

SEÑALES ECONÓMICAS EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA BOLIVIANO

Ing. José Salazar Trigo
Ing. Nelson Caballero Vargas
Superintendencia de Electricidad

I. INTRODUCCION

La remuneración de los generadores en Bolivia proviene de dos términos: i) proporcional a la energía producida valorizada al costo marginal del sistema y ii) un complemento asociado a la potencia disponible (firme). Según la teoría marginalista el primer término (el asociado a la energía) debería ser suficiente para que el generador recupere **todos** sus costos: variables asociados a combustibles, OyM, etc., y fijos asociados a la inversión (incluida la renta sobre el capital invertido), personal, etc. y peajes. Para que ello sea posible el precio de la energía debe reflejar la relación oferta-demanda y en caso de escasez de oferta incorporar el sobrecosto asociado a la probabilidad de tener energía no suministrada. En un mercado en equilibrio, con la estructura de remuneración vigente en Bolivia, un generador debería poder recuperar todos sus costos ya que realizará las inversiones que se requieren para abastecer la demanda cuando el ingreso total que reciba permita recuperar todos sus costos con un margen razonable de ganancia. Dicho margen por último depende del riesgo del negocio.

La transformación del sector eléctrico y la puesta en marcha de un Mercado Mayorista competitivo de electricidad lleva a reemplazar la planificación centralizada obligatoria por reglas responsables de producir señales económicas a las empresas que participan en el mercado para que tomen decisiones operativas, comerciales y de inversión correctas para los requerimientos de la calidad del abastecimiento de la demanda y las políticas y estrategias del sector energético. Este objetivo requiere contar con un marco reglamentario y regímenes de precios que produzcan las señales económicas que promuevan el desarrollo eficiente del sector en su conjunto, tanto en el uso de los recursos energéticos disponibles como en las decisiones de inversión. En consecuencia, es crítico que las señales que surjan de los precios, remuneraciones y cargos sean adecuadas a la realidad y necesidades del sistema, así como que sean capaces de adaptarse y reflejar los cambios que surjan en ese sistema y los requerimientos de la demanda.

La eficiencia y desarrollo del sector eléctrico en un Mercado Mayorista dependerá de:

- La estructura del sistema y restricciones que impone.
- La estructura empresarial que surge de la diversificación de la propiedad.
- La transparencia y objetividad del Organismo Administrador / Coordinador
- La predictibilidad del Ente de Supervisión.
- La eficiencia del conjunto de señales económicas, derechos y obligaciones que surgen del marco regulatorio, Licencias y Concesiones.

El marco reglamentario y las reglas deben lograr :

- que la capacidad de generación y transmisión instalada se utilice eficientemente;
- que se promueva el ingreso de nueva capacidad de generación con la anticipación necesaria, y que la localización sea la adecuada;
- que el desarrollo de la red de Transporte acompañe los cambios en la oferta y la demanda, y que no imponga restricciones antieconómicas;
- que se de prioridad a la calidad del servicio (requisitos de desempeño mínimo) y que dicha calidad se logre de la manera más económica posible;
- que el usuario pague el precio justo y razonable por el suministro que recibe, para la calidad que se le brinda.

Un mercado de competencia puede llevar a la existencia de niveles adecuados de potencia para la garantía de suministro, a través de precios de la energía que reflejan la relación oferta – demanda en el mercado y relaciones comerciales entre los agentes (contratos) de cubrimiento de riesgo. Sin embargo, esto requiere la existencia de un mercado maduro y un sistema (en particular una red de transmisión) desarrollado. Dadas las características particulares del sistema eléctrico de Bolivia, se presentan problemas de escala, seguridad y operativos, que son típicos de sectores eléctricos en proceso de maduración y desarrollo.

a) Las condiciones impuestas en el proceso de capitalización de los activos de generación (exclusividad temporal) y las características de la red, limitaron inicialmente las posibilidades de competencia.

b) La adaptación de la red de transmisión (y su expansión) a las necesidades del Mercado se ve afectada por los cambios que evidencia la transformación de la economía en Bolivia, las incógnitas sobre la posible respuesta de nuevos inversores en generación al finalizar el período de exclusividad, y la falta de claridad sobre los criterios a adoptar para las tarifas de transporte de gas. El proceso de cambio no ha finalizado, creando condiciones con un grado de impredecibilidad mayor que el normal para la toma de decisiones de necesidad de expansión de la red.

c) Los requisitos de confiabilidad y calidad (desempeño mínimo) tienden a reflejar más la realidad actual (por ejemplo, cuanta reserva se estima que se podrá tener) que la requerida (por ejemplo, cuanto sería la reserva necesaria para la operación confiable y económica si existiera generación suficiente para cubrirla). Es posible que estos requisitos fuesen modificados si existiera mayor disponibilidad de generación o transmisión. Se dificulta predecir el impacto que podrán tener las decisiones de inversión en eventuales cambios en los criterios de desempeño mínimo, y en consecuencia se dificulta “medir” el posible impacto sobre los precios, cargos y remuneraciones del agente que toma la decisión y del Mercado en su conjunto.

d) El precio del mercado Spot se basa exclusivamente en costos variables térmicos. En consecuencia, el precio no puede llegar a valores suficientemente altos en condiciones de escasez como para permitir la recuperación de los costos totales de las máquinas marginales, y se requiere una remuneración adicional para compensarlo, que se realiza a través de una remuneración a la potencia.

II. LOS PRECIOS Y LAS SEÑALES ECONÓMICAS

En el Mercado Eléctrico Mayorista Boliviano (MEMB) se pueden diferenciar distintos tipos de precios y factores que afectan los precios y, por lo tanto, las señales del Mercado. Es necesario clarificar el objeto de estas componentes de la señal final que recibe cada agente, y el consumidor

final, para identificar los principios que lo sustentan y las características que necesitan cumplir para lograr el objetivo deseado.

- Precios que surgen de las condiciones reales en el Mercado, en función de la relación oferta y demanda. Este es el caso del precio Spot de la energía en el Mercado Spot, que busca reflejar la “realidad” horaria del Mercado.
- Precios que surgen de las condiciones reales en el Mercado pero afectados por la localización: Es el precio horario de la energía en cada nodo. Requiere calcular el costo marginal de transmisión, o sea el factor de pérdidas de energía.
- Precios que surgen de condiciones previstas en el Mercado, en función de la relación oferta y demanda esperada. Este es el caso del precio de referencia semestral de la energía. Busca reflejar el precio medio esperado, por bloques horarios. Está afectado, y por lo tanto necesita tener en cuenta, los aleatorios y reflejar adecuadamente la condición media probable.
- Precios que surgen de condiciones previstas en el Mercado pero afectados de la localización. Este es el caso del precio de nodo de la energía. Requiere prever el nodo marginal y, en consecuencia, tener en cuenta el aleatorio de localización de dicho nodo de acuerdo a las condiciones oferta – demanda. En base a estos supuestos se determinan los factores de pérdidas de energía, los cuales afectan al precio correspondiente al nodo marginal determinando el precio de la energía en cada nodo.
- Precios que surgen de condiciones reguladas de inversión de punta. Este es el caso del precio base de la potencia. Busca reflejar el costo fijo de una unidad de punta adaptada a las características y necesidades del sistema y la demanda en Bolivia. Requiere establecer la localización y tipo de inversión.
- Precios que surgen de las condiciones reguladas de inversión de punta pero afectados de la localización. Este es el caso del precio de nodo de la potencia. Requiere prever la configuración oferta – demanda esperada para la punta y, con ello, determinar el factor de pérdidas de potencia.

Los precios de nodo de la potencia utilizan metodologías reglamentadas y requieren para su cálculo hipótesis que buscan predecir cómo sería el comportamiento futuro del mercado y/o de los inversores.

El precio Spot de la energía en cambio requiere contar con la información de la realidad y realizar un despacho económico para determinar el costo de suministrar un incremento unitario en la demanda. En el MEMB, el precio de la energía resulta de las metodologías definidas para las declaraciones de los Generadores térmicos (costos variables), los procedimientos para la administración económica del recurso hidroeléctrico, y la administración y efecto de las restricciones, y la cuantificación y representación de los costos de la energía no suministrada. Por consideraciones de eficiencia, es conveniente que el precio de la energía u otra señal de corto plazo reflejen además el **costo de la calidad**, o sea el costo de no abastecer con la calidad pretendida (operar sin cumplir los criterios de desempeño mínimo) para medir el riesgo de energía no suministrada por falta de reserva o el costo ante restricciones al suministro.

III. EL PRECIO DE LA ENERGÍA.

1. Consideraciones Generales:

De acuerdo a la teoría marginalista, si el precio de la energía lo define el costo marginal de corto plazo de producir y abastecer, se logra el máximo beneficio social. Para una hipótesis de

competencia perfecta, se demuestra que los Generadores económicos logran de este modo la recuperación de sus costos, y existe por lo tanto el interés de invertir en la nueva generación que sea necesaria, y los consumidores logran precios justos y razonables para la calidad del servicio brindado.

Requisitos para la eficiencia del precio de la energía:
<i>Modelo de Despacho económico representativo del sistema y requisitos de calidad</i>
<i>Reflejar condiciones de competencia</i>
<i>Predictibilidad y transparencia</i>
<i>Reflejar relación de corto plazo entre oferta y demanda (prevista o real)</i>

2. Modelo de despacho:

Calcular el costo marginal de corto plazo requiere realizar un despacho económico de la capacidad de generación disponible y sus costos (costos variables, arranque y parada, etc.), la capacidad de transmisión disponible y sus costos (pérdidas) y los requisitos de desempeño mínimo y su costo (restricciones, generación obligada). Para que estos precios produzcan señales adecuadas, la metodología y los modelos de cálculo deben representar las características del sistema eléctrico y sus restricciones, la ubicación relativa de oferta y demanda, los costos asociados a producir y a abastecer, y los requisitos que surgen de los criterios de desempeño mínimo. Lo técnico y lo económico deben estar juntos para lograr que los precios reflejen las necesidades del sistema y que, como consecuencia, sean eficientes las decisiones de los agentes (disponibilidad, mantenimientos, nuevas inversiones, etc.).

El Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC), entidad responsable de la operación y administración del Mercado Eléctrico Mayorista, se encuentra en etapa de transformación en cuanto a la metodología y modelos de cálculo del precio de la energía, con la implementación y puesta en marcha de un nuevo modelo de programación de la operación a mediano plazo y despacho diario. Esto permitirá mejorar la calidad de las señales de precios en la medida que se represente adecuadamente las pérdidas y las restricciones a la operación que resultan de criterios técnicos y operativos; los costos de generación y los requerimientos de calidad, en particular de reserva.

Sin embargo, es necesario indicar que la eficiencia de los precios se mide también en su predictibilidad y transparencia. El incrementar la complejidad de los procedimientos y modelos de cálculo necesita ser acompañado por el acceso abierto a las bases de datos diarias utilizadas, el suministro de información por parte del CNDC y los motivos porque se modifican datos y/o hipótesis, y determinar la posibilidad de auditorías al modelo y sus resultados.

Un caso particular es el despacho del agua que realice el CNDC, ya que el mismo requiere introducir hipótesis de aleatorio hidráulico y políticas de operación de mediano plazo en el caso de embalses. El uso de la energía hidroeléctrica y su despacho horario debe responder a metodologías transparentes y de conocimiento de los agentes, fundamentadas en el aprovechamiento económico del recurso en el tiempo. También en este caso es necesario establecer el acceso abierto a las bases de datos, suministro de información por parte del CNDC de la justificación de las hipótesis empleadas, etc.

La energía hidroeléctrica representa un papel importante en el abastecimiento. La política de operación de embalses determinada a partir del modelo de mediano plazo, en proceso de implementación, el cálculo de valores del agua cuyo objetivo es el uso óptimo del recurso hidráulico teniendo en cuenta las condiciones futuras previstas. Cuando el modelo asigna energía hidroeléctrica a una determinada semana es porque el beneficio que se logra utilizando esa energía dicha semana (el costo de operación que reemplaza) es mayor o igual que el costo futuro de sustitución previsto. En otras palabras, el costo de la energía térmica que el agua podría reemplazar en el futuro se prevé menor que el costo de la energía térmica que reemplaza en la semana que se está despachando.

De este modo, el valor del agua representa el costo variable de reemplazo y es una parte integral de la señal de energía. Cada vez que generación hidroeléctrica resulte marginando, si el precio menor que el valor del agua estaría recibiendo una remuneración por dicha energía menor que su “costo”, en particular que la remuneración que podría recibir generando esa energía en el futuro.

3. Metodología de cálculo:

Es necesario clarificar el modo en que se determina el precio Spot de la energía.

Existen dos objetivos al implementar la metodología de cálculo del precio de la energía, que en cierta manera se contraponen:

- Realidad de corto plazo: Se busca reflejar de la mejor manera posible el costo de abastecimiento de corto plazo. Esto requiere utilizar los datos reales registrados y con el mayor detalle posible, con el despacho ex post.
 - ⇒ Ventajas: La realidad y los precios se corresponden.
 - ⇒ Desventajas: Menor predictibilidad. Los precios sólo se conocen a posteriori.
- Predictibilidad: Para ello, se utiliza el costo de abastecimiento de corto plazo previsto. Esto requiere establecer ex ante el precio con valores previstos, en el predespacho.
 - ⇒ Ventajas: Los precios se conocen con anticipación, lo que permite a los agentes contar con el tiempo suficiente para responder a las señales de precios.
 - ⇒ Desventajas: Ante condiciones de cambios (contingencias, indisponibilidad, demanda distinta a la prevista) pueden faltar señales de corto plazo a los agentes para corregirlas.

Se observa en los distintos mercados eléctricos que se han creado que tanto una como otra metodología ha sido implementada. No es posible decir que una es mejor que otra ya que ambas tienen sus pros y sus contras. Sólo es necesario seleccionar la más conveniente para las condiciones y objetivos deseados.

Si se desea que las señales de precios reflejen condiciones previstas (demanda, disponibilidad y combustibles) el precio de la energía se debe calcular con el predespacho. Esto requiere establecer junto con la metodología de cálculo de precios un sistema de compensaciones. En efecto, de los desvíos que surjan en la operación real pueden resultar unidades generando con un costo variable mayor que el precio de la energía y que deben recibir en compensación la diferencia.

- Ventajas: Predictibilidad y previsibilidad, que incentivan mejoras.

- Desventajas: Complejidad del sistema de compensaciones. Dificultad para producir incentivos a responder en tiempo real ante desvíos en la oferta o demanda programada.

Si en cambio se desea que las señales de precios reflejen condiciones reales, el precio de la energía se debe calcular con el posdespacho. En este caso, en el predespacho se informan los precios previstos solamente para que los agentes tomen sus decisiones de corto plazo teniendo en conocimiento lo que puede ocurrir.

- Ventajas: Cálculo de precio: más transparente. Refleja problemas de corto plazo y puede crear incentivos de corto plazo a resolverlos.
- Desventajas: Falta de predictibilidad. Poco tiempo para que los agentes modifiquen decisiones que pueden afectar al suministro.

Como se puede observar, cada opción tiene sus ventajas y desventajas. Desde un punto de vista de simplicidad, suele ser más transparente un sistema de precios basados en los resultados (pos despacho). Pero lo más importante es, independientemente de la opción que se seleccione, que la misma quede explicitada y no se modifique para dar transparencia a los precios y permitir a los agentes decidir con la información adecuada.

4. Costos Máximos Reconocidos:

Con respecto a los costos máximos reconocidos para la declaración de costos variables de la generación térmica, el principio asociado es simular condiciones de competencia. Estos valores techos buscan reflejar un costo que puede lograr el Generador.

De los estudios ya realizados al respecto, no se encuentra que la metodología de cálculo implementada sea irrazonable. Sin embargo, dada la posible variabilidad de los precios de combustible y que ello no significa la misma variabilidad en los costos variable de operación y mantenimiento, sería conveniente establecer valores de referencia para operación y mantenimiento que no dependan del precio de combustible. Para ello y salvo motivos que lo justifiquen, se recomienda mantener los valores de operación y mantenimiento de referencia vigentes en la puesta en marcha del Mercado para el tipo de tecnología turbovapor y turbogas existentes. Para las nuevas tecnologías que se hayan agregado y en la medida que ellas tengan requisitos de operación y mantenimiento y costos asociados distintos a los de las tecnologías para los que fueron definidos los topes iniciales, sería necesario establecer el valor de referencia que corresponde a las mismas en base a datos de fabricantes y de proveedores de servicios de mantenimiento.

De acuerdo a la eficiencia de la gestión del Generador, sus costos reales podrán resultar mayores o menores que los máximos reconocidos. El principio que establece la regulación es que los costos por encima de los “razonables”, o sea los máximos reconocidos, no pueden ser trasladado a los precios de la energía.

Es importante tener en cuenta que no se busca reconocer costos variables reales sino costos variables eficientes. Esto es particularmente importante en condiciones de restricciones con generación obligada. En principio, el Generador obligado no tendría ningún interés de ser eficiente en sus costos ya que tiene garantizado la recuperación de los mismos por la “obligación” del CNDC de ponerlo a generar y la “obligación” de la demanda asociada a pagar sus mayores costos. En estos casos en que no existen condiciones de mercado sino que el Generador tiene poder dominante sobre la demanda obligada, es necesario mantener una regulación de precios.

Para los casos restantes (generación por despacho económico) es posible dar mayor margen y flexibilidad a los costos máximos reconocidos en la medida que existan condiciones de

competencia. Una manera de medir si existe esta competencia es en la declaración de los costos de Generadores. En la medida que las mismas se ubiquen en el techo (el máximo reconocido) se demuestra que no existen incentivos (competencia suficiente) para mejorar sus costos. En consecuencia, en estas condiciones se recomienda no innovar en la regulación actual de costos máximos.

Por otra parte, es necesario clarificar que los incentivos a la eficiencia y competencia de corto plazo se ubican en los costos variables. La eficiencia de la unidad es un dato resultado de la inversión (tipo de tecnologías y mantenimiento). En consecuencia, es un dato técnico que debe resultar de documentación que lo avala.

- Junto con el proyecto y licencia, se deben proveer los datos del fabricante.
- En la entrada en operación comercial, el Generador debe suministrar los datos que resultan de los ensayos de puesta en marcha.
- Posteriormente, el dato sólo se podrá modificar como resultado de un ensayo realizado en condiciones normalizadas y presenciado por personal del Despacho.

Un tema importante a analizar en el precio de la energía es el efecto de las restricciones. El mismo se tratará más adelante al desarrollar el tema las restricciones y la generación obligada.

Sin embargo, han surgido conflictos en la implementación del concepto asociado al precio regulado de gas. Ello es consecuencia del transitorio entre los contratos de gas iniciales asignados en el proceso de privatización, el proceso de nuevos contratos de gas (negociados entre las partes) y finalmente el proceso de desregulación. Actualmente la Superintendencia de hidrocarburos calcula los precios regulados de gas. En la medida que dichos precios reflejen valores máximos a los que puede comprar un Generador, se debería tomar como costo máximo reconocido del gas dichos valores. De lo contrario, es necesario establecer la fórmula de ajuste de dicho precio para reflejar los costos razonables a los que puede acceder el Generador al comprar gas.

Otro conflicto que se presenta es el costo del Transporte de gas. Nuevamente, los problemas surgen del proceso de transición, en el que aun está en discusión la metodología a establecer para las tarifas de Transporte de gas.

De acuerdo a los comentarios recibidos del Viceministerio, se determinó como política sectorial la fijación de precios del gas en base a la tarifa uniforme promedio ponderada. De ello resulta *una tarifa constante de gas para todos los generadores*, con el objeto de compatibilizar los marcos legales de hidrocarburos y electricidad al preservarse las mismas condiciones de competencia para los generadores, garantizando el cumplimiento del principio de neutralidad establecido en la Ley de Electricidad.

Sin embargo, el criterio empleado en la *reglamentación de la transmisión eléctrica es tarifas distintas para cada Generador en función de su localización*. El objetivo es producir incentivos económicos a la localización adecuada de las nuevas centrales en función de los costos que producen en la red de transmisión, o sea que dichos costos sean incorporados por los inversores al decidir dónde localizarse. Este tipo de señales se implementan en Mercados Mayoristas Eléctricos con libre ingreso de nueva generación para que el inversor internalice y se beneficie de decisiones que se aproximen al óptimo global del sector eléctrico.

El criterio utilizado para las tarifas de Transporte del sector gas es distinto. La inquietud que se plantea al respecto en este Informe es la necesidad de analizar el conjunto y verificar, de acuerdo a

la política energética del Viceministerio, la coherencia y compatibilidad de la misma con los resultados de dos criterios de tarificación del Transporte distintos. Esto puede o no crear conflictos, de acuerdo a cual sea el objetivo y política global energética de largo plazo del Viceministerio. En consecuencia, en este Informe sólo se busca hacer notar la importancia de:

- Que en el análisis de largo plazo del sector energético, se tenga en cuenta que existen distintos criterios de tarificación del Transporte en gas y en electricidad, para detectar con suficiente anticipación si es necesario modificar alguna de estas metodologías tarifarias;
- Dar predictibilidad a los inversores sobre el costo asociado al Transporte (de gas y de electricidad), para que el objetivo de eficiencia (localización adecuada de la nueva generación) se logre.

Es necesario que exista una compatibilidad de criterios en la expansión y pago de la red de transmisión eléctrica y de Transporte de gas así como las tarifas de Transporte, para la eficiencia energética global. Dentro del sector eléctrico, existen señales económicas de localización, para promover la ubicación eficiente y el desarrollo de la red. Sin embargo, estas señales se verán significativamente afectadas por las señales que reciba el inversor del sector gas a través de los costos de Transporte de gas. En consecuencia, las decisiones que se tomen en el sector gas referidas al Transporte no pueden ser realizadas sin tener en cuenta su impacto en el sector eléctrico y expansiones de la red de transmisión.

Por otra parte, es necesario que las decisiones al respecto sean tomadas dentro del menor plazo posible, ya que la falta de definición actual puede desincentivar inversiones.

5. Casos Especiales:

Existen condiciones en que una unidad genera y entrega energía a pesar de estar indisponible, ya sea por ser una unidad nueva en etapa de pruebas para la entrada en operación comercial o ser una unidad en mantenimiento y realizando ensayos.

Para el caso de un Generador nuevo, no corresponde a un agente por lo que en principio no puede vender al Mercado. Esta “energía inadvertida” y no segura (es un ensayo) que recibe el sistema no puede acceder a los precios del Mercado.

Para un Generador existente que ingresa una nueva unidad o la tiene en mantenimiento con ensayos, por consistencia, es conveniente establecer un tratamiento similar.

En consecuencia, se debe asignar una reducción al pago por la energía que no es remunerada. Para ello el monto correspondiente a la energía no remunerada valorizada al correspondiente precio Spot de la energía se asigna como un débito a los compradores Spot proporcionalmente a la energía comprada.

IV. EL PRECIO DE LA POTENCIA Y LA POTENCIA FIRME.

1. Análisis Conceptual:

En el MEMB coexisten dos mercados, cada uno con sus propias reglas y precios

- Un mercado de energía, desregulado y de competencia en que el precio surge de la relación oferta – demanda y, actualmente, los costos variables de generación térmica.

- Lo que se podría llamar un mercado de potencia, con precio regulado y mecanismos administrativos regulados que consideran condiciones previstas para determinar qué y cuánto vende cada Generador, y cuánto compra cada demanda.

Mientras que para la energía los precios, remuneraciones y pagos reflejan la realidad y la competencia (el despacho y el sistema), en el mercado de potencia los precios y asignación de cargos remuneraciones resultan de procedimientos administrativos. Es necesario en consecuencia establecer el objeto de este mercado de potencia para analizar luego la eficiencia de los criterios y metodologías implementadas.

Desde el punto de vista del cargo y remuneración de la potencia, las señales económicas son de largo plazo y tienen el objeto de:

- Promover la existencia de capacidad de generación instalada y disponible suficiente para la garantía de suministro de la demanda.
- Reflejar el costo asociado a la garantía de suministro, a través de precios que producen señales adecuadas a la inversión eficiente (en tiempo y características) para los requerimientos de generación y reserva.
- Dar mayor estabilidad a los ingresos del Generador, para facilitar las inversiones necesarias en generación, al independizar uno de sus ingresos (la potencia) de si resulta o no despachado en tiempo real, y así reducir el riesgo de ingreso al Mercado.
- “Obligar” a la demanda a pagar el “seguro de potencia firme” que comparten.

El marco regulatorio debe establecer en compatibilidad con estos objetivos lo siguiente:

- Cual es el servicio que se brinda y, en consecuencia, cual es el compromiso asociado.
- Cómo se determina con cuánta potencia debe contar anticipadamente cada demanda (cuánta potencia debe pagar cada Distribuidor y Consumidor No Regulado).
- Cómo se determina cuánta potencia tiene el “derecho” a vender cada Generador, (cálculo de la potencia firme). Para que cumpla el objetivo de remunerar la capacidad que la demanda necesita (la generación más eficiente que puede garantizar su suministro), la metodología debe reflejar la realidad del despacho, localización, mantenimientos e indisponibilidad forzada, y restricciones de desempeño mínimo (calidad con que se debe garantizar el abastecimiento).
- Cómo se determina el “precio de mercado” de la potencia. El objeto es que las remuneraciones a Generadores reflejen el valor de lo que aportan y los pagos de los consumidores reflejen los costos de la confiabilidad pretendida.
- Qué compensaciones corresponden si el Generador no cumple su compromiso o si la demanda requiere más demanda que la “comprada anticipadamente” como firme.

En resumen, los requisitos a cumplir son los siguientes:

Eficiencia en la remuneración y cargo por potencia:
<i>La metodología y criterios de asignación de la potencia firme deben reflejar el objetivo. En lo</i>

<i>que esté asociado a eficiencia de costo variable, debe reflejar la realidad del despacho económico y las características de la red y sus restricciones.</i>
<i>La metodología y criterios de asignación de la potencia firme deben promover calidad (tener en cuenta los criterios de desempeño mínimo) y lograr la confiabilidad pretendida</i>
<i>Simplicidad y Predictibilidad</i>
<i>Promover la inversión necesaria en tiempo</i>
<i>Establecer procedimientos de compensaciones ante incumplimientos</i>

2. Servicio y Compromiso de Potencia Firme:

Los objetivos a lograr con la Potencia Firme no sólo determinan el servicio que necesita brindar sino también son los que justifican de su pago por la demanda: Sin embargo, en el marco Reglamentario vigente no se establece con claridad cuál es el objetivo, y los principios generales del compromiso asociado y modo de asignarlo.

Todos los agentes y entidades del sector eléctrico presentaron su visión del objetivo y servicio asociado a la Potencia Firme que se puede resumir en lo siguiente:

- **Visión de Generadores:** Corresponde a un pago adecuado de la inversión para a través de ello garantizar el suministro de la demanda. El Generador hidroeléctrico agregó que el servicio corresponde a entregar la potencia durante un período específico (período de punta) pero no la obligación de entregarlo constantemente todas las horas del año.
- **Visión de los Distribuidores:** El cargo por potencia firme corresponde a un contrato global de toda la demanda con los Generadores, en que se le garantiza una confiabilidad, por la que la demanda paga. Debería proveer una reserva que pueda ser usada en cualquier momento, de ser requerida para el abastecimiento de la demanda, incluso para cubrir contingencias. Como resultado no tendría que haber faltantes para cubrir la demanda de sus clientes.
- **Visión del Comité:** Es un pago a los Generadores por un servicio que busca garantizar con una determinada probabilidad la confiabilidad del suministro.
- **Visión de la Superintendencia de Electricidad:** Es un servicio por el que la demanda paga y el Generador provee y cobra, para lograr un determinado nivel de confiabilidad en el suministro.

El utilizar un pago explícito de la capacidad de generación en un Mercado Mayorista, como es la potencia firme en el MEMB, es una herramienta regulatoria cuyo objeto es garantizar que exista potencia instalada y disponible suficiente para cubrir la demanda. Se establece para lograr una mayor seguridad de suministro que la que lograría el Mercado sin esta remuneración adicional a los Generadores. El objetivo básico es lograr confiabilidad a través de:

- Promover la inversión necesaria a tiempo;
- Promover calidad (cumplir con el desempeño mínimo y contar con la reserva necesaria para confiabilidad).

La demanda a través del cargo por potencia firme (o por demanda de punta) paga un seguro de confiabilidad en su abastecimiento. El Generador a cambio compromete su disponibilidad, o sea que su remuneración está relacionada con el compromiso de potencia firme disponible. Para que las señales sean económicas, el Generador debe compensar cuando incumple en el compromiso asociado al “seguro” que paga la demanda. En consecuencia, establecidos los objetivos y servicio asociado, su justificación requiere un régimen de compensaciones ante incumplimientos.

En lo que hace a la regulación e implementación, los requisitos de eficiencia que es conveniente que cumpla la remuneración de la potencia para lograr los objetivos buscados se pueden resumir en los siguientes:

- Establecer con claridad los objetivos buscados y servicios a aportar.
- Razonabilidad económica y técnica.
- Predictibilidad y simplicidad metodológica, para facilitar que el inversor nuevo y los Generadores existentes tomen decisiones correctas de inversión.

La eficiencia de una regulación y metodología de implementación se mide en sus resultados, o sea:

- si logra la garantía de suministro (o confiabilidad) pretendida;
- si se paga a la unidad que la provee y a la unidad que se necesita para lograr la confiabilidad pretendida;
- si produce la instalación de generación a tiempo y la reserva que necesita el sistema para su operación y la demanda para su seguridad.

3. El precio base de la potencia:

Cuando se utilizan metodologías de cálculo para establecer precios, cargos y remuneraciones (como ocurre en el mercado de potencia del MEMB) pueden surgir dificultades y/o inconsistencias en su implementación. La dificultad se encuentra en que la metodología administrativa necesita producir señales económicas adaptadas a la dinámica de los cambios en el mercado y el sistema, y requiere realizar predicciones o simplificaciones que pueden condicionar significativamente el resultado. Es fundamental entonces que, para producir señales económicas eficientes a la oferta y la demanda y que el consumidor reciba el servicio por el que paga, la reglamentación de la potencia y el procedimiento de detalle para su implementación se aproxime lo más posible a condiciones de competencia de mercado y a la realidad de la operación y estructura del sistema. De este modo se evita, o por lo menos minimiza, la posibilidad de distorsiones que no permitan que el mercado se adapte económicamente y logre un balance adecuado entre oferta y demanda en cada punto de entrega. Es fundamental también que la metodología produzca señales claras y objetivas, que permitan al inversor tomar sus decisiones prediciendo la remuneración que podrá lograr.

Algunos de los problemas que se presentan al implementar este tipo de regulación es la siguiente:

- El precio de la potencia: El precio de la potencia y, como consecuencia, el monto a pagar a cada Generador debe producir señales eficientes a la necesidad y localización de nueva generación. En particular, debe tener en cuenta que complementa el ingreso que reciben los Generadores por energía, y que en los ingresos por energía las máquinas no marginales logran cubrir por lo menos una parte de sus costos no variables. Ya sea el precio o la

cantidad de potencia requerida como firme, y por lo tanto remunerada, necesita reflejar la confiabilidad pretendida.

- El costo de la potencia para los consumidores: El monto total a pagar por los consumidores para evitar el riesgo de desabastecimiento queda definido por el precio de la potencia y la cantidad de potencia firme que resulta de la regulación. Es necesario que este costo no resulte mayor que el beneficio que produce el servicio que el consumidor obtiene por la potencia firme que paga, o sea que el costo de contar con menor garantía de suministro sea mayor que el costo que resulta de la potencia firme pagada y el riesgo asociado.
- La asignación de la potencia entre el parque de generación. Esto puede ser causa de conflictos si no quedan establecidos claramente los principios y objetivos asociados al pago de la potencia. En efecto, cuando existen excedentes de potencia instalada cada tipo de generación encontrará un motivo diferente, de acuerdo a sus características y las del sistema, que justifica su “derecho” a una porción de la potencia firme.

El Reglamento establece con detalle los costos a incluir en el cálculo del precio de la potencia. Con respecto a los valores establecidos en la metodología de cálculo del precio base de la potencia, el principio asociado es simular condiciones de inversión eficiente, adaptada a las necesidades y características del sistema. Sin embargo, en lo que hace a determinados costos de inversión y administración, es necesario poder diferenciar si la unidad de punta adaptada a las necesidades del sistema se ubica en una central nueva y es la única unidad en dicha central, o si se agrega a una central ya existente.

No es simple definir la tasa más adecuada, ya que el riesgo involucrado en cada actividad eléctrica depende también de condiciones externas al Mercado Eléctrico Mayorista. En particular, es necesario evaluar el nivel de competencia en el Mercado al finalizar el período de exclusión y la incorporación de nuevos agentes.

• Precio de la potencia representativo de costos fijos de inversión y tasa razonable para el riesgo del negocio	<i>Máquina de punta representativa del MEMB</i> <i>Parámetros razonables</i> <i>La tasa debería ser mayor que la de Transporte, por mayor riesgo</i>
---	---

Otra componente incluida en el cálculo del precio de la potencia y que es necesario analizar es la indisponibilidad teórica. En efecto, el objeto de incluir este porcentaje es que la remuneración que recibe un Generador por cada MW incluya un adicional por la indisponibilidad prevista. Esta remuneración adicional permite cubrir el costo de inversión de una unidad de punta aún cuando su potencia firme asignada sea menor que la potencia efectiva (descuento por indisponibilidad). De acuerdo a este concepto, la indisponibilidad teórica necesita reflejar la indisponibilidad total media prevista para la unidad marginal. Una opción es considerar la indisponibilidad media prevista para la generación térmica, o la indisponibilidad media de unidades similares.

La recomendación se puede resumir en lo siguiente:

Cálculo del precio de la potencia: <i>Utilizar como indisponibilidad teórica la media prevista para el parque de generación.</i>

<i>Analizar la tasa de descuento, teniendo en cuenta el riesgo del negocio de generación.</i>
<i>Calcular precios mensuales que incentiven ubicar la demanda de punta en los meses de menor requerimiento (precios varían en función de la relación requerimiento de demanda de punta mes – potencia firme).</i>

4. Asignación del Cargo y precio de la potencia para la demanda:

Teniendo en cuenta que la potencia firme está asociada al servicio de garantía de suministro, es un beneficio que comparte toda la demanda. Es necesario que el pago que se asigne a la demanda en este concepto sea eficiente, o sea que mida el beneficio que produce.

La metodología implementada en el MEMB lleva a que el “beneficio para la demanda” se mida sólo por el uso en una hora del año (la de máxima demanda coincidente en el SIN). Esto corresponde a considerar que el pago por el uso de potencia firme debe reflejar la necesidad registrada en “una foto” (la demanda de una hora en el año) en vez del uso continuo de la potencia a lo largo del año. Esto incentiva distorsiones y no es eficiente, ya que permite usar la capacidad de generación sin pagar por ello (“free riding” de capacidad de generación). Como ejemplo extremo, una demanda que consuma todo el año una determinada potencia en la punta salvo en el período de máxima del SIN lograría evitar pagar por un producto que requiere y usa (potencia firme para su garantía de abastecimiento). En el otro extremo, se encontraría una demanda que no consume la mayor parte del año pero sí lo hace en el período de máxima demanda anual del SIN, por lo que deberá pagar por 12 meses por un servicio que sólo utiliza algunos meses.

Esto permitirá una asignación más justa del costo del seguro de potencia firme. Sin embargo, es necesario mantener la señal de eficiencia que promueva, de ser posible, a consumir fuera de los meses de mayor demanda. Para ello, se propone que el precio de la potencia sea mensual, como se indica a continuación.

Uno de los desafíos de un Mercado con los criterios para la remuneración y pago de la potencia del MEMB es lograr que el cargo y remuneración de la potencia refleje y se asemeje a las condiciones de Mercado.

En un Mercado eficiente el precio se incrementa cuando hay escasez de oferta y disminuye cuando hay exceso. Esto no sucede con el precio de la potencia en el MEMB ya que es un precio regulado que se basa en el costo de una determinada tecnología y costos de inversión, y resulta independiente de la relación potencia instalada disponible - requerimiento de la demanda, incluyendo reserva (calidad). El precio busca medir el pago adicional requerido para cubrir costos eficientes de inversión en generación de punta, en particular de una unidad marginal.

En un mercado desregulado, cuando la oferta se incrementa más que la demanda la competencia aumenta y el precio baja, produciendo una señal que incentiva incrementar la demanda y/o no incrementar la oferta, que tiende a que el mercado logre su cierre económico y equilibrio. Lo mismo ocurre cuando la demanda se incrementa más que la oferta, en que la escasez lleva a que el precio suba, y mantenga el equilibrio económico promoviendo el desarrollo adaptado del Mercado. Sin embargo, el mercado de potencia en el MEMB no es un mercado desregulado. Es por ello que es importante que sea compatible con las señales que produce el mercado desregulado (el Mercado Spot de la energía) para que la señal económica final que recibe el Generador (ingresos por energía más ingresos por potencia) no se distorsione.

5. Precio de la Potencia para Generadores:

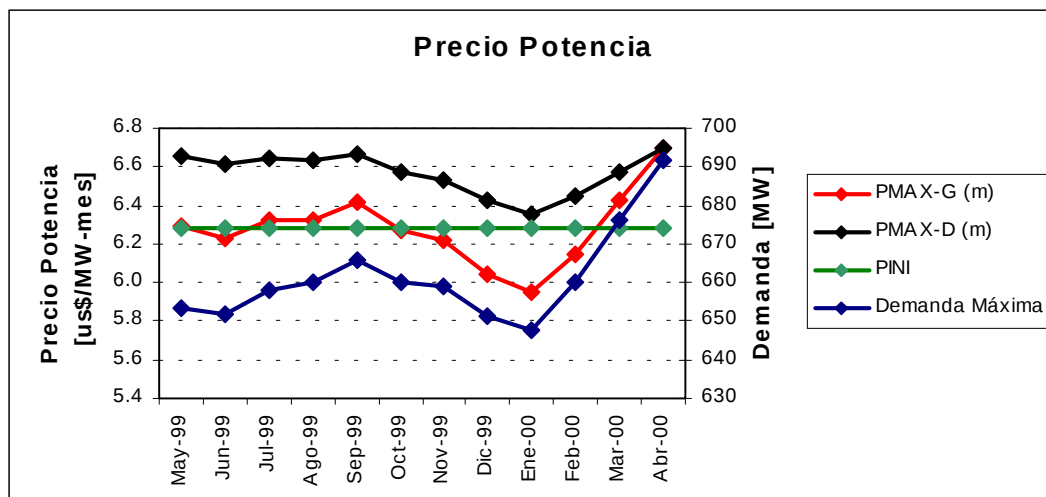
Como consecuencia de establecer una precio mensual de la potencia para la demanda, si bien el monto anual recaudado es el mismo, resultan montos recaudados mensuales variables. En consecuencia resulta también un precio mensual de la potencia:

- Se calcula el Máximo Mensual de la Potencia para Generadores (PMA X-G) multiplicando el precio básico inicial por el factor de corrección de la potencia y por FDM(m) de cada mes.

$$\text{PMA X-G} = \text{PINI} * \text{FC(m)} * \text{FDM(m)}$$

Cada mes, el Generador cobra su potencia firme al precio del mes para generadores (PMA X-G) y el Distribuidor y Consumidor No Regulado paga su demanda por la participación prevista en la demanda máxima del mes al precio para demandas (PMA X-D) de dicho mes. En consecuencia, 1 MW disponible o indisponible tendrá un valor distinto de acuerdo al mes (será más caro cuanto mayor sea el requerimiento de dicho mes). Del mismo modo, 1 MW de demanda máxima tendrá distinto costo de acuerdo al mes (mayor cuanto más se aproxime a la demanda máxima del año).

A modo de ejemplo en la siguiente figura se muestra la evolución en el tiempo de los precios antes indicados considerando la demanda del ejemplo previamente citado.



PRECIO DE LA POTENCIA

Precio Básico mensual (*) 6.276 US\$/KW-mes
(*) Asumiendo un Factor de no disponibilidad teórica del 10%

Tasa de Descuento - anual 10%
Tasa de Descuento - mensual 0.80%

DEMANDA

Demanda Máxima Anual 691.9 MW

Mes	May-99	Jun-99	Jul-99	Ago-99	Sep-99	Oct-99	Nov-99	Dic-99	Ene-00	Feb-00	Mar-00	Abr-00
Demanda Máxima [MW]	653.2	651.9	658.2	659.8	666.0	660.2	658.8	651.2	647.5	660.0	676.2	691.9
Demanda Vegetativa [MW]	643.6	646.6	649.7	652.8	656.0	659.1	662.2	665.4	668.6	671.8	675.0	678.2

FACTORES

FDM (m)	0.944	0.942	0.951	0.954	0.963	0.954	0.952	0.941	0.936	0.954	0.977	1.000
FDV (m)	1.015	1.008	1.013	1.011	1.015	1.002	0.995	0.979	0.968	0.983	1.002	1.020

FDM(m)*FDV(m)	0.958	0.950	0.964	0.964	0.977	0.956	0.947	0.921	0.906	0.937	0.979	1.020
---------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

VF{td,FD*FP} 12.00

VF{td,1.0} 12.54

(*) VF = Valor Final

FC(m)	1.061	1.054	1.059	1.057	1.061	1.047	1.040	1.023	1.012	1.027	1.047	1.067
-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

PRECIOS

PMAX-D [us\$/MW-mes]	6.660	6.615	6.647	6.632	6.662	6.573	6.527	6.422	6.354	6.447	6.574	6.694
PMAX-G [us\$/MW-mes]	6.287	6.232	6.323	6.324	6.412	6.271	6.215	6.044	5.946	6.150	6.425	6.694

Con una metodología similar a la vigente, cada seis meses se pueden realizar las reliquidaciones de potencia firme ajustando, al mismo tiempo, el precio básico mensual de la potencia si correspondiese.

6. Procedimiento de Cálculo de la Potencia Firme:

Una parte importante de los ingresos netos de los Generadores depende exclusivamente de las hipótesis y metodologías implementadas para el cálculo de la potencia firme. Hay que tener en cuenta que no es posible que este mecanismo sea perfecto ya que siempre incluirá simplificaciones que afectarán más a unas máquinas o centrales que a otras, o más en determinadas condiciones de oferta - demanda que en otras. En consecuencia, la eficiencia de este mecanismo regulatorio se mide en la claridad de las señales que produce y su predictibilidad, y en los resultados que evidencia la evolución de la oferta y la demanda en el Mercado. .

Cuando se analiza el procedimiento para el pago de la potencia, se debe prestar especial atención a los siguientes temas críticos.

- Que el procedimiento se base en principios técnicos y económicos.
- Que el mecanismo empleado sea transparente, objetivo y predecible para que produzca señales claras, con la necesaria anticipación.
- Que el procedimiento tenga en cuenta las características y localización del parque de generación. Dado la necesidad de cubrir demanda de punta, el procedimiento debe tener en cuenta para las centrales hidroeléctricas sus posibilidades de empuntamiento y para las máquinas térmicas su garantía de disponibilidad.
- Que el resultado económico del cargo y remuneración de la potencia no distorsione el desarrollo eficiente del Mercado, tales como la sobre o sub instalación de generación, o plantas “inadecuadas” por su localización y/o características;

- Que la señal económica final que reciben los agentes (ingreso neto) permita alcanzar niveles de reserva y disponibilidad que garanticen el cubrimiento de la demanda con la confiabilidad deseada.

Con respecto a los objetivos de la remuneración de la potencia, la metodología empleada en el MEMB tiene sus propias ventajas y problemas:

Ventajas	Desventajas:
• La remuneración está desconectada (es independiente) de la generación de energía	• La asignación de potencia firme no refleja necesidades del despacho y, por lo tanto, del abastecimiento eficiente de la demanda.
• La demanda está obligada a pagar por la garantía de suministro	• La “obligación” de pagar de la demanda no refleja en todos los casos sus necesidades de uso de potencia para la garantía de suministro.
• Precio refleja costo de inversión de una unidad de punta	• El precio de la potencia refleja un riesgo del negocio similar a la actividad de transmisión, a pesar de ser un negocio de competencia sin renta garantizada.

La evaluación final de un cargo por potencia se debe realizar en función de los resultados de inversión y de demanda de punta que se observan. Esto no es posible en el caso del MEMB ya que, como se indicó en el análisis de la evolución de la oferta y la demanda, es difícil diferenciar los resultados provocados por las condiciones de exclusividad de la generación y crecimiento mayor de demanda en determinadas regiones por desarrollo de la economía, de las consecuencias de la actual regulación para el mercado de potencia.

De acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Operación (Artículo 54):

“Se define como potencia firme de una Unidad Generadora a la potencia con que resulta requerida en el despacho económico para cubrir la demanda de punta anual prevista, para una condición de año seco en las Centrales hidroeléctricas y una determinada disponibilidad del conjunto de Centrales termoeléctricas, de acuerdo a lo establecido en el presente Reglamento.”

Esto establece el principio que la potencia firme se relaciona con el despacho económico, con el objetivo de mantener la consistencia entre las señales que provienen del Mercado Spot de energía y mercado de potencia, y de la disponibilidad (de agua para las centrales hidroeléctricas y técnica para las térmicas) con el objetivo de brindar el servicio de garantía de suministro. Para brindar este servicio, también es necesario tener en cuenta las características de la red y los requisitos de desempeño mínimo. Específicamente, el Reglamento de Operación, en su Artículo 55, establece el tipo de modelos a utilizar y reitera el principio que debe corresponder a la “optimización del abastecimiento del sistema”, de lo que resulta que debe incluir las restricciones que afectan el despacho y que se consideran prioritarias en su optimización.

“Al realizar la programación de mediano plazo del período que comienza en mayo, con los modelos de optimización y programación que definen la ubicación óptima de la energía hidráulica, el CNDC determinará la serie de energía hidráulica total generada para el período mayo - abril inclusive, correspondiente a la serie hidrológica considerada. Calculará la distribución de esta serie y determinará la energía que corresponda a la probabilidad de excedencia definida como condición de año seco. Con esta energía **determinará el despacho de carga para el período indicado, considerando la optimización del abastecimiento del sistema para la condición de oferta hidráulica de año seco.**”

El despacho óptimo incluye las restricciones de calidad y seguridad (desempeño mínimo y seguridad de área) y debe tener en cuenta las pérdidas del sistema. En principio, también tendrían que tener en cuenta las restricciones del sistema asociadas a desempeño mínimo y capacidad de Transmisión. En particular, se necesita clarificar cómo se tiene en cuenta los requerimientos de reserva.

En la asignación de la potencia firme térmica, salvo para probabilidad de excedencia superior al 98%, existe una simplificación entre el procedimiento administrativo regulado y el despacho económico al reducir o incrementar la potencia de cada unidad en función de suponer distintas probabilidades para el conjunto en función de la cantidad de excedentes o faltantes de potencia.

El Reglamento de Operación establece el principio que las programaciones se deben realizar con el despacho económico teniendo en cuenta los requerimientos de desempeño mínimo. En particular el Artículo 31 indica en lo referido a la programación de mediano plazo:

“Para ello, el CNDC utilizará los antecedentes definidos de acuerdo al artículo 30 del presente Reglamento y los modelos de largo y mediano plazo de optimización y simulación de la operación, que definen la ubicación económica de las cantidades semanales disponibles de energía hidráulica y el despacho hidrotérmico del Mercado, teniendo en cuenta la red de transporte y las restricciones que genera el nivel de desempeño mínimo establecido.”

Como se observa, un requisito del modelo de mediano plazo, que es el que define la optimización del agua y por lo tanto el mismo con que se debe realizar el cálculo de potencia firme, es realizar el despacho hidrotérmico teniendo en cuenta las restricciones que surgen de la red y de las condiciones de desempeño mínimo (incluyendo seguridad de área).

Existe de este modo un divorcio entre la realidad y su despacho, y la metodología de cálculo de la potencia firme.

Se estima que las herramientas de software que disponía el CNDC hacían dificultoso el cálculo de la potencia firme incorporando el detalle de las restricciones vigentes en el sistema. Sin embargo, con el nuevo modelo adquirido por el CNDC es posible realizar los cálculos de potencia firme que reflejen las mismas condiciones y restricciones que las que afectan el despacho diario, y como consecuencia calcular con un despacho previsto cual es la potencia que puede garantizar la firmeza de suministro a la demanda.

Se observa en el Reglamento de Operación un exceso de detalle en la metodología que quita flexibilidad a su implementación (posibles mejoras metodológicas que logren el objetivo buscado), en vez de establecer con claridad los principios y criterios en que se debe basar su implementación. En particular se observan problemas de orden en el contenido de los Artículos 56 y 57, que interactúan y como hoy están escritos dificultan la comprensión.

La metodología actual es de cálculo complejo, y consiste más en el procesamiento de datos que en lograr eficiencia en las señales económicas. Los ajustes propuestos buscan establecer con claridad

los principios y objetivos, para evitar futuros conflictos de interpretación y que el servicio que se brinde a través del pago de la potencia firme sea beneficioso tanto para el Generador eficiente como para el consumidor final.

El desarrollo de un sistema como el de Bolivia requiere incorporar unidades de mayor módulo, y esto no debe ser penalizado en la asignación de potencia firme si estas unidades son “eficientes” en su disponibilidad. El hecho que este mayor módulo pueda incrementar las necesidades de reserva debe ser considerado en el tratamiento de la reserva para confiabilidad.

Para lograr el objetivo de confiabilidad pretendido, se recomienda separar la potencia firme en dos componentes :

- Servicio de potencia firme para el despacho: Corresponde al requisito de potencia firme para generar y cubrir la demanda con un despacho económico. El servicio está asociado a disponibilidad comprometida y eficiencia en costos variables. Se cuantifica con el requerimiento de generación para cubrir la demanda máxima. Se asigna simulando las condiciones de despacho, incluyendo las restricciones que afectan en la realidad dicho despacho.
- Servicio de potencia firme para reserva: Corresponde al requisito de potencia firme para reserva por confiabilidad. Está asociado a disponibilidad, localización, capacidad y tiempos de respuesta. Se cuantifica (global y local) mediante estudios y modelos de confiabilidad y criterios de desempeño mínimo. Se asigna entre las unidades que pueden proveer esta reserva (características técnicas, localización, etc.).

Teniendo en claro que el servicio de confiabilidad requiere disponibilidad, la oferta de potencia firme está dada por la capacidad de generación garantiza poder brindar el servicio:

- Generación térmica: Capacidad efectiva y su disponibilidad
- Generación hidroeléctrica: Capacidad instalada, disponibilidad e hidraulicidad seca

En lo que hace a disponibilidad, se puede relacionar el servicio con la disponibilidad prestada (histórica registrada) o la disponibilidad ofertada como compromiso.

- Opción 1: Indisponibilidad total histórica registrada y compensaciones ante incumplimientos.
 - Opción 2: Indisponibilidad comprometida por el Generador con compensaciones y penalidades ante incumplimientos
- ***Se recomienda utilizar metodologías de asignación simples y predecible, que modelen y refleje las necesidades de cada servicio, para asignarlos con eficiencia económica y técnica el servicio***

7. Potencia Firme para el Despacho:

Por el tipo de servicio, se necesita asignar de acuerdo a su eficiencia para proveerlo, que está dada por el conjunto costo variable y disponibilidad. En la hidroeléctrica se incluye la disponibilidad hidráulica, a través de simular condiciones secas.

Si la oferta de potencia firme es mayor que la potencia firme para el despacho, o sea de existir excedentes, se desplaza las unidades por eficiencia de la generación ofertada para el despacho, o sea el despacho económico con restricciones.

En este marco, se debe eliminar la metodología probabilística actual de potencia firme térmica. La metodología utilizada actualmente no puede reflejar adecuadamente los requisitos de confiabilidad ya que no representa la red, una componente fundamental para evaluar la confiabilidad ni la relación generación - demanda. En vista de ello y que introduce una complejidad innecesaria en lo que hace a producir señales económicas a decisiones de inversiones en generación, se recomienda no utilizarlo para la asignación de potencia firme para el despacho sino utilizar la confiabilidad de la máquina, que está dada por su disponibilidad registrada o prevista.

