energía primaria abundante y barata. Lo esperado era que con la disponibilidad de gas se produjera un flujo de inversiones en centrales térmicas que pudieran atender con holgura el crecimiento de la demanda. De hecho, durante el periodo de gestación del proyecto integral de Camisea, se había tomado la decisión de suspender las concesiones para centrales hidroeléctricas, con la finalidad de hacerle mercado al gas, que en aquellos años parecía muy pequeño y con pocas posibilidades de crecimiento. Justamente esta sensación de la falta de un mercado de tamaño suficiente para el gas natural que permitiera el desarrollo del proyecto hizo que se tomaran medidas como la descrita y otra, especialmente significativa para el mercado de generación: el contrato de suministro de gas pre-firmado por ELECTROPERÚ por disposición de COPRI, que se ofrecía al ganador del concurso para la concesión de la explotación del yacimiento de Camisea como una forma de asegurarle un mercado cautivo por quince años. A este contrato se le conoció como el “Contrato *Take or Pay*”, en razón de que su característica principal era la existencia de una cláusula por la cual ELECTROPERÚ se obligaba a pagar una cantidad determinada de gas la consumiera o no. Con esto se garantizaba un flujo de caja al concesionario de explotación del yacimiento. Lo curioso del caso era que ELECTROPERÚ, al momento de firmar el contrato, no contaba con instalaciones para generar electricidad quemando el gas contratado. Por supuesto que los directivos a cargo en ese momento, inmediatamente plantearon

que ELECTROPERÚ invirtiera en la construcción de una central térmica de ciclo combinado que pudiera utilizar el gas contratado. Al final, la posición del Ejecutivo fue que esta inversión debería tener origen privado y se encargó la transferencia del contrato al sector privado.

Y precisamente el compromiso de inversión asociado al proceso de transferencia al sector privado del “Contrato *Take or Pay*” fue la única inversión importante en nueva capacidad de generación que utilizara el Gas de Camisea. Las esperadas inversiones privadas no llegaban y la posición de los generadores era que la falta de confianza en la fijación de las tarifas reguladas –que representaban la mitad de toda la demanda nacional- era la causa de esta moratoria de inversiones. Las consecuencias de la misma, como ya dijimos, no se harían patentes sino hasta el año 2008.

II. LA CRISIS DEL AÑO 2004

Ya desde inicios de 2003, los generadores tanto de propiedad estatal como privados, se estuvieron rehusando a firmar nuevos contratos o renovar los contratos existentes destinados a atender el mercado regulado. Si bien se veía venir pues, por lo menos desde un año antes, fue en enero de 2004 que vence el primer contrato de un grupo de distribuidoras estatales y no es renovado de manera que partir de ese momento se produce una situación no prevista en la LCE: un grupo de distribuidoras siguió retirando energía y potencia de sistema interconectado sin contar con contratos que respaldaran esos retiros como era lo usual. Todos los generadores se negaban a reconocer esos retiros pues de ser así, hubieran tenido que aceptar el pago por los mismos al precio regulado mientras que de ser deficitarios, hubieran tenido que pagar los retiros a costos marginales del sistema, que eran mucho más altos.

Para empeorar la situación, no era factible ni aceptable cortar el servicio a esos distribuidores por varias razones: los retiros sin contrato muchas veces se producían en puntos del sistema donde concurrían otros contratos que sí estaban vigentes y no había forma de diferenciar unos de otros; los clientes finales seguían pagando puntualmente a los distribuidores y por tanto, no hubiera sido legal interrumpirles el servicio. Finalmente, el efecto político y social hubiera sido inmanejable.

Como si esto no bastara, el año 2004 se produjo la sequía más severa de los 9 años anteriores. El efecto inmediato de esto fue que los costos marginales (costos de producción) del sistema se incrementaron de una manera explosiva, llegando a alcanzar niveles de hasta cinco veces los valores de los precios regulados vigentes para el año. La cadena de pagos se interrumpió, los generadores siguieron produciendo ante la imposibilidad de

cortar o racionar los suministros pero sin recibir ningún tipo de pago por ello. En el transcurso del año, se fueron incrementando los contratos que se vencían o se resolvía o modificaban de manera que la magnitud de los RSC casi se cuadruplicó.

Fue necesario que el Ejecutivo emitiera un Decreto de Urgencia para atender el problema. El referido decreto determinó que los RSC fueran asumidos por los generadores a precio regulado sin importar la pérdida económica que esto les causara dividiendo esta obligación entre generadores estatales y privados según el semestre del año, correspondiendo a los estatales la primera mitad del año. Sin embargo, como es evidente, esta no fue una solución estructural sino más bien coyuntural. De hecho, los RSC se siguieron presentando los siguientes años y subsisten aún en el presente año 2009 sin visos de solución inmediata. El Ejecutivo ha debido recurrir a dos decretos de urgencia adicionales y una ley para establecer los mecanismos que pudieran restituir la cadena de pagos y definir como se deberían repartir los RSC entre los generadores y a qué precio debían ser pagados por los distribuidores. La última disposición que brinda un tratamiento al tema, es el Decreto de Urgencia N° 049-2008 que crea un marco para los RSC y tiene vigencia solamente hasta el treinta y uno de diciembre de 2011. La esperanza es que, para entonces, las condiciones del mercado hayan cambiado lo suficiente como para que los generadores encuentren incentivos para contratar con los distribuidores para el mercado regulado.

III. EL CAMBIO DE MODELO

La crisis del año 2004 evidenció el problema de fondo: se había producido un periodo durante el cual no se hicieron las inversiones en nueva capacidad de generación que atendiera adecuadamente el crecimiento de la demanda. Debe precisarse que cuando decimos "adecuadamente", nos referimos no solamente a capacidad de generación pura y simple, sino que los precios resultantes sean razonables. En efecto, en medio de la crisis de 2004, en ningún momento hubo la posibilidad siquiera de que se presentara déficit de capacidad que se hubiera traducido de inmediato en "apagones"; lo que pasaba era que el parque generador del país presentaba una curva de oferta muy empinada, es decir, los precios pasaban muy rápidamente de valores muy bajos a valores tres o cuatro veces mayores. Esto se debía a que, al no haber ingresado nuevas centrales de generación que utilizaran el gas natural o nuevas hidroeléctricas, las centrales que se fijaban el precio eran las antiguas y que además utilizaban petróleo diesel o residual como combustible.

