

Sesión 2 Mesa de Trabajo para la elaboración del Reglamento de Potencia

Tema	Presentaciones de actores interesados
Número de sesión	2
Lugar	Conexión remota vía Zoom
Fecha	20 octubre 2020
Hora inicio / fin	15:00 – 17:00

Temario programado

1. Bienvenida MEN
2. Presentación Inodú. Jorge Moreno
3. Presentación Generadoras de Chile AG. Rodrigo Solís
4. Preguntas
5. Discusión

Síntesis de la sesión

1. Bienvenida y resumen del trabajo anterior

El equipo del MEN inicia la sesión dando la bienvenida a los participantes y expone un resumen de la dinámica de trabajo para la sesión. Adicionalmente, comentan que en la sesión anterior se trataron temas sobre la dinámica de trabajo y la gobernanza que van a tener estas mesas para la elaboración del reglamento. Finalmente, se comenta que en la sesión anterior se presentó el diagnóstico y contexto que enmarca la discusión reglamentaria.

Se indica que durante la sesión se realizarán dos presentaciones, la primera por parte de la consultora Inodú y la segunda por parte de Generadoras de Chile AG.

2. Presentación de Inodú:

Se presentó una propuesta de mecanismo de adecuación (suficiencia) a las necesidades de capacidad flexible del sistema, donde se propone adaptar el mecanismo de potencia de suficiencia vigente modularizando el mercado de demanda máxima del sistema o subsistema en dos componentes:

1. Necesidad de flexibilidad del sistema o subsistema, y
2. Demanda máxima genérica del sistema o subsistema.

También se propone modularizar la potencia máxima de una unidad en dos atributos:

1. Capacidad de generación flexible efectiva, y
2. Capacidad de generación sin flexibilidad efectiva.

El detalle de la propuesta se encuentra en el informe que Inodú preparó para GIZ y el Ministerio de Energía en marzo de 2019:

Link: https://energia.gob.cl/sites/default/files/2019_giz_estudio_flexibilidad.pdf

3. Presentación de Generadoras de Chile AG:

Se señaló que es importante revisar la metodología para el cálculo de la Potencia de Suficiencia, a efectos de lograr el adecuado reconocimiento a todas las tecnologías que contribuyan en términos reales a la suficiencia del sistema, partiendo esta revisión con una adecuada definición del servicio requerido. Por otra parte, la implementación de las modificaciones que puedan surgir, debe considerar un periodo transitorio suficiente y las herramientas que eviten el doble pago, si correspondiere. Finalmente, se comenta que para el servicio de Flexibilidad se debería crear un nuevo mercado, pues tiene características distintas al de Suficiencia y está asociado a los atributos que permiten el seguimiento de la demanda neta.

4. Preguntas

Se solicita a los participantes explicitar sus inquietudes y comentarios sobre las presentaciones. El equipo del MEN selecciona algunas preguntas realizadas a través del chat y abre un espacio de discusión con los presentadores.

- De Carlos Finat para Jorge Moreno: ¿Existe algún sistema eléctrico en el mundo que a la fecha haya incorporado la componente de flexibilidad en el pago por potencia o suficiencia?

Jorge Moreno comenta que la respuesta es que no lo hay o no lo han encontrado, pero si se han levantado documentos donde otros reguladores mencionan que es un camino necesario. Respecto a esto, se realizó una propuesta en el informe de la GIZ, donde se definieron y consensuaron los requerimientos, y después, en función de esos requerimientos, se aplicaron ciertos componentes de diseño para obtener un producto. Eventualmente, se les pudo quedar un requerimiento fuera o alguno no estaba consensuado y habría que ver como un requerimiento adicional podría cambiar la solución. Finalmente, agregó que en Chile se deben resolver nuestros propios problemas, no se puede esperar que lo resuelvan en otra parte del mundo.

- De Carlos Finat para Jorge Moreno: ¿De qué manera en la propuesta que hacen ustedes como Inodú se puede evitar la sobre instalación de centrales ineficientes/innecesarias, simplemente por el atractivo del pago por este concepto?

Jorge Moreno comenta que dentro de los requerimientos del DS N° 62, se tiene que observar cuál es la curva de oferta que hay en el sistema y cómo esa curva se modifica con el nivel de la sobre instalación, además menciona que hay varias formas de estudiar esto, por ejemplo, sugiere analizar ciertos mercados de EE. UU. los cuales han ido cambiando esa curva de oferta permanentemente. Sobre la instalación de centrales en dichos mercados menciona que, a partir de próximos años, ciertas unidades ya no podrán participar (para ejemplificar, menciona el 2040). Además, señala que es necesario tener un monitoreo de los estados deteriorados de las centrales. Agrega que no se ha puesto mucha atención en esto último y que los esfuerzos para modificarlos son menores, ya que no es necesario un cambio regulatorio para eso. Finalmente, plantea que a medida que se tengan los servicios de rampa y empiecen a necesitar esas unidades, entonces se debería ponderar de alguna forma la no partida a tiempo para el ajuste en el pago.