La propuesta se resume a continuación:

- La potencia firme para el despacho en el MEMB es la que garantiza el cubrimiento de la máxima demanda con un despacho económico de la oferta disponible. El despacho hidrotérmico ubica, en la medida que sea posible, la energía hidráulica en la punta reemplazando la generación térmica más cara y cubre la demanda restante con la oferta térmica disponible de acuerdo con sus costos de producción ofertados. Deben incluirse las restricciones y criterios de desempeño mínimo que afectan el despacho y la operación del sistema.
- Se simulan los doce meses (período mayo a abril) y se toma el máximo requerimiento de esos doce meses para determinar la potencia total a remunerar.
- La potencia firme se calcula con los modelos de despacho que se utilizan en la programación y la operación del MEMB, y que reflejan las características del sistema y sus restricciones, incentivando la ubicación de potencia donde las restricciones y el desempeño mínimo la requieren. Para la generación térmica se utiliza como costo variable para el despacho y asignación de potencia firme el costo promedio registrado en los 12 meses previos. Para cada unidad térmica o central hidroeléctrica se descuenta de su oferta la indisponibilidad media registrada.

En lo que hace a los factores de nodo de la potencia, que afectan la remuneración y precios de la potencia en cada nodo, el tema se trata en el Informe que analiza la regulación del Transporte y propone mejoras.

Cálculo de la potencia firme para el despacho :
<i>Utilizar modelos de programación y despacho</i>
<i>Incluir las restricciones de la red y los requisitos de desempeño mínimo</i>
<i>Asignar primero por eficiencia del servicio (disponibilidad prevista) teniendo en cuenta para las centrales hidroeléctricas hidrología seca y disponibilidad, y para unidades térmicas disponibilidad media. Eliminar metodología de "firme térmica".</i>
<i>De existir excedentes ante la probabilidad límite, desplazar por eficiencia en la generación, de acuerdo al despacho económico con calidad definida por desempeño mínimo</i>

8. Servicio de potencia firme para reserva:

La reserva en un sistema eléctrico es un requerimiento que surge de consideraciones técnico - económicas, relacionadas con mantener la operabilidad del sistema con una razonable calidad del servicio, o sea la confiabilidad pretendida teniendo en cuenta también la disposición a pagar de los consumidores. Considerando el aleatorio de demanda, los requerimientos regulados de potencia firme se basan en condiciones desfavorables, tales como año seco, indisponibilidad de generación y requerimientos de desempeño mínimo.

Sin embargo, el aleatorio de demanda también puede hacer necesario contar con reserva global determinada, por ejemplo, como un porcentaje de la demanda máxima prevista para cada mes. Dicho porcentaje se puede determinar a partir de los criterios de desempeño mínimo y en función de la confiabilidad y seguridad de suministro pretendida.

Por otra parte, las características de la red de transmisión, en especial en sistemas radiales, puede hacer necesario que exista no sólo una reserva global del sistema en su conjunto (pagada en la potencia firme con el precio de la potencia o con reserva global adicional) sino también reservas locales para una contingencia (pérdida del vínculo de transmisión o falta de una unidad generadora local estando el vínculo de transmisión saturado). En áreas con restricciones en que parte de la demanda no se puede cubrir con generación de otra región, se requiere una potencia firme en reserva local a asignar entre las máquinas del área.

El sistema de transmisión del MEMB presenta las características indicadas, lo que se refleja en restricciones al despacho y la operación por criterios de seguridad de área. En determinadas regiones, implícitamente dichos criterios de desempeño mínimo están identificando una necesidad de reserva local.

Junto con el cálculo de potencia firme y para lograr el objetivo de confiabilidad, es necesario contra con estudios de confiabilidad y los correspondientes criterios de desempeño mínimo para la confiabilidad pretendida. De este estudio, que incluye en el análisis de la red con su confiabilidad y restricciones, la demanda y las unidades generadoras y su confiabilidad (disponibilidad) resulta la necesidad de potencia firme en reserva (global y local). Posibles criterios a utilizar son los siguientes:

- Para la reserva global, el aleatorio de demanda (a pagar por Distribuidores y Consumidores No Regulados) y/o requerimientos de reserva adicional por las unidades generadoras de mayor módulo (a pagar por los correspondientes Generadores),
- Para la reserva local, la potencia local requerida para una contingencia “n-1” por la probabilidad de la indisponibilidad (generación y transmisión) que requieren dicha reserva.

Uno de los servicios de reserva requerido para confiabilidad (la reserva rodante) sólo puede ser provisto en la operación por unidades que estén generando y cuenten con el equipamiento técnico para ello. Por consistencia, se considera que dicha reserva debería ser asignada junto con la Potencia Firme para el despacho.

⇒ **Potencia Firme para el Despacho: Incluir porcentaje de reserva rodante requerida en la asignación de potencia o en el precio**

En consecuencia el servicio de Potencia Firme para reserva incluye las reservas para contingencias. Se asigna entre aquella potencia firme ofertada (de acuerdo a los criterios de disponibilidad) que no

haya sido asignada al servicio de potencia firme para el despacho. El servicio consiste en estar disponible de ser requerida ante una contingencia u otro tipo de imprevisto o indisponibilidad.

De los estudios y la confiabilidad pretendida, o sea según lo requiera el desempeño mínimo, se determina tipos de reservas requeridas, su cuantificación y localización:

- Reservas Locales;
- Reservas Globales (por ejemplo reserva fría)

En cuanto a la metodología de asignación de la oferta disponible en cada localización o global, según corresponda, existen dos opciones:

- Opción 1: Dentro de la localización, por licitación con ofertas de reserva (semestral, mensual o semanal). Se requiere una cantidad de reserva y el precio a pagar resulta de la licitación, estableciendo como techo a las ofertas el precio de la potencia firme para Generadores.
- Opción 2: Dentro de la localización, se toma la potencia firme ofertada no asignada como Potencia Firme para el despacho, y se la asigna por orden de costo variables crecientes. El precio en este caso resulta de la regulación, de acuerdo al tipo de reserva requerida.

9. Mercado de Eficiencia Energética:

Es posible establecer un Mercado de Eficiencia Energética a través de servicios de reserva energética, mediante una licitación de existir condiciones de competencia.

Esta reserva puede proveer de dos fuentes:

- Los Generadores, la potencia excedente que no ha sido asignada como potencia firme para el despacho ni potencia firme para reserva por contingencias.
- La demanda flexible, que puede reducir voluntariamente su consumo en la punta.

Se recomienda analizar, de existir demanda industrial o comercial flexible y/o con autogeneración propia, la posibilidad de que participen en el Mercado de Eficiencia Energética a través de ofertar reducir su demanda ante faltantes. Se deben reglamentar para este tipo de ofertas los requisitos mínimos a cumplir por la demanda, el modo en que se audita el compromiso, las compensaciones que debería pagar y las penalidades ante incumplimientos. Los beneficios que se presentarían son:

- Diversificar los oferentes de reserva y crear condiciones de competencia en este servicio.
- Promover gestión de demanda y mejorar el factor de carga del SIN.

Con los resultados de requerimiento de reserva energética, el CNDC llamaría a ofertas de reserva, en la que pueden participar tanto los Generadores con su potencia que no ha sido asignada como firme como la demanda que cumple los requisitos necesarios (es capaz de reducir la energía que toma de la red en la punta dentro de un plazo establecido y es posible verificar su cumplimiento). Para la reserva local, sólo pueden participar los Generadores y la demanda ubicada en la región.

La oferta deberá indicar:

- Potencia ofertada como reserva, identificando la unidad si es un Generador y la carga si es una demanda. En el caso de un Generador, no se podrá ofertar potencia asignada como Potencia Firme, ya que la misma ya esta reservada a otro servicio del MEMB para la confiabilidad. En el caso de demanda, sólo se podrá ofertar carga industrial y comercial (no se puede afectar el suministro de consumidores residenciales).
- Pago por MW de reserva mes, a pagar independientemente que sea o no convocada. No se podrá requerir un pago superior al precio de la potencia
- Pago por MWh generado o no consumido, según corresponda a un Generador o a demanda, a pagar sólo cuando es convocado.

La Superintendencia de Electricidad podrá establecer un tope (monto por MW mes) máximo a pagar, en base al beneficio que dicha reserva aportaría al área, garantizando de este modo que el servicio sólo se asigne si su costo no es mayor que el beneficio que produce a los consumidores del área. En el caso de presentarse un único oferente Generador, se aplicaría un tope regulado al precio de la energía (por cada MWh que genere) y la potencia.

Con el objeto de incentivar nueva inversión y competencia a nivel de región y para tener en cuenta la posibilidad de cambios en las necesidades de reserva local, los acuerdos de reserva local (resultantes de la licitación o del acuerdo regulado con el Generador de no existir competencia) se realizarían por períodos de doce meses.

10. Requerimiento y uso de reserva:

En consistencia con lo indicado sobre prioridad de cumplir y programar los requisitos de desempeño mínimo y la necesidad de reserva local, es necesario evaluar quienes son los que se benefician de dicha reserva y, por lo tanto, deben pagar por ella.

La programación de mantenimientos que realice el CNDC debe establecer como prioridad mantener las condiciones de desempeño mínimo del sistema. En consecuencia, el CNDC no puede considerar un mantenimiento como programado si el mismo llevase a restricciones en el suministro. Es necesario clarificar la Norma Operativa: “Coordinación de mantenimientos”. La misma establece en el punto Disposiciones Generales:

“La unidad Operativa del CNDC está encargada de coordinar los planes y programas de mantenimiento. Esta coordinación consiste en compatibilizar los programas de mantenimiento individuales, manteniendo las condiciones mínimas de desempeño del SIN y normas de calidad del suministro.”