Se requería por tanto, buscar una solución estructural al problema. Los decretos de urgencia y demás medidas constituían solamente paliativos para atender los síntomas, no para curar la enfermedad. La opinión general era que el modelo de

tarifa regulada basada en una proyección de costos marginales ya se había agotado que había que renovarlo. En nuestra modesta opinión, no se trata de que un modelo cualquiera sea bueno o malo intrínsecamente sino de cómo se aplique o qué interferencias encuentre en su aplicación.

El momento resultó crucial. Intervino la Comisión Pro Inversión del Congreso de la República y, en diciembre de 2004, se promulgó Ley N° 28447 que hizo algunos ajustes al modelo de la LCE con el fin de reducir la discrecionalidad en la fijación de las tarifas reguladas, medida destinada a brindar predictibilidad a las mismas de manera de recuperar algo de confianza por parte de los inversionistas en generación. Pero la parte más importante de esta Ley, fue la creación de una comisión mixta conformada por el Ministerio de Energía y Minas y el entonces OSINERG con la misión de desarrollar una propuesta legislativa que propusiera un nuevo modelo que permitiera el desarrollo adecuado de la generación eléctrica en el país.

Por supuesto que muchas voces se levantaron inmediatamente para proclamar el fin del modelo de libre mercado en generación alegando que como ya había evidenciado su fracaso, era momento de volver a modelos más centralizados y con una mayor o total participación del Estado. Una de las ideas que circulaba y aún lo hace en medios relacionados con el sector, era que resultaba evidente que, en manos privadas y siendo un mercado pequeño controlado por unas pocas empresas todas ellas controladas por grandes transnacionales, los incumbentes nunca invertirían en centrales hidroeléctricas o térmicas de ciclo combinado (que tienen mayor eficiencia y por ende, menores costos variables) con la finalidad de mantener los precios altos y que, por tanto, el único camino que quedaba era que el Estado retomara su rol constructor, por lo menos de centrales hidroeléctricas, considerando además el elevado potencial de generación de este tipo que de acuerdo un famoso estudio realizado por la cooperación alemana en la década de los 70 alcanzaba una cifra teórica de 60,000 MW.

Al final, el camino escogido fue el de darle una nueva oportunidad al mercado. Luego de varios meses de trabajo la referida comisión mixta dio a la luz un documento denominado (no muy originalmente pues en España el profesor Ignacio Pérez Arriaga y su equipo trabajaba un documento con nombre parecido) el Libro Blanco del Sector Eléctrico Peruano. En él se proponía cambiar el modelo de fijación de precios de generación para los clientes regulados de un proceso administrativo en el cual el entonces OSINERG tenía la última palabra hacia un modelo de licitaciones competitivas en el cual, supuestamente en competencia, los generadores fijarían el precio aplicable a los contratos resultantes, precios que el distribuidor estaría autorizado a trasladar al cliente final. Era una apuesta arriesgada; dado que

el reclamo de los generadores y la razón alegada por ellos para detener las inversiones era la noción de que las tarifas fijadas por el entonces OSINERG no reflejaban los costos del sistema peruano, la propuesta acababa con esa discusión al retirar al regulador y reemplazarlo, supuestamente repetimos, por la competencia entre los generadores.

La propuesta de la Comisión fue ampliamente discutida con los agentes agrupados en la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía hasta llegar a una versión de consenso que fue presentada al Congreso donde le agregaron algunas modificaciones no sustanciales y finalmente, en julio de 2006 se promulgó La Ley N° 28832 denominada "Ley para Incentivar el Desarrollo de la Generación Eficiente de Energía Eléctrica" (en adelante, LGE).

Además, del cambio sustancial en la manera de determinar el precio de la generación para los consumidores regulados, LGE hizo varios cambios importantes respecto del marco regulatorio creado por la LCE: modificó completamente el marco regulatorio de la transmisión o transporte de energía abandonando el esquema de desarrollo por el mercado por un esquema de expansión planificada centralmente, modificó la institucionalidad y composición del organismo operador del sistema, el COES, e introdujo varios cambios adicionales en otros aspectos de la LCE.

Como era de esperarse, se establecieron una serie de condiciones para tratar de producir real competencia por el mercado: la idea era atraer inversión de nuevos agentes generadores. Para ello, se estableció que el precio resultante de las licitaciones sería firme en el tiempo lo cual se lograba con las correspondientes fórmulas de reajuste, sería un precio sobre el cual el entonces OSINERG no tendría injerencia alguna; los contratos serían de hasta diez años (se propuso quince, el Congreso aprobó diez y luego de un tiempo, el Congreso cambió a veinte), tiempo suficiente para poder financiar proyectos de envergadura como los hidroeléctricos; las licitaciones serían convocadas por los distribuidores quienes tendrían la obligación de hacerlo por lo menos con tres años de anticipación a fin de dar tiempo a desarrollar un proyecto desde el momento de la adjudicación de la buena pro de la licitación hasta el inicio de operación comercial del referido proyecto. Como reconocimiento de la necesidad de un periodo de transición entre un modelo y el otro además de la existencia de los RSC, se estableció un periodo transitorio durante el cual las licitaciones se podrían llevar a cabo incumpliendo el requisito de los tres años de anticipación: estas serían las llamadas licitaciones de corto plazo mientras que las otras, se les conocería como las de largo plazo.