- De José Ignacio Lois para Jorge Moreno: ¿No sería más eficiente, respecto al tema de la flexibilidad, que se determine cómo cada unidad aporta positiva o negativamente a la necesidad de este atributo y que luego esto termine en un pago y/o cobro según corresponda?

Jorge Moreno comenta que, considerando ciertas definiciones de principios, la capacidad de generación flexible efectiva es la capacidad que tiene una unidad de generación para aumentar su

capacidad de producción o al menos mantenerla cuando el sistema requiere esa flexibilidad. Si una unidad no es capaz de hacer eso, entonces no tiene capacidad de flexibilidad, y da lo mismo los cálculos que se realicen a posteriori. Específicamente, por definición se requiere que la unidad al menos mantenga su producción por un periodo de entre 3 a 5 horas, entonces plantea que se inclina por esa definición que es un poco más simple.

- De José Contardo para Rodrigo Solís: En el contexto de reconocimiento de servicios de suficiencia y flexibilidad a distintas tecnologías, ¿cree que un diseño de mercado deba considerar aportes negativos de manera de dar incentivos adecuados a aquellos agentes que incrementan estos requerimientos?

Rodrigo Solís comenta que efectivamente sería un buen inicio que se implementara el principio de causalidad, dado que los agentes que causan mayores requerimientos traducen esto en desafíos para el sistema, es decir, los costos asociados que se incurren para dar flexibilidad o servicios complementarios. Además, comentó que eventualmente hay decisiones que se toman en sentido contrario con el fin de simplificar, pero agrega que, sobre todo en flexibilidad hay espacio para definir los principios de causalidad, de modo que todas las tecnologías que se incorporen puedan considerar los costos y beneficios que aportan al sistema, y así estén todos en igualdad de condiciones respecto de lo que aportan y no aportan al sistema para competir en este mercado.

- De Carlos Finat para Jorge Moreno: ¿Qué razones observan para recomendar la incorporación de una señal de aporte a la flexibilidad en el pago de capacidad? Si es por estabilidad de la señal, algo parecido se podría lograr vía Servicios Complementarios.

Jorge Moreno comenta que han visto en otros mercados, por ejemplo, en Texas, que la señal de costo marginal no es suficiente para incentivar cierto tipo de inversiones y los SSCC no son una señal tan estable hacia los generadores. De modo que, si se quiere entregar mayor certeza de pago es necesario revisar el mercado de SSCC. También comenta que el tema de los dobles pagos para el control terciario de frecuencia y el pago por potencia son puntos importantes que se requiere revisar. Esto en un contexto donde las unidades a carbón también se están retirando y provoca que se fortalezca un poco el mercado de potencia con respecto a otros. En definitiva, plantea que se tiene que fortalecer o diseñar mejor ese mercado para las necesidades que tiene el sistema en el presente y en el futuro. Asimismo, agrega que existen unidades que no son capaces de contribuir apropiadamente a los desafíos futuros del sistema y es necesario realizar una prueba adecuada de esas unidades para verificar su aporte. Finalmente, plantea que antes de ver como agrandar “la torta” es necesario ajustar e identificar cuáles son las unidades que están realmente contribuyendo a la suficiencia del sistema. Ejemplifica con un embalse usado para temas turísticos o para tener un embalse para dar potencia al sistema, en la práctica si uno analiza el despacho, las dos cosas no están siendo muy compatibles.

- De Tomás Fahrenkrog para Jorge Moreno. ¿Conoce algún estudio que considere la flexibilidad en el sistema de *peak-load-pricing* usado en nuestro mercado, y si asegura un mix óptimo de tecnologías?

Jorge Moreno comenta que la señal administrativa de potencia nació en el mercado marginalista cuando se define una demanda máxima en el sistema. De esta forma el precio por energía, por sí solo, no alcanza a cubrir la estabilidad que necesita una central de *peak-load* a instalarse y se estableció el concepto de ENS. Así que se agregó un pago adicional. De este modo, este pago adicional estaba asociado a la demanda máxima, que coincidía con la existencia de ENS.

Por otro lado, menciona que, si uno analiza la situación actual del sistema considerando la inserción de energía renovable, en el presente y en el futuro existirán cambios en la operación y la ENS no necesariamente va a coincidir con los escenarios de demanda máxima del sistema, probablemente, va a estar en otros puntos.

Entonces la pregunta es ¿cómo diseñamos el pago?, en este caso en el estudio de la GIZ se inició del esquema de potencia administrativa o pago administrativo existente, indicando cómo se diseña un pago que resuelva el problema de considerar posibles escenarios de ENS en otros instantes distintos a la demanda máxima, luego se identificaron esos instantes y se diseñó un producto para eso. Ese mecanismo desde el punto de vista del sector que construye la teoría marginalista funciona exactamente igual al que estaba anteriormente.

- De Eugenio Palacios para Jorge Moreno. La flexibilidad aporta a la disminución de los costos de operación en el límite en que uno podría operar el sistema sin unidades flexibles sobