

Acta Sexta Sesión de Trabajo Reglamento Servicios Complementarios.

Jueves 22 de junio de 2017

1. Antecedentes Generales:

Los antecedentes generales respecto de la realización de la segunda sesión del comité son los siguientes:

Fecha:	Jueves 22 de junio de 2017
Hora de Inicio:	10:00 hrs.
Hora de Término:	12:30 hrs.
Lugar:	Oficinas CNE

2. Desarrollo de la Sesión

La sesión de la mesa de trabajo se inició con una presentación de la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la “Comisión” o “CNE”, en el que se presentó a la mesa de trabajo una propuesta relativa a los pagos de los SSCC (quién paga). Luego de una ronda de preguntas respecto de la propuesta CNE, se dio el espacio para que los participantes que así lo solicitaron, hicieran una presentación de sus propuestas relativas al pago de los SSCC. Las presentaciones fueron realizadas por Colbún, Gener, Enel y Acera.

I. Presentación Comisión Nacional de Energía.

En primer lugar, se presentó a la mesa de trabajo la evolución de los costos de SSCC bajo el actual régimen de estos servicios regulados en el D.S. N°130, tanto en el Sistema Interconectado Central (SIC) como en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Por su parte, se hizo presente lo dispuesto en el artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), norma que dispone, por una parte, que los pagos por las inversiones asociadas a nueva infraestructura deben ser financiadas por los usuarios finales a través de un cargo por servicios complementarios, y por otra parte, que los recursos técnicos requeridos en la operación del sistema eléctrico serán de cargo de las empresas generadoras que efectúen retiros destinados a usuarios finales (comercializadores) desde el sistema eléctrico o subsistema, debiendo el reglamento establecer los mecanismos de asignación a los comercializados del mercado spot.

En este sentido, se señaló que la determinación de los montos con los que se remunerarán los SSCC se realizará en conjunto con la valorización de las transferencias de energía, utilizando el mismo período de operación, de manera que ambas fechas de pago deberán coincidir. Por otro lado, en el caso que el efecto de una prestación de un determinado SSCC sea local, el Coordinador

deberá determinar el subsistema correspondiente a efectos de establecer los coordinados que deben concurrir al pago.

Luego, se presentó a la mesa el mecanismo de pago de cada uno de los SSCC propuestos.

Control de Tensión: Respecto de los recursos existentes, tanto el pago de una compensación por costos adicionales o de oportunidad, serán pagados por los comercializadores a prorrata de los retiros físicos de energía de la zona afectada, tratándose de esta forma como un pago local. Respecto de nuevos recursos, sea a través de la licitación del servicio, cuya materialización es a través de la respectiva infraestructura, o mediante la instrucción de instalación directa, el pago se realizará mediante el cargo de SSCC financiado por los clientes finales del sistema.

Plan de recuperación de servicio: Respecto de los recursos existentes, el pago de una operación estándar y eficiente se realizará por los comercializadores a prorrata de los retiros físicos de energía del sistema, tratándose como un pago sistémico. Respecto de nuevos recursos, sea a través de la licitación del servicio, cuya materialización es a través de la respectiva infraestructura, o mediante la instrucción de instalación directa, el pago se realizará mediante el cargo de SSCC financiado por los clientes finales del sistema.

Control primario y secundario de frecuencia: Respecto de los recursos existentes, tratándose de la remuneración por disponibilidad del CPF (control primario de frecuencia) y CSF+ (control secundario por subfrecuencia), se realizará por los comercializadores a prorrata de los retiros físicos de energía del sistema, tratándose como un pago sistémico. Tratándose de la remuneración por activación del CPF y CSF+, los pagos se realizarán por los comercializadores que realicen retiros de energía de activación en el mercado spot, finalmente, tratándose de la remuneración por activación para CSF- (control secundario por sobrefrecuencia), ésta se realizará por los comercializadores a prorrata de los retiros físicos de energía del sistema, tratándose como un pago sistémico. Respecto de nuevos recursos, sea a través de la licitación del servicio, cuya materialización es a través de la respectiva infraestructura, o mediante la instrucción de instalación directa, el pago se realizará mediante el cargo de SSCC financiado por los clientes finales del sistema.

Control terciario de frecuencia: Respecto de los recursos existentes, tanto el pago del costo variable no cubierto por el costo marginal, como de la remuneración por activación, serán de cargo de los comercializadores a prorrata de los retiros físicos de energía del sistema, tratándose como un pago sistémico.

Control Rápido de Frecuencia: Respecto de los nuevos recursos, sea a través de la licitación del servicio, cuya materialización es a través de la respectiva infraestructura, o mediante la instrucción de instalación directa, el pago se realizará mediante el cargo de SSCC financiado por los clientes finales del sistema.

Cargas Interrumpibles: En este caso, la remuneración por activación de los recursos existentes se realizará por comercializadores a prorrata de los retiros físicos de energía del sistema, tratándose como un pago sistémico.

EDAC por subfrecuencia y DMC: En este caso, la remuneración por evento de los recursos existentes se realizará por los comercializadores a prorrata de los retiros físicos de energía del sistema, tratándose como un pago sistémico.

EDAC por contingencia específica y subtensión: En este caso, la remuneración por activación de los recursos existentes se realizará por los comercializadores a prorrata de los retiros físicos de energía de la zona afectada, tratándose como un pago local. Respecto de nuevos recursos, materializados mediante instrucción de instalación directa, el pago se realizará mediante el cargo de SSCC financiado por los clientes finales del sistema.

EDAG por contingencia específica: Respecto de los recursos existentes, la remuneración por activación será de cargo de los comercializadores a prorrata de los retiros físicos de energía de la zona afectada, tratándose como un pago local. Respecto de nuevos recursos, materializados mediante instrucción de instalación directa, el pago se realizará mediante el cargo de SSCC financiado por los clientes finales del sistema.

EDAG por sobrefrecuencia: En este caso, la remuneración por evento de los recursos existentes se realizará por los comercializadores a prorrata de los retiros físicos de energía del sistema, tratándose como un pago sistémico.

II. Resumen de opiniones de la mesa.

Luego de la presentación de la CNE, surgieron dudas acerca de la definición de los pagos locales, al respecto se señaló que la definición de la zona afectada, y por tanto de los retiros que deben pagar la prestación del respectivo SSCC, será efectuada por el Coordinador.

Asimismo, se solicitó aclarar el funcionamiento de los pagos por activación del CPF y CSF+. Al respecto se señaló que éstos serán parte del balance de inyecciones y retiros de energía, por lo que serán de cargo de los comercializadores del mercado spot.

Respecto del mecanismo de instrucción directa, se preguntó acerca de la depreciación de las instalaciones, en relación a ello se señaló que lo que se va a licitar es el servicio.

III. Presentación Colbún S.A.

Colbún realizó su presentación refiriéndose al impacto de las energías renovables variables (ERV o ERFV), señalando que su alta inserción requiere de un sistema más flexible, lo que a su vez implica mayores costos de integración.

Dichos costos de integración estarían fundados o compuestos en tres propiedades de las ERV, esto es, su variabilidad (profile costs), la incertidumbre asociada a la mayor reserva sistémica y los errores de predicción (balancing costs) y la localización (grid – related costs).

En este sentido, Colbún afirma que los costos de integración aumentan en la medida que se incorporan una mayor cantidad de ERFV, y que por ello debe existir una señal de mercado que refleje las externalidades en el sistema de las distintas tecnologías (analogía con las emisiones) y que permita que los costos de integración sean internalizados por los desarrolladores de ERV. Por el contrario, el estampillado de los costos de integración de las ERV, impide la señal para la autorregulación de ERV y como consecuencia, impide un equilibrio en el sistema que sea costo-eficiente y seguro.

Como consecuencia de lo anterior, Colbún propone que los mayores costos sistémicos sean alojados en quienes generan la externalidad o la necesidad de mayores SSCC.

IV. Presentación Gener.

Respecto de la pregunta acerca de quiénes deben pagar las mayores necesidades sistémicas de reserva, Gener plantea la premisa de que el costo de oportunidad asociado a esa reserva debe remunerarse y plantea dos escenarios de análisis, uno sin ERV y otro con la incorporación de ERV.

En un escenario sin ERV, la reserva se paga a través del pago por potencia, en la medida que el margen de reserva contemplado en el precio de potencia coincida con la reserva sistémica (pago explícito de la demanda). De esta manera, el costo de oportunidad de mantener esa reserva es de cargo de los generadores, el que a su vez es traspasado a la demanda sólo en su componente eficiente a través de la competencia entre tecnologías (pago implícito en el precio). De esta manera, Gener señala que el mecanismo actual es correcto en cómo se traspasa el precio aunque no en la asignación de la reserva. Con la nueva propuesta, mediante las subastas, se despeja el precio eficiente de las reservas y se cobra directamente a la demanda.

En un escenario con ERV, la excesiva variabilidad de esta generación junto con su poca capacidad de predicción, provoca por una parte, una demanda residual que requiere que las centrales convencionales sean más flexibles (provocando mayores rampas de subida y bajada de carga), y por otra parte, un aumento de la necesidad de reservas.

En este sentido, cuando hay energía variable, la necesidad de reserva aumenta y es claramente identificable quien la produce, debiendo pagarla quienes generan la necesidad. Por tanto, Gener plantea que la reserva que requiere el sistema sin ERV debiese ser pagada por la demanda, y la reserva adicional que se requiere por la inserción de ERV, por éste tipo de centrales.

Finalmente, Gener señala que sólo se deben sociabilizar los costos de mayores SSCC cuando no sea posible identificar al causante. En el caso de las ERV, si se sociabiliza el mayor costo que genera, competirían subsidiadas en el mercado eléctrico, sea en contratos o en el mercado spot, frente a las energías convencionales.

V. Presentación Enel.

Enel realiza su presentación indicando que los SSCC, en particular los servicios de reservas, son producto de distintos factores, entre ellos, el riesgo de demanda, la hidrología de las centrales hidroeléctricas, la disponibilidad/falla de las centrales convencionales, las restricciones de transmisión y la inserción de ERNC.

Como consecuencia de lo anterior, un sistema eficiente debe lograr los costos de dar esa reserva entre todos los causantes de ésta.

En este sentido, se plantea que en los mercados en que la generación y demanda entregan su programa, éste es vinculante y el que se desvía de su programa paga el costo del servicio.

Finalmente, Enel muestra que en el caso inglés y alemán, ambos con alta penetración de ERV, los costos de los SSCC no han aumentado significativamente, pero han contribuido a disminuir los precios de la energía. Lo que ha sucedido en estos casos, es que el costo del re-despacho ha aumentado por las congestiones en las líneas de transmisión.

VI. Presentación ACERA.

Acera realiza su presentación haciendo presente la Política Energética 2050, cuyo lineamiento asociado a promover la penetración de energías renovables no puede dejar de tenerse a la vista para el trabajo reglamentario, y en particular, para la determinación del esquema de asignación de pago de SSCC.

En relación a las alternativas presentadas por la CNE, señala que el pago en función de desviaciones podría llevar un sub-óptimo, desincentivando la incorporación de nuevos agentes. Asimismo, el pago en función de desviaciones hace depender el monto a pagar por parte de un único agente (los retiros), no sólo por su desempeño, sino que también del desempeño de un tercero (demanda, por ejemplo), haciendo incierto el real costo que enfrentará por concepto de SSCC.

Luego, Acera señala que la incorporación de un proyecto ERNC produce un desplazamiento a la derecha de la curva de oferta de generación, lo que tiene como consecuencia una disminución de los costos marginales y de los costos de operación. En este sentido, la baja en los costos de energía compensan los costos de los SSCC asociados a la penetración ERNC, permitiendo que el sistema opere con un costo total más bajo.

Agregan que la necesidad de SSCC no proviene únicamente a los errores en los pronósticos de generación, otros factores son las desviaciones de demanda, la falla intempestiva de los elementos del sistema interconectado y las desviaciones de generación. Por lo anterior, atribuir únicamente a estos últimos en el pago es ineficiente.

Finalmente, Acera señala que el pago de los SSCC por parte de los comercializadores a prorrata de sus retiros es un mecanismo que atiende a la simplicidad y eficiencia económica.