Sin embargo, las medidas que vinieron a resultar las más significativas por su influencia en el resultado de las licitaciones fueron el establecimiento de la

facultad de OSINERG de aprobar las bases de licitación de los distribuidores y de fijar un precio tope en cada licitación. El esquema aprobado establece que el referido precio tope sería mantenido oculto por el OSINERG y cada oferta en la licitación sería comparada contra el mismo. De resultar inferior, la oferta procedía; caso contrario se le descartaba. Según esto, las licitaciones podían ser declaradas parcial o totalmente desiertas. El objeto de este precio tope era evitar que, si es que se producía concertación entre los generadores, el precio pudiera ser llevado a niveles muy por encima de los verdaderos costos de producción. Esta posibilidad resultaba tanto más peligrosa si recordamos que la misma Ley establecía que los precios resultantes de las licitaciones podían ser transferidos a los clientes finales. A decir de muchos, ésta sola medida, echaba por tierra todo el trabajo desarrollado para cambiar de modelo a uno de menor o nula intervención administrativa, pues mediante el precio tope, el entonces OSINERG, seguiría teniendo injerencia directa en la determinación del precio de generación.

En esas condiciones es que se llevan a cabo las primeras licitaciones de corto plazo previstas en el periodo transitorio de LGE. Era evidente que estas en estas licitaciones no podía haber mucha competencia por cuanto no había tiempo para que un nuevo agente desarrollara un proyecto. Estas licitaciones estaban destinadas a atender el problema de los RSC esencialmente. Y si bien no resolvieron el problema en su totalidad se puede decir que tuvieron bastante éxito a pesar de que hasta en los medios de comunicación se les haya calificado como fracaso porque casi todas ellas resultaron parcialmente desiertas. Y es que, si bien siempre quedaron porciones de lo licitado sin cubrir, el resultado final es que el 80% de la demanda regulada se encuentra contratada como resultado de las licitaciones de LGE y sólo el 20% ha quedado con los precios regulados por el entonces OSINERG. En unos años más, este último porcentaje debiera reducirse a cero.

En muchos de los casos licitaciones parcialmente desiertas, el factor que motivó ese resultado fue la aparición de riesgos inaceptables para los generadores derivados de la nueva situación del sistema eléctrico que veremos más adelante más que el precio tope muy bajo o la validez del modelo. Estos factores están relacionados con los riesgos asociados al suministro y transporte de gas natural y la congestión de la transmisión eléctrica, que como ya dijimos, trataremos más adelante.

IV. EL SISTEMA ELÉCTRICO POST CRISIS DE 2004

No olvidemos que el objetivo central de las medidas tomadas (Ley N° 28447 y LGE) fue de enviar una señal a los inversionistas para que se retomara el flujo de inversiones en nueva capacidad de generación. Y de hecho, se logró el objetivo: em-

pezaron a desarrollarse varios proyectos, todos con una excepción, basados en turbinas a gas de ciclo abierto destinadas a utilizar el gas de Camisea. La excepción la constituyó el proyecto de la central hidroeléctrica El Platanal, resultado de la decisión de un grupo empresarial de contar con su propia fuente de generación de electricidad que los pusiera al margen de los vaivenes del mercado y la disponibilidad de suministro.

Simultáneamente, la economía del país experimentaba un crecimiento no visto en los últimos tiempos y lo mismo ocurría con la demanda de energía eléctrica y ya se contaba con el gas de Camisea. Estas circunstancias combinadas con el nuevo marco regulatorio dieron como resultado que el interés en desarrollar proyectos de centrales térmicas a base del gas natural de Camisea creciera como la espuma, no solamente por parte de los generadores establecidos en el país, sino de una serie de nuevos actores como grupos empresariales grandes consumidores de energía eléctrica que además de tratar de asegurar el suministro para sus operaciones industriales, mineras o agroindustriales, vieron la oportunidad de ingresar al negocio eléctrico por las buenas perspectivas de crecimiento de la demanda, la existencia del gas natural y de un marco regulatorio aparentemente atractivo. También aparecieron fondos de inversión que vieron la misma oportunidad de negocio.

Esto dio como resultado que se iniciaran los trámites para la aprobación de sendos Estudios de Impacto Ambiental para más de 2000 MW de nuevas centrales térmicas. Para dar una idea de la magnitud de esta cifra baste decir que la máxima demanda del país en esos momentos rondaba por los 4000 MW. Por supuesto que no todos esos proyectos se irían a concretar pero varios de ellos sí lo hicieron. Y todos los que se concretaron, decidieron ubicarse en la misma zona, la localidad de Chilca al sur de Lima. Esta decisión respondió a las condiciones del lugar por la cercanía al trazo del ducto principal de transporte del gas de Camisea como la facilidad de conexión al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). De esta manera se instalaron más de 500 MW en Chilca. Si a esto sumamos el ciclo combinado en la Central Térmica de Ventanilla producto del compromiso de inversión asociada a la cesión al sector privado del Contrato *Take or Pay* de Electroperú, vemos que se adicionaron 1000 MW al SEIN en la parte central del SEIN.

Es de resaltar que exceptuando el caso del ciclo combinado de la Central Térmica de Ventanilla, todos los nuevos proyectos consideraban solamente turbinas a gas en ciclo abierto. No había inversiones en ciclos combinados o centrales hidroeléctricas y a decir de los inversionistas éste era un resultado no deseado de los bajos precios del gas para la generación eléctrica. Recordemos que las condiciones del contrato firmado entre el Estado Peruano y el

consorcio encargado de la explotación del yacimiento del Lote 88 establecían un precio que no dependía del mercado internacional del gas y que además debería tener un descuento especial para los generadores eléctricos. Lo que ocurría entonces era que los precios promedio de la energía eléctrica resultantes no bastaban para el retorno de la inversión requerido para estas tecnologías, mucho más elevada que el caso de las turbinas a gas de ciclo abierto. De hecho, la inversión requerida por cada kw instalado en turbinas a gas de ciclo abierto es de cerca de 300 dólares mientras que es 580 y 1200 para el caso del ciclo combinado y central hidroeléctrica respectivamente.

