

Acta Octava Sesión de Trabajo Reglamento Servicios Complementarios

Miércoles 2 de agosto de 2017

1. Antecedentes Generales:

Fecha:	Miércoles 2 de agosto de 2017
Hora de Inicio:	10:00 hrs.
Hora de Término:	13:00 hrs.
Lugar:	Dependencias SEC

2. Desarrollo de la Sesión

Las temáticas abordadas en la presente sesión corresponden a las siguientes: **(i)** Presentación de APEMEC; **(ii)** Propuestas para el mecanismo de pago de reservas de AES Gener y Valgesta; y, **(iii)** Revisión general de temáticas asociadas a licitaciones, subastas y estudios de costos (Presentación CNE).

I. Presentación APEMEC (Asociación Chilena de Pequeñas y Medianas Centrales Hidroeléctricas)

Esta presentación de APEMEC inicia resaltando que dicha asociación incluye una variedad de agentes (desarrolladores, generadores, juntas de vigilancia, proveedores de equipos, etc.), con inversiones focalizadas en convertirse en motores de desarrollo local (80% de inversión nacional) y de bajo impacto ambiental.

Continúa la presentación señalando las distinciones claves que deberían considerarse entre los ERNC, particularmente entre aquellos medios de generación volátiles, intermitentes, discontinuos o variables (energía eólica y solar) y otros estables y predecibles (biomasa, biogás, geotermia, minihidro y solar de potencia). Se indica que el primer grupo mencionado (energía renovable variable o "ERV") requiere de infraestructura adicional de apoyo, especialmente mayores reservas del sistema y mayores infraestructuras de transmisión, preguntándose en definitiva, si debe tener igual valoración la producción por medios que aseguran una disponibilidad continua y permanente respecto de otros medios cuya producción no cuenta con esas características.

En base a la distinción anterior, APEMEC propone que sean los que causan el problema los que paguen por la necesidad de servicio, y no los clientes finales. En este sentido, se expone que con incentivos adecuados y tal como ha venido sucediendo en otros mercados, los costos de los

desvíos han decrecido de forma gradual, a la vez que los pronósticos de generación han mejorado considerablemente, tendencias que podrán aumentar si existen los incentivos correctos. Asignar los costos a quien los provoca, mediante las señales e incentivos adecuados, es un principio básico de eficiencia económica.

En este sentido, añaden que la Política Energética que debería reflejarse en el presente trabajo reglamentario, debiera inspirarse en cuatro directrices básicas: **(i)** Desarrollo de mercado y competencia entre medios de generación sin subsidios regulatorios; **(ii)** Neutralidad tecnológica; **(iii)** Reducción de precios al cliente final; y, **(iv)** El que contamina paga (internalización por los agentes causantes de las externalidades que provocan con su inserción).

Finalmente, se destaca que la creación de un mercado de SSCC no debe confundirse con crear un ecosistema favorable a la ERV. Debe recuperarse el espíritu de que los SSCC son sólo los necesarios para la seguridad del sistema y de que el titular es responsable de su pronóstico de generación y los costos que provoca su desvío. Se agrega que a nivel comparado, la Comisión Europea recomienda tratar a la ERV exactamente igual que las otras tecnologías¹, y que si aplicar estos principios al mercado chileno exige modificar la ley, esto debiese materializarse, sin perjuicio de avanzar en esa línea en el presente trabajo reglamentario.

II. Presentación AES Gener y Valgesta (Propuesta de asignación del costo de reservas)

Se inicia la presentación señalando que si bien se comparten las ideas matrices de la anterior presentación, se ha procurado elaborar un esquema que se ajuste al marco normativo vigente, particularmente a las modificaciones introducidas en materia de SSCC por la Ley N° 20.936, que asignan el costo por la prestación de recursos técnicos requeridos por el sistema a los retiros del mismo, destinados a usuarios finales.

La propuesta se basa en la distinción entre tres tipos de reserva, las que se remuneran del monto total a compensar por disponibilidad del recurso:

- i. Reserva de contingencia o de respaldo: la que actúa como una especie de “seguro”, cuyo fin es evitar el *black-out*, el fallo sistémico.
- ii. Reserva por variaciones imprevistas en la demanda o consumos: de difícil asignación.
- iii. Reserva requerida por los desvíos de pronóstico o irregularidades de la generación: básicamente, la que se ha venido perfilando como derivada de la mayor inserción de ERV.