Sin embargo, en el resto de la norma no se guarda consistencia con este principio ya que se establece que el CNDC, en la coordinación de los mantenimientos, sólo deberá *procurar* que no existan restricciones, y dependerá de la voluntad de los agentes el lograrlo.

De acuerdo a los principios establecidos en el marco legal y reglamentario, la programación de un mantenimiento que produce restricciones debería ser desplazado por el CNDC a un período posterior en que no afecte el suministro. En caso de ser imprescindible o existir necesidades técnicas que lo justifiquen, el agente podrá requerir la salida pero la misma no debe ser considerada como mantenimiento programado sino como mantenimiento obligado o forzado. En este caso, la indisponibilidad resulta contabilizada como forzada. Esto afectará la potencia firme de la máquina, reflejando que la máquina no cuenta con respaldo suficiente para su “firmeza”.

En el caso de un área importadora cuya demanda supere la capacidad de importación por los vínculos de Transmisión, en los mantenimientos programados de la generación local el CNDC debe

tener en cuenta que la disponibilidad de las máquinas restantes sea suficiente para que no se presenten restricciones en el suministro a la demanda prevista. En consecuencia, en un área importadora, con una demanda mayor que la capacidad de importar energía por la red, el mantenimiento de una unidad sólo será posible si la generación local restante es suficiente para cubrir el abastecimiento. En este caso, si el área se le asigna una reserva local por desempeño mínimo, el Generador pasaría a ser un usuario de dicha reserva cada vez que resulte requerida para sus mantenimientos.

Los usuarios de la reserva local son los siguientes:

- **La demanda local**, para cubrir la posible indisponibilidad forzada de generación del área, que pondría en riesgo su abastecimiento. Debe pagar un cargo por ello.
- Cada máquina del área cuya salida en mantenimiento llevaría a restricciones en el suministro de no existir esta reserva, y que por lo tanto necesita usar esta reserva para realizar sus mantenimientos.

El pago de la reserva (global o local) se asignaría entre sus usuarios, en función a su necesidad de reserva.

11. Condiciones particulares:

Existen condiciones particulares que han sido resueltas en las Normas Operativas del CNDC. Uno de ellos es el tratamiento de las unidades que ingresan al MEMB con posterioridad a los meses regulados como período de punta: mayo a octubre. Esto está asociado nuevamente con el objetivo relacionado con la Potencia Firme, la garantía de suministro.

Cuando el pago de la potencia se establece exclusivamente para un período, como ocurre en el MEMB, suele promover cambios en el comportamiento del mercado. Por el lado de la demanda, se puede producir desplazamiento del consumo y esto debe ser tenido en cuenta para no provocar distorsiones en el cargo y remuneración de la potencia. Por parte de la generación, puede producir desplazamiento de mantenimientos así como distorsiones en la fecha de ingreso de generación nueva. Es necesario clarificar el principio asociado para determinar la eficiencia de las metodologías empleadas y la necesidad de mejoras.

El principio es garantizar cubrir la demanda durante el período de mayor requerimiento. Si dicho requerimiento se desplazara de los meses reglamentados (mayo a octubre), sería necesario modificar dicho período. Sin embargo, teniendo en cuenta la dinámica de la demanda, se recomienda, como ya se indicó, tomar un período de 12 meses para determinar el máximo requerimiento de demanda. Esto garantiza que la regulación se pueda mantener en el tiempo y que tiene la flexibilidad suficiente para adaptarse a los cambios que registre la demanda en su evolución, particularmente en respuesta a las señales económicas del Mercado.

Si bien es claro que la metodología de implementación actual incluye incentivos a que la generación nueva ingrese en el período mayo a octubre, es difícil identificar hasta donde ello retrasa el ingreso de generación nueva que hubiera sido necesaria. El caso especial en que ello quedaría demostrado es que el MEMB se encontrara en condición de escasez y que el ingreso de generación nueva, que podría solucionarlo, no tiene incentivos a ingresar antes del mes de mayo. Sin embargo, con los ajustes propuestos más adelante de agregar señales de corto plazo ante la escasez, debería ser incentivo suficiente para adelantar el ingreso, de ser posible, aunque ello no se vea beneficiado en su remuneración por Potencia Firme.

V. CONCLUSIONES

El objetivo de los precios de nodo es determinar precios estabilizados que reflejen condiciones de eficiencia, para trasladar dichos precios a las tarifas de los clientes de distribución y así a su vez estabilizar las tarifas (independizarlas de la posible volatilidad Spot).

Los requisitos a cumplir para alcanzar este objetivo son los siguientes:

- Representar de la mejor manera posible las incertidumbres en el período a estabilizar así como los desvíos probables.
- Representar los aleatorios que afectan el precio de la energía: hidrología, precios de combustibles, disponibilidad, demanda.
- Simular los escenarios para analizar el impacto de los aleatorios en el precio de la energía.

Cada variable sujeta a aleatorios puede producir desvíos en la previsión de precios. Como los precios previstos en la programación de mediano plazo son utilizados en el MEMB con fines comerciales y como el precio estabilizado se traslada a las tarifas reguladas de consumidores, los desvíos que surjan entre la programación y la realidad no pueden tener una diferencia sistemática que afecte el desarrollo del Mercado o que lleve a que el consumidor no pague el costo razonable de su abastecimiento.

La implementación de la regulación de un Mercado Eléctrico Mayorista requiere introducir a los procedimientos y criterios establecidos en el marco legal y reglamentario las realidades del sistema eléctrico y sus restricciones, la realidad de la demanda y su elasticidad, la calidad de servicio deseada como criterio de desempeño mínimo y las condiciones de diversidad y competencia en el Mercado. Lo técnico y lo económico se deben complementar para lograr que los precios y tarifas sean eficientes y que, como consecuencia, también lo sean las decisiones de los agentes, la inversión en instalaciones nuevas y en mantenimiento, y el desarrollo del sistema y el mercado. En consecuencia, las metodologías de cálculo y los modelos que se empleen deben tener en cuenta y representar correctamente:

- la realidad eléctrica, mediante la consideración de las pérdidas y las restricciones a la operación que resultan de criterios técnicos;
- la realidad comercial, considerando las ofertas medidas en disponibilidad y precios y el costo de no abastecer;
- la realidad regulatoria, a través de los requerimientos de calidad y seguridad que surgen de los criterios de desempeño mínimo, y los procedimientos establecidos.

En teoría, cuanto mejor se representen estas realidades, más eficientes serán los precios y el mercado. Sin embargo, es necesario recalcar que la eficiencia del mercado se mide también en su predictibilidad. Procedimientos de cálculo excesivamente complejos pueden llevar a que los inversores y/o agentes se equivoquen en sus previsiones de ingresos a lograr en el Mercado y, como consecuencia, se equivoquen en sus decisiones de inversión (en nuevo equipamiento y en operación y mantenimiento). Es necesario mantener un equilibrio entre simplicidad y transparencia por un lado, y el nivel de detalle a incorporar a las metodologías y modelos de cálculo de precios por el otro.

BIBLIOGRAFIA

- Ley de Electricidad y sus Reglamentos.
- Estadísticas de la Operación del Mercado Eléctrico. (Fuente CNDC)
- Informes de Programación de la Operación y Despacho de Carga. (Fuente CNDC)
- Estudio de Consultoría “Evaluación del Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista Boliviano”, efectuado por la firma Mercados Energéticos S.A.

NELSON CABALLERO VARGAS

I. FORMACION ACADEMICA

- Ingeniero Electricista - México D.F.
- Master of Science in Electrical Power Engineering. - Gran Bretaña

II. CARGOS ACTUALES

- Jefe de Area II - Dirección del Mercado Eléctrico Mayorista Superintendencia de Electricidad.
- Presidente - Comité Nacional de Despacho de Carga.

III. CARGOS ANTERIORES: (Experiencia laboral: 11.5 años en sector eléctrico).

- Jefe de Proyectos de Redes Eléctricas: S/E Carrasco, S/E Valle Hermoso y otros: Empresa Nacional de Electricidad S.A.M.
- Especialista en Sistemas de Control y Protección de Redes Eléctricas: Empresa Nacional de Electricidad S.A.M.
- Jefe de Producción: Fábrica de Transformadores y equipos eléctricos (FATRA S.A.)

JOSE SALAZAR TRIGO

I. FORMACION ACADEMICA

- Ingeniero Electricista - Universidad Mayor de San Andrés
La Paz, Bolivia.
- Magister en Control Automático - República de Chile.

II. CARGOS ACTUALES

- Director - Mercado Eléctrico Mayorista
Superintendencia de Electricidad.

III. CARGOS ANTERIORES:

- Superintendente de Producción: Bolivian Power Co.