La configuración resultante del sistema eléctrico presentaba entonces una elevada concentración en la zona central debido a las condiciones ya explicadas y como el gas de Camisea no llegaba y no llega aún ni al norte ni al sur del país, el crecimiento de nueva capacidad instalada de generación en estas zonas fue nulo. Esto dio como resultado un sistema interconectado con un notable desbalance: superávit de energía de bajo precio en el centro y déficit en los dos extremos del país. La operación del sistema en estas condiciones tratando de mantener el mínimo costo, exigía que se exportara energía de bajo precio del centro superavitario a los extremos deficitarios. Esto imponía requerimientos al sistema de eléctrico de transmisión el cual estaba alcanzando el límite de su capacidad frecuentemente. En esas circunstancias de congestión del sistema de transmisión no quedaba más que echar mano de las centrales térmicas antiguas existentes en ambos extremos del país, aquellas que usan petróleo diesel o residual. Como estos combustibles sostenidamente han tenido precios muy elevados en comparación con el precio del gas natural vigente en el Perú, los costos de generación en el sur y el norte del país, en situación de congestión de transmisión se elevaban sustancialmente.

Esta situación, totalmente derivada de la topología del sistema de gas que solamente llega al centro del país, creó una situación de riesgo para los generadores ubicados en la zona centro (que es donde estaban todas las adiciones al sistema) que fueran a contratar con distribuidores ubicados en los extremos del país: si se presentaban situaciones de congestión de la transmisión eléctrica, inyectarían su energía al bajo precio del sistema centro y tendría que pagar al alto precio del norte o del sur a los generadores allí ubicados para honrar sus contratos con los distribuidores, contratos en los que el precio se mantenía y no tenían mecanismo para trasladar estas contingencias. Al negarse el OSINERG a aprobar la incorporación de estos mecanismos de traslado de riesgo en los contratos resultantes de las licitaciones de LGE, los generadores optaron simplemente por no presentarse en las licitaciones de las distribuidoras ubicadas en el norte o sur o, de lo contrario, presentarse con precios que cubrieran

el riesgo, que resultaban evidentemente, más elevados que los topes fijados por el regulador. De allí entonces que la gran mayoría de licitaciones convocadas por estos distribuidores (coincidentalmente de propiedad estatal todas ellas) quedaran desiertas. Como puede verse no es tanto un problema del modelo sino del efecto de una distorsión que tiene sus raíces fuera del sector eléctrico.

V. LA CRISIS DEL AÑO 2008

Si bien la crisis del año 2004 fue realmente significativa por la noción del agotamiento del modelo regulatorio imperante, por sus efectos en la cadena de pagos y los resultados económicos de muchos generadores, ya habíamos dicho que a pesar de haberse presentado una sequía la más severa de los últimos 9 años, en todo el año no se corrió, el peligro de los temidos "apagones". En cambio el año 2008 se presentó un situación completamente opuesta: no era año de sequía, había un nuevo marco regulatorio que había resultado lo suficientemente atractivo como para que se iniciaran una serie de proyectos de nuevas centrales térmicas y había expectativa de desarrollo del sector energía y en general de todo el país. Y sin embargo, ese año la reserva del SEIN disminuyó a niveles alarmantes de manera que ya no era capaz de cubrir las fallas que se normalmente se presentan en cualquier sistema eléctrico y en varias ocasiones, estas se tradujeron en interrupciones de servicio (que no se veían desde hacía muchos años) que afectaron a las principales ciudades del país y a la gran mayoría de grandes usuarios generando el temor de que se fuera a presentar una grave situación de déficit de generación como las que se experimentaron a inicios de la década de los 90.

Las causas de esta situación se pueden identificar claramente: las elevadas tasas de crecimiento de la demanda eléctrica que se venían experimentando hacía unos años y la congestión del ducto de transporte del gas de Camisea. En efecto la demanda de energía eléctrica venía creciendo a tasas superiores al 5 % hacía varios años alcanzando su clímax el año 2007 con 10%. Si bien en 2008 se redujo a 8.5%, seguían siendo tasas elevadísimas que ponían mucha exigencia al SEIN. Evidentemente, el crecimiento de la oferta no tuvo la misma velocidad por las razones ya varias veces expuestas y el resultado fue que la reserva del sistema disminuyó significativamente dejándolo más vulnerable.

Pero lo que terminó de complicar la situación, justamente en la temporada de sequía que siempre se presenta entre los meses de mayo a noviembre de cada año fue la congestión del ducto de transporte de gas. Lo que ocurrió es que normalmente, en la temporada de sequía ya descrita, la reducción de la disponibilidad de agua en los ríos hace que la producción de las centrales hidroeléctricas disminuya en una aproximadamente 600 – 400 MW en términos

de potencia. Entonces, lo usual es utilizar al máximo la capacidad de generación térmica disponible para compensar la escasez de generación hidroeléctrica pero al pretender hacer eso se encontró que el explosivo crecimiento del uso del gas natural tanto en generación de electricidad como en los usuarios industriales había hecho que la capacidad instalada de ducto de transporte de gas desde el yacimiento de Camisea hasta la costa se topara. La irónica situación era que había nuevas centrales térmicas recientemente instaladas en Chilca que simplemente no podían funcionar a plena capacidad o veces ni siquiera arrancar porque no pasaba más gas por el ducto. Es decir, gas había en cantidad suficiente en los yacimientos pero no podía llegar hasta sus usuarios en las cantidades necesarias. Resultado de ello, la capacidad de generación de electricidad apenas podía con la demanda no dejando nada de reserva para cubrir las contingencias de fallas. Otro efecto inmediato, fue el incremento de los costos marginales del sistema.

VI. AJUSTES REGULATORIOS OCASIONADOS POR LA CRISIS

Hemos visto como la irrupción del gas de Camisea en la matriz energética así como tuvo efectos beneficiosos al impedir un crecimiento desmedido de los precios de la electricidad y proveer de una fuente de energía primaria de bajo costo y más limpia a varias industrias ubicadas en la ciudad capital, trajo también algunos efectos indeseados sobre el sistema interconectado como fue la congestión en el sistema de transmisión de electricidad producto de la concentración de generación de bajo costo en la parte central del sistema. Esta concentración incrementó además el riesgo de interrupciones del servicio en todo el país al depender de un sólo gasoducto cerca de 1500 MW de capacidad de generación. Por otro lado, el inesperado éxito en la tan requerida masificación del uso del gas natural, hizo que de pronto, la capacidad de transporte construida llegara a su máxima capacidad.

El efecto económico sobre el sistema eléctrico de cualquiera de estas tres condiciones; interrupción de suministro de gas, congestión del sistema de transporte de gas y congestión de la transmisión es el mismo: incremento de los costos marginales de energía a niveles significativamente altos, algunas veces inmanejables para los afectados. Entre los afectados se encontraban los generadores que inyectaban su energía en la parte central del sistema con clientes ubicados en los extremos y los clientes libres que –dada la escasez– tenían contratos a precios iguales a los costos marginales.

La sensación en el Sector, era que algo se debería hacer para paliar la situación mientras llegaban las soluciones estructurales que serían, en primera instancia la ampliación de la capacidad de transmisión eléctrica y de capacidad de transporte del gasoducto para evitar las congestiones y en segunda

instancia, el desarrollo de mecanismos que incentivaría la inversión en nueva capacidad de generación tanto en el norte como en el sur del país (objetivo que aún o se alcanza).

Ya la LGE se había adelantado en crear un paliativo para el caso de la interrupción del suministro de gas natural, ya sea por problemas en la inyección o en el transporte al establecer en su Décimo Segunda Disposición Transitoria que cuando esto ocurriera, se aplicaban los costos marginales de ocurridos la semana anterior de manera de evitar que éstos se disparen. Se creaba además un mecanismo de compensación a las unidades que tuvieran que generar ante la falta de gas y que no eran compensados por los costos marginales ficticios ya definidos.

Cuando apareció y se intensificó la situación de congestión de la transmisión, fue menester crear un mecanismo similar: es así que mediante Decreto de Urgencia N° 046-2007 se estableció que cuando hubiera congestión de transmisión, el COES debía calcular un costo marginal ficticio como si no hubiera congestión compensado a las unidades con costos superiores a ese nuevo marginal por sus costos de producción. Similar mecanismo se creó vía Decreto Legislativo N° 1041 para el caso de la congestión del ducto de gas.

Al final, coexistían hasta tres excepciones ligeramente diferentes entre sí al modelo de costos marginales creado por la LCE. La percepción al fines de 2008 era que las situaciones atendidas por esos marcos regulatorios excepcionales iban a persistir en el sistema por un tiempo y por tanto, el Ministerio de Energía y Minas decidió unificar todos ellos en uno sólo y se promulgó el Decreto de Urgencia N° 049-2008 que crea un único sistema de costos marginales ficticios que el COES debe calcular asumiendo que no existe ningún tipo de restricción en el sistema estableciendo además que todas las compensaciones necesarias serían pagadas por la demanda. Adicionalmente, definió el tratamiento de los RSC y asignó a la demanda, es decir a los usuarios finales, el pago de las compensaciones a que hubiere lugar. Este nuevo marco regulatorio tiene vigencia hasta diciembre de 2011, con la esperanza que para entonces se completen las soluciones estructurales a todas las restricciones que aparecen en el sistema.

VII. MEDIDAS DE EMERGENCIA PARA INCREMENTAR EL MARGEN DE RESERVA DEL SEIN

A inicios de 2008 ya era claro que el SEIN iba a trabajar al límite de su capacidad por lo menos durante la temporada de estiaje pero ya no había tiempo para hacer nada al respecto porque cualquier solución no llegaría a tiempo. Sin embargo, las proyecciones indicaban que no se iba a producir déficit. La preocupación entonces era el año 2009 pues para el 2010 se suponía que llegarían las

nuevas inversiones tanto en capacidad de transporte del ducto de gas y capacidad de generación y transmisión eléctrica. Las elevadas tasas de crecimiento de la demanda hacían temer una crisis más severa que la del año 2010. Se decidió que se tenían que tomar medidas de emergencia.

La primera fue emitir un Decreto de Urgencia que autorizaba a Electroperú, la más grande las empresas generadoras estatales a contratar hasta 300 MW de generación adicional de emergencia que debería repartirse en las tres zonas operativas del SEIN: norte, centro y sur. En buen romance, esto significaba alquilar equipos, solución rápida (la única con la rapidez necesaria para llegar a 2009) pero la de mayor costo. En el mismo decreto se creó una vía rápida para las aprobaciones ambientales relacionadas con proyectos de ampliación de capacidad que ayudaran a solucionar el problema. Adicionalmente se destinaron 4 millones de soles para la compra de focos ahorradores a ser instalados en los hogares atendidos por los distribuidores del Estado. Esta medida intentaba reducir el consumo, especialmente durante las horas de punta que es cuando más se necesitaba. Por otro lado, se dieron facilidades y apoyo en las gestiones para concretar algunos proyectos de nuevas centrales de generación ya en marcha.

VIII. LA SITUACIÓN ACTUAL (2009)

El año se inició con cierta tranquilidad, tanto porque la temporada de lluvias estuvo dentro de lo esperado y por tanto se podía contar con generación hidroeléctrica que brindaba reserva al sistema como por el conocimiento de que el crecimiento de la demanda estaba desacelerando. La preocupación estaba centrada en la temporada de estiaje para cuando deberían llegar los equipos de emergencia que estaban alquilando Electroperú y el inicio de la instalación de focos ahorradores en los hogares de los usuarios de todo el Perú, menos Ica y Lima.

Sin embargo, la crisis financiera internacional acudió en ayuda del sistema eléctrico peruano y el crecimiento de la demanda se desaceleró mucho más de lo previsto. De unas previsiones iniciales de 5%, fue bajando hasta 3%. Con esa tasa proyectada, y los proyectos de inversión privada en camino, las simulaciones indicaban que el requerimiento de generación de emergencia iba a ser mucho menor de lo previsto. Al final, el Ministerio de Energía y Minas redujo el requerimiento de capacidad de emergencia a 60 MW a ser ubicados en la ciudad de Trujillo y la conversión de dos equipos existentes en Lima de 100 MW de manera que pudieran trabajar con petróleo diesel además de gas natural. El año hidrológico resultó promedio y el crecimiento de la demanda se siguió reduciendo de tal manera que el crecimiento real acumulado a setiembre de 2009 comparando con el consumo en el mismo del año 2008, ha sido solamente de 0.4%.

Por otro lado, en lo que va del año, han ingresado a operación comercial 500 MW de nuevas turbinas a gas de ciclo abierto en Lima (Edegel, Enersur y Kallpa), antes de terminar el año, debieran entrar en servicio los proyectos de Egasa y Egesur con 100 MW adicionales y la central hidroeléctrica El Platanal con 220 MW. Tomando en cuenta algunos pequeños proyectos hidroeléctricos que también ha ingresado durante el año, veremos que la oferta experimentará un crecimiento total a fin de año de 900 MW que representa el 21% de la máxima demanda del sistema.

Por tanto, se puede afirmar con gran seguridad que la situación del mercado de generación actual, desde el punto de vista de reserva, es de tranquilidad con suficiente reserva como para atender la mayor parte de contingencias del sistema y con las inversiones previstas tanto en nuevas centrales de generación como en la ampliación de capacidad de transporte de gas natural las proyecciones indican que la situación para el año 2010 es aún mejor.

Desde el punto de vista comercial, la situación de los RSC no ha mejorado. Éstos se siguen presentando en la misma magnitud si bien, merced a lo establecido en el Decreto de Urgencia N° 049-2008 el perjuicio económico que causaban a los generadores está siendo trasladado a la demanda, es decir a los usuarios finales. El resultado de esto ha sido un incremento notable en el peaje de transmisión que se traduce en un incremento de cerca del 3% en el precio al cliente final.

IX. EL SUMINISTRO DE GAS NATURAL

Uno de los temas más comentados durante el año y que tiene influencia directa en el mercado de generación es el relacionado con las limitaciones en el suministro de gas natural, que es diferente a la congestión de la capacidad de transporte. En este caso lo que ocurrió es que el consorcio encargado de la producción de gas natural del yacimiento de Camisea empezó a rehusar nuevos compromisos de suministro de gas en razón de ya no disponer de capacidad suficiente para atenderlos. Esto afectó a por lo menos tres proyectos para nuevas centrales térmicas que representaban cerca de 900 MW adicionales y sacudió por completo al sector. Esto era preocupante porque si bien con los proyectos ya iniciados se aseguraba la oferta para los años 2009, 2010 y hasta el 2011, luego de éste último se requerían nuevas centrales y, por los tiempos involucrados, sólo podían ser térmicas dado que el tiempo de desarrollo y construcción de una central hidroeléctrica es superior a los cuatro años.

Lo que estaba ocurriendo es que, según las cuentas del consorcio productor de gas, la suma de todos sus compromisos de suministro para el mercado nacional con el gas comprometido para el proyecto de exportación de Perú LNG, consumía todas las

reservas probadas correspondientes al Lote 88. De inmediato, se desató la polémica con un porcentaje apreciable de expertos y no expertos, políticos y periodistas expresando opinión en el sentido de que no era aceptable que se dejara de atender el mercado nacional por cumplir con un compromiso de exportación. Las voces que clamaban la renegociación del contrato de concesión del Lote 88 para impedir la exportación eran cada vez más fuertes y numerosas. El problema fundamental era que el contrato entre el consorcio productor liderado por Pluspetrol y Perú LNG para el suministro de gas para la exportación es un contrato privado sobre el cual el Estado Peruano no tiene ningún control y sólo puede ser modificado por acuerdo de las partes.

Ya desde 2007 se iniciaron conversaciones con todos los actores involucrados no habiéndose obtenido ningún resultado positivo hasta que en octubre de 2009 se anunció que el Ministerio de Energía y Minas había aceptado la propuesta de solución del consorcio productor mediante la cual se comprometían a no exportar ni una molécula de gas del Lote 88 durante cinco años a partir de la fecha y además liberaban 150 Millones de Pies Cúbicos Diarios (MPCD) para ponerlos a disposición del mercado nacional.

Se espera que esa porción gas liberado alcance para por lo menos dos proyectos de centrales térmicas que pueden aportar hasta 400 MW.

X. EL FUTURO

10.1. El Marco Regulatorio Vigente

Para poder analizar y atrevernos a esbozar algún escenario futuro en el corto, mediano y largo plazo del mercado de generación eléctrica, debemos revisar previamente cuáles son los esquemas para el desarrollo o promoción de inversiones en nueva capacidad de generación que hay disponibles dentro del marco regulatorio vigente para el mercado peruano. También deberíamos ver lo propio respecto de la transmisión, elemento indispensable para que funcione el mercado de generación.

En lo que se refiere a la transmisión, podríamos afirmar que el problema de cuál debe ser el mejor esquema ha sido resuelto. Como la experiencia demostró que el esquema de desarrollo mediante las solas fuerzas de mercado contenido en la LCE no funcionó, se debió reemplazar por un esquema de planificación centralizada combinado con un sistema de concesiones tipo BOOT (Build, Own, Operate and Transfer), es decir contratos de construcción, propiedad, operación (y mantenimiento) y ulterior transferencia al Estado al cabo del plazo de vigencia del contrato de concesión. El COES es el encargado de elaborar un Plan de Transmisión que, supuestamente, debería ser el óptimo para la expansión del sistema atendiendo el desarrollo de la

demanda y de la generación. El Plan de Transmisión es aprobado por el Ministerio de Energía y Minas y luego se ejecuta mediante concesiones otorgadas a los ganadores de las licitaciones convocadas por el Ministerio de Energía y Minas quien puede encargárselas a Pro Inversión. Los usuarios finales, pagan el costo mediante el peaje de transmisión. De esta manera, no debería haber restricciones para que el sistema de transmisión atienda adecuadamente la expansión de todo el sistema.

En lo que se refiere a la generación con energías convencionales, el mercado sigue siendo de competencia existiendo una serie de opciones para colocar su producción.

De acuerdo con el marco regulatorio establecido en la LCE y la LGE, un inversionista puede desarrollar cualquier proyecto ya sea térmico o hidroeléctrico para lo cual además de contar con los permisos correspondientes y la aprobación de su Estudio Impacto Ambiental, deberá conseguir clientes que le aseguren la compra de una parte sustancial de su producción futura. Puede colocar una parte de su producción al mercado "spot", puede colocar otra con clientes libres al precio que puedan pactar, puede suscribir contratos con los distribuidores a precio regulado y finalmente, puede participar en las licitaciones de largo plazo que se ejecuten al amparo de la LGE, que le garantizan el precio resultante por el periodo del contrato.