La propuesta básicamente recomienda que el pago por la disponibilidad de las dos primeras reservas (i. y ii.) sea tratado como un servicio sistémico y por lo tanto, pagado mediante un cargo uniforme asumido por todos los retiros (\$/MWh), tal como se desprende de la aplicación pura y simple de lo indicado en el artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos. Tratándose del pago de la reserva requerida por los desvíos de pronóstico o irregularidades de la generación

¹ Carlos Batlle: Workshop “Market design for a large share of Variable Renewable Energy in Chile”.

variable (iii.), se debe distinguir entre la que está contratada y la no contratada. Respecto de la segunda (la no contratada), al no poder asignarse los costos a la inyección (retiros sin contrato), se propone que dichos costos se asignen a la demanda, como cargo sistémico, de la misma forma que se trata a las reservas indicadas en los numerales i. y ii. En cambio, tratándose de la energía variable contratada, al poder asignarse a una inyección, se propone que la misma sea de cargo de los retiros a prorrata de sus desviaciones netas.

Esta propuesta tendría el mérito de ajustarse a la ley, por cuanto la exigencia es que el costo se asigne a los retiros, no que exista un cargo uniforme para todos ellos; y, a la vez, eliminaría el subsidio en favor de la ERV, el que en la práctica se materializa sólo cuando el generador ERV formaliza su contrato (“retiro”) y se libera de cargar el sobre costo en su precio u oferta. La propuesta implica que cuando el generador de ERV formaliza un contrato, pague la proporción de costo de reserva que le corresponde en su costo de retiro, que deberá tratarse como precio en competencia; y que la asignación de pagos a los retiros de ERV se asigne de acuerdo a sus desviaciones de pronóstico.

En definitiva, los beneficios de esta propuesta serían que, ajustándose a la ley, permitirían recapturar una señal que con la misma ley se pudo perder, que los generadores que provocan los desvíos se hagan cargo de los efectos de los mismos, en la proporción correspondiente. Evidentemente ello tendría que considerar un adecuado plazo de vacancia o ajuste temporal, para evitar la retroactividad que afecte a los contratos en curso.

La discusión a propósito de la propuesta apuntó, en primer término, a si era jurídicamente sostenible aplicar esta clase de distinciones sólo a propósito de la generación que desvía en sus pronósticos y no a la demanda o consumos que también incurren en dichos desvíos. Se pregunta si no debiera considerar la propuesta un mecanismo que propenda a que la demanda internalice los costos de sus desvíos, tal como la generación variable lo haría en virtud de esta propuesta, y si contemplar el mecanismo sólo a propósito de la generación variable no generaría una suerte de discriminación arbitraria en su contra. Se responde que en general, no existe un desacuerdo en que se contemple un mecanismo que incluya a la demanda en este clase de “desincentivos”, pero que no existe claridad acerca de cuál podría ser el mejor método en este caso. Asimismo, surgen dudas acerca del tratamiento que cabría asignar, siguiendo esta línea, a los clientes regulados en comparación con el de clientes libres (diferencia de rol que tendría la distribuidora en función de la proyección de consumos en comparación con la que tiene un cliente libre).

Se argumentó en este sentido, que la propuesta original de la CNE tenía como beneficio su simplicidad, ya que era una regla clara (pagan los retiros del sistema destinados a usuarios finales), lo que no significaba que se estuviera en desacuerdo con generar un mecanismo que propenda a la internalización de costos por los desvíos de la generación variable.

En definitiva, se acordó que se estudiarían en detalle los alcances de la propuesta y posibilidades de perfeccionamiento, para lo que solicitaría, en lo que fuera necesario, información al Coordinador Eléctrico Nacional.

III. Revisión general de temáticas asociadas a licitaciones, subastas y estudios de costos (Presentación CNE)

La presentación de la CNE, antes de entrar al tema en análisis, recapitula para completar el análisis pendiente de la sesión anterior, en que estaban pendientes las cifras sobre las causas y orígenes de los desvíos de la programación en el SIC, habiéndose entregado sólo las cifras del SING. De las mismas, se desprende básicamente que existe en promedio una proporción de 80%/20% correspondiente al SING entre desvíos por comportamientos de la demanda y desvíos derivados de la generación variable, respectivamente; el escenario en el SIC, en cambio, da una proporción en promedio de 60%/40%.

Al respecto, se señala que la propuesta CNE había tenido en consideración que del tenor literal de la ley, se consideraba que existían dos limitantes en la generación de mecanismos de pago por disponibilidad en SSCC: i) Que no concurren al pago los inyectores puros, que no retiran para usuarios finales; y, ii) Que la producción e inyección de energía no paga, pues pagan los retiros.

En definitiva, por ley no es posible asignar la responsabilidad de pago a las inyecciones, lo que es sin perjuicio de analizar los alcances de la propuesta presentada por AES Gener².

A continuación, se inicia la exposición sobre temáticas relacionadas al sistema de precios de las licitaciones y subastas, particularmente, la elección entre los mecanismos de *pay-as-bid* v/s *pay-as-clear*. Se señala que en general, ambos mecanismos producen resultados similares en escenarios con ofertas por productos homogéneos, con suficientes niveles de competencia e información perfecta. Se explicita que no existe un consenso general en la literatura económica respecto de cuál es la solución más eficiente, dado que ambos sistemas presentan ventajas y contras.

Atendiendo a variables como la eficiencia, la volatilidad de precios y la concentración de mercado, la propuesta de la CNE es optar por el sistema de precios *pay-as-bid* para las subastas de SSCC, atendiendo en particular, a la concentración del mercado de reservas.

A continuación se discute sobre los alcances de la elección del sistema de precios *pay-as-bid*, exponiéndose que el mismo tiene el efecto de mitigar los ejercicios de poder de mercado, aunque dificulta las tareas de monitoreo de la competencia a diferencia del sistema *pay-as-clear*. Por otra parte, se opina que no se recurriría a este último sistema basado en predisposiciones relativas a evitar el abuso de poder dominante de ciertos actores, en un escenario que la misma Ley N° 20.936 consagró funciones relativas al monitoreo de la competencia para el Coordinador Eléctrico Nacional, que aún no se han puesto en aplicación. Se argumenta por otra parte, que si bien existe

² Ello sin perjuicio que existan materias que excedan de cualquier modo el alcance del presente trabajo reglamentarios, tales como el tratamiento de la potencia de suficiencia y las señales de eficiencia para el pago de desvíos (creación de un mercado de desbalances). Dichos temas formarán parte de la agenda regulatoria para el año 2018.

cierta predisposición de la literatura hacia el *pay-as-clear*, las recomendaciones de la academia deben ajustarse a la realidad del mercado al que se apliquen, siendo, en este caso, la concentración del mercado, una realidad vigente en el sistema, configuración de mercado que será el que proveerá estos servicios en el corto y mediano plazo.

Acto seguido, la presentación CNE atendió al aspecto relativo a los participantes del mercado de SSCC, señalándose que en armonía con los artículos 72°-7 y 72°-2 de la Ley, el Reglamento será explícito en señalar que todos los Coordinados podrán participar del Mercado de SSCC. Ello incluye a modo ejemplar, a los sistemas de almacenamiento, mecanismos de respuesta de la demanda, instalaciones de transmisión, etc.

Por otra parte, la presentación CNE continuó con el análisis de los mecanismos de subasta para la reserva en giro en el caso de recursos hídricos. En general, siguiendo el espíritu de mayor apertura a la entrada al mercado de los SSCC, se busca permitir la participación de hidráulicas, pero con ciertas condiciones que no afecten la optimización de la utilización del recurso hídrico en el sistema, definida por el Coordinador³, y el resguardo de la no afectación de terceros aguas abajo.

En este sentido, la propuesta para la participación de recursos hídricos considera que:

- i. El Coordinador debe determinar el valor del agua previo a la participación de las empresas en el proceso de subasta, tal como lo realiza en la actualidad. El proceso de optimización para la determinación de dicho valor del agua no debe considerar las restricciones de reserva.
- ii. Una vez determinado el valor del agua, las centrales hidráulicas de embalse podrán participar según una banda predefinida en torno al valor de generación determinado como el margen (Pmax-Pdesp).

Al respecto, el principio es que la participación en la subastas de reserva no afecte el nivel de colocación óptimo determinado por el Coordinador para las centrales de embalse, dentro de un período preestablecido, es decir, el nivel de generación definida centralizadamente.

La propuesta tiene una serie de implicancias, algunas de las cuales fueron objeto de discusión. Por ejemplo, se explica que si en la programación definida por el Coordinador, una central está despachada a plena capacidad, no podrá por los hechos, pujar en el mercado de SSCC (lo que es el fundamento de la banda que se explicó en el numeral ii.). En estricto sentido, existe la opción de que el Coordinador considere o no las limitaciones derivadas de las reservas en su programación para la optimización del valor del agua, dependiendo de tal consideración, si finalmente se admite o no una participación voluntaria (ofertar) en el mercado de SSCC.

³ Lo que alude a la determinación del valor del agua: optimización de la generación hidráulica de embalse presente y futura en función de la condición hidrológica y los caudales esperados en las distintas cuencas del sistema.

Finalmente, la presentación atiende a los roles que corresponden al Coordinador y la CNE en las licitaciones y subastas, señalándose que, a grandes rasgos, al Coordinador le corresponde el diseño y materialización de licitaciones y subastas en conformidad a la normativa correspondiente; mientras que a la CNE le corresponde participar sólo en el caso que se considere necesario la fijación del valor máximo de las ofertas (que tendrán un carácter reservado).