

Inicio > Empresas > Minería

Minería

# Collahuasi plantea dudas por régimen de licitación de respaldo de generación para el sistema eléctrico

A través de una carta, expuso reparos a la alta presencia de fuentes hídricas, que podría comprometer la capacidad de agua futura.

---

Por: Karen Peña | Publicado: Miércoles 18 de marzo de 2020 a las 04:00 hrs.



Foto: Agencia Uno

---

A dos meses de que el Coordinador Eléctrico pusiera en marcha el nuevo régimen de servicios complementarios (SSCC), que ha permitido lanzar subastas o licitaciones para contar con prestaciones de centrales de generación para asegurar los estándares de seguridad en el

suministro en el sistema, la industria ya comienza a plantear sus dudas en torno a este nuevo mercado.

Los servicios complementarios cubren distintos ámbitos del sistema eléctrico. Por ejemplo, algunos buscan garantizar que la generación sea igual que la demanda, de tal forma que si se produce un desbalance, una unidad pueda entrar rápidamente para asegurar el equilibrio.

## Según conocedores del proceso, algunas de las centrales que han prestado SSCC son Ralco, Pehuenche y Canutillar, entre otras.

Y si bien recién el 30 de diciembre el Coordinador Eléctrico dio el vamos a este nuevo mercado con cuatro subastas, el 6 de marzo la minera Collahuasi planteó sus inquietudes, solicitando además una reunión para presentar en detalle su análisis y discutir propuestas de mejora.

En una misiva de la gerente de Energía, Verónica Cortez, señala que “se observa una asignación recurrente, eventualmente excesiva, de ofertas en base a generación hidráulica de embalse para la prestación de los servicios de regulación hacia abajo”.

“Esta forma de operar puede comprometer la disponibilidad de agua futura, desatendiendo lo indicado en el artículo 19 del reglamento de servicios complementarios, que requiere un análisis de utilización futura de recursos con capacidad de almacenamiento”.

Fuentes cercanas a Collahuasi explican que se puede comprometer la disponibilidad de agua futura, ya sería importante considerar cuál es el mejor momento para utilizar ese recurso (embalse o una batería, por ejemplo), asegurando además la eficiencia económica del sistema.

Otro reclamo apuntó a que el costo preliminar observado durante enero para estos servicios supera los \$ 7 mil millones, lo cual es “significativamente superior” a los valores observados el año pasado, con lo que -a su juicio- “los clientes estaríamos pagando un costo más alto”. Agregó que era necesario examinar la operación y regulación del sistema.

Parte de los datos del análisis podrían cambiar, porque los datos eran preliminares y serían actualizados.

En el Coordinador Eléctrico aseguran que se trata de un mercado nuevo, el cual modifica significativamente el mecanismo aplicado hasta 2019, por lo que “se requiere más tiempo para evaluar su desempeño”.

De todos modos, recalcan que la adjudicación se encuentra conforme con lo establecido en la regulación de la Comisión Nacional de Energía. Además, explicaron que los costos no son comparables de un año a otro, “debido a que se han incorporado nuevos SSCC, ajustado los requerimientos técnicos existentes y sus montos asociados conforme a la evolución del sistema eléctrico”.

Sin embargo, enfatizan que siempre es de interés del Coordinador conocer cuáles son las opiniones de las empresas coordinadas.

Días previos a la carta de Collahuasi, otras firmas plantearon observaciones al balance de SSCC preliminar de enero 2020 que emitió el Coordinador.

Una de ellas fue AES Gener, que el 27 de febrero, solicitó considerar que las unidades que no tienen disponibilidad para prestar un servicio que les fue adjudicado no reciban remuneración por este concepto.

Por ejemplo, “el 25 de enero la unidad Colbún 1 fue adjudicada en Control Terciario de Frecuencia (CTF) de bajada, pero estuvo en agotamiento durante todo el día, por lo cual en la hora 22 el servicio fue prestado por otra unidad en su reemplazo, dejando de remunerar a Colbún en esa hora, pero manteniendo su remuneración el resto de las horas adjudicadas en ese día, a pesar de que no existía realmente la disponibilidad para prestar el servicio”.

También, el lunes Acciona cuestionó el balance definitivo, al no estar de acuerdo con la remuneración por un concepto para su planta El Romero, ya que el parque participó prácticamente durante todas las horas de noche en el control de tensión por medio de la absorción de reactivos.

## **La evaluación de los expertos**

Desde la entrada en vigencia de la ley 20.936 en 2016 que se comenzó a configurar la implementación del nuevo régimen de Servicios Complementarios, correspondiente a las prestaciones adicionales que permiten asegurar el buen funcionamiento del sistema, el cual se inició el 1 de enero. Así, se abrió un mercado dentro de la operación que se suma al de compra y venta de energía, y al de potencia.

Se definió una serie de SSCC como control primario de frecuencia, reserva secundaria, reserva terciaria, entre otros, y se concluyó que había competencia en los últimos dos servicios, por lo que se debían realizar subastas. La primera fue el 30 de diciembre, donde se registraron 60 agentes para ofertar y se adjudicó el día siguiente. Según conocedores del proceso, algunas de las centrales que han prestado estos servicios son Ralco, Pehuenche y Canutillar

El experto Humberto Verdejo dice que "este es un mercado nuevo y el sistema se está adecuando y los generadores reclamarán, porque de alguna u otra forma alguien tiene que pagar". Agrega que esto implica "formalizar un mercado que existía, pero había que adecuarlo a las mismas reglas de los otros".

Cristián Muñoz y Mauricio Díaz, de Breves de Energía, afirman que "en un sistema basado en costos, como el chileno, no vemos que sea clara la ganancia para el consumidor, aún más, si los embalses, que son los que entregan la reserva más rápida al sistema, pertenecen sólo a un par de generadores. De los resultados de las subastas se aprecia que rápidamente las ofertas empezaron a converger al precio máximo impuesto por el Coordinador".

---