Existe una variante que no está contemplada en las dos leyes mencionadas y se trata de las licitaciones que pueda convocar Pro Inversión por encargo del Ministerio de Energía y Minas para la construcción de nuevas centrales de generación con contratos con las empresas distribuidoras de propiedad del Estado al precio con el que resulten ganadores de la licitación. El esquema es muy parecido al de la LGE con la diferencia en la entidad convocante de las licitaciones: en el primer caso, pueden ser las distribuidoras privadas o estatales quienes convoken y en el segundo, es el Estado directamente a través de Pro Inversión.

Todos los proyectos de generación desarrollados o encaminados hasta la fecha lo han sido dentro del marco creado por la LCE y la LGE. Es recientemente, precisamente en el mes de octubre que se ha estrenado la modalidad de concursar proyectos a través de Pro Inversión. En efecto, el Ministerio de Energía y Minas encargó a Pro Inversión la licitación para la construcción de 500 MW en nuevos proyectos hidroeléctricos. Pro Inversión ofreció contratos con los distribuidores del Estado como demanda para garantizar los ingresos de las futuras centrales y estableció un precio de referencia de 47.5 US\$/Mwh por la energía el cual sumado a al precio de potencia que sería el del sistema (es decir sólo el precio de energía sería el que serviría de parámetro de selección para el concurso) arroja un valor

monómico de 60 US\$/Mwh, superior al precio promedio vigente en el mercado peruano que ha estado rondando los 43 US\$/Mwh los últimos años. A pesar de que las bases fueron adquiridas por interesados cuyas potencias nominales sumaban 1200 MW, al final sólo uno de ellos presentó oferta y fue beneficiado con la Buena Pro al mismo precio referencial comprometiendo una potencia de 107 MW aunque la potencia nominal de la central será de 168 MW.

10.2. Las Energías Renovables No Convencionales

Desde el año 2008 el Perú cuenta con un marco regulatorio promotor muy favorable para el desarrollo de las Energías Renovables No Convencionales (en adelante ERNC). Se definen como ERNC la producción de electricidad utilizando cualquier fuente de energía que se encuentre en la naturaleza y se considere inagotable. La precisión sobre No Convencionales se refiere específicamente a la generación hidroeléctrica pues si bien es inagotable se supone que las centrales de hidroeléctricas de gran tamaño no requieren de este marco promotor además de que su impacto sobre el ambiente es significativo debido a las grandes áreas que se inundan cuando se construye las presas que requieren para su funcionamiento. De esta manera, se ha definido como ERNC a las centrales hidroeléctricas pero solamente hasta 20 MW de potencia nominal. Las otras ERNC son la solar (fotovoltaica o termosolar), biomasa, eólicas, mareomotriz, geotérmica y cualquier otra que cumpla con los requisitos descritos.

¿Y porqué requieren un marco regulatorio promotor las ERNC? Simplemente porque sus costos de inversión y operación combinados aún son bastante más elevados que los de las energías convencionales (combustibles fósiles e hidroeléctricas) y por tanto no podrían competir con ellas en un mercado que no dispusiera de reglas especiales. Se supone que la sociedad está dispuesta a pagar ese mayor valor porque está pagando por la externalidad positiva de las ERNC de no contaminar aún más la atmósfera con gases de efecto invernadero. Por tanto, cualquier marco promotor de las ERNC debe incluir alguna forma de subsidio para que los proyectos de ERNC alcancen la rentabilidad que requieren para poder desarrollarse. Y este subsidio sólo puede provenir de dos fuentes: recursos de la caja fiscal (que provienen de los impuestos que pagan todos los agentes económicos del país) o un cargo adicional en el precio de la electricidad aplicable a los consumidores de energía eléctrica.

En el caso peruano, el marco regulatorio viene dado por el Decreto Legislativo N° 1002 el cual esencialmente, establece tres medidas promotoras: i) crea un sistema de cuotas obligatorias, determinando que la producción de energía eléctrica en el sistema peruano debe incluir un mínimo de

5% del total proveniente de las ERNC (para el cómputo del cumplimiento de este requisito no se toma en cuenta la producción de las hidroeléctricas calificadas como ERNC); ii) asigna prioridad en el despacho a estas energías determinando que deben generar en el sistema como si su costo variable fuera cero (por tanto serán despachadas por el COES antes que cualquier otra que tenga un costo variable superior a cero) y; iii) establece una prima que los consumidores finales de energía eléctrica deberán pagar para completar los ingresos que requiere la central de ERNC y que no hayan sido cubiertos por el precio del mercado de corto plazo del sistema. El precio refugio para cada ERNC será fijado en una subasta conducida por el organismo regulador.

El Reglamento del Decreto Legislativo N° 1002 indica que la primera subasta será por 500 MW de ERNC y de allí en adelante la cantidad a subastar será la que resulte del Plan Nacional de Desarrollo de Energías Renovables.

10.3. El Balance Oferta Demanda

Si bien el crecimiento de la demanda de energía eléctrica que venía muy elevado hasta el año 2008 ha sufrido un súbito frenazo ocasionado por la crisis financiera internacional y, como ya dijimos, se espera que el año 2009 cierre con una tasa inferior al 0.5%, no resulta razonable pensar que esto se mantendrá así. La crisis deberá terminar en algún momento y de hecho ya hay varias señales en el mundo que indican que la situación ya tocó fondo y la economía mundial –y con ella la peruana– debieran empezar a reactivarse. Por tanto, se estima que para el periodo 2010 – 2020 la tasa promedio de crecimiento de la demanda de energía eléctrica debiera encontrarse en un rango de 5 – 6% anual (esto incluye la demanda originada por proyectos especiales puesto que la el crecimiento vegetativo de la demanda –es decir debido sólo al crecimiento de la población–, no debe superar el 3 – 4%).

Veamos ahora, que tenemos referente al crecimiento de la oferta. En cuanto a centrales térmicas, para el año 2010 se deben tener instaladas 7 turbinas de gas de ciclo abierto de un promedio de 180 MW cada una, en la zona de Chilca, además de una turbina adicional del mismo tamaño dentro de Lima y 100 Mw adicionales en Independencia, Pisco; producto del traslado de dos centrales térmicas que estaban ubicadas en el sur. Adicionalmente, se espera para el año 2012 se complete por lo menos un ciclo combinado a partir de los ciclos abiertos existentes y se instalen 400 MW adicionales de los proyectos que se concretarán a partir del gas adicional liberado por el consorcio productor de gas natural de Camisea.

Con referencia a centrales hidroeléctricas, en noviembre de 2009 debe ingresar a operación la

central hidroeléctrica El Platanal con 220 MW; para el 2013 se espera se complete la central hidroeléctrica Machu Picchu II con 70 MW y al año siguiente, Cheves con 168 MW.

Por otro lado, el Ministerio de Energía y Minas está considerando encargar a Pro Inversión que licite la instalación de dos centrales térmicas de 200 MW cada una a ser instaladas en el norte y el sur del país en calidad de reserva fría, es decir, serían máquinas que no operarían en condiciones normales sino solamente en casos de fallas de otras unidades de sistema.

Adicional a todo esto, debemos esperar de todas maneras la incorporación de las ERNC al SEIN. Se estima que por lo menos 500 MW adicionales deberían conectarse al SEIN entre los años 2012 y 2013, de los cuales la mayor parte deberían ser provenientes de centrales eólicas y pequeñas centrales hidroeléctricas. Se estima que el aporte de los otros tipos de ERNC será mínimo, debido a sus altos costos y falta de estudios.

El balance indica que el SEIN dispondrá por lo menos hasta el 2016 de suficiente capacidad para atender la demanda manteniendo un adecuado margen de reserva. En consecuencia podemos afirmar con suficiente seguridad que, en el corto y mediano plazo, el mercado de generación del SEIN dispondrá de suficiente capacidad para atender la demanda con lo cual debería haber competencia entre los generadores para atender a los clientes libres quienes dejarán de sentir la escasez que han venido sufriendo hasta inicios de 2008 con precios relativamente bajos. El precio para los clientes regulados deberá experimentar un ligero incremento debido a la presencia de las ERNC, al precio resultante de la licitación de centrales hidroeléctricas que llevó cabo Pro Inversión y al de las licitaciones de largo plazo que vayan a convocar las empresas distribuidoras.

XI. EL LARGO PLAZO

Y, ¿después del 2016 qué?

Lo primero es que ya resulta claro que el gas natural ya no podrá ser considerada la base del crecimiento de la capacidad de generación a menos que se desarrollen rápidamente nuevos yacimientos porque resulta inevitable concluir que las reservas del Lote 88 simplemente no alcanzan para nuevos proyectos más allá de los ya descritos. Cualquier nuevo desarrollo basado en gas natural tendría que venir de los otros yacimientos que tienen una característica fundamental: el precio no está controlado como el caso del Lote 88 y responderá a la variación de los precios internacionales. Por otro lado, las futuras centrales eléctricas tendrán que competir con la industria petroquímica por el uso del gas. De esta manera, se concluye que el crecimiento de la oferta eléctrica deberá estar basado en las centrales hidro-

eléctricas, complementado con centrales térmicas a gas y de manera marginal con las ERNC.

Estando claro que la base del crecimiento de la oferta de generación deberá ser de origen hídrico queda por discutir cuál o cuáles serían los mecanismos mediante los cuales se producirían las inversiones necesarias. Evidentemente, una de las posibilidades es seguir con una combinación de cualquiera de las alternativas ya descritas que dependiendo de los precios tope que introduzcan tanto el regulador como Pro Inversión pueden ser permanentemente exitosas o no.

Existe, sin embargo otra posibilidad, que ha surgido recientemente y es de origen exógeno a la regulación o iniciativa legislativa nacional nacionales y es la propuesta de Brasil de desarrollar un proyecto de integración energética que consiste esencialmente en que compañías privadas brasileras asociadas con Electrobás, la empresa eléctrica estatal de Brasil, construirían varias centrales hidroeléctricas de gran magnitud desarrolladas sobre proyectos ya identificados en ríos de la cuenca Atlántica y las líneas de transmisión necesarias para poder llevar parte de la energía que se pueda generar a atender el mercado brasilerlo dejando la otra porción para atender el mercado peruano.

La propuesta inicial de Brasil es desarrollar una primera etapa de 5 centrales nuevas totalizando 7000 MW con la intención de llegar hasta 20,000 MW en el futuro. Esas cantidades son necesarias si recordamos que mientras que la máxima demanda de Perú es 4200 MW, la de Brasil es 70,000 MW. Es evidente que la cons-

trucción de estas centrales en bloque no tendría ningún sentido si sólo se considerara el mercado peruano y que sólo la exportación a Brasil las puede hacer viables. Si llegara a concretarse un acuerdo equitativo con Brasil en cuanto a la forma de repartir la producción de esas centrales, el precio y demás temas comerciales, se podrían constituir en la base del crecimiento de la oferta de generación para atender el crecimiento de la demanda del SEIN por los siguientes diez años por lo menos a partir de 2016.

Sin embargo, hay temas cruciales que deben resolverse de una manera adecuada. Ya mencionamos el primero, la forma de repartir la producción futura de esas centrales: qué porcentaje quedaría para el Perú, sería un porcentaje fijo o variable, el Perú tendría propiedad sobre las centrales, a qué precio se colocaría la energía en el mercado peruano. El otro tema fundamental es el socio-ambiental. La construcción de centrales de gran magnitud tiene un significativo impacto en las poblaciones cercanas y el ambiente. Al inundar grandes áreas con sus embalses crea muchos perjuicios que deberán ser adecuadamente evitados o compensados. La oposición de las comunidades nativas afectadas y la oposición política ya manifestada pueden ser graves obstáculos para el desarrollo de esta alternativa. El Ministerio de Energía y Minas tiene la palabra en ello.

En todo caso, es claro que el mercado de generación peruano tiene un futuro expectante, lleno de desafíos y con una gran dinámica y con una influencia determinante en el desarrollo económico del país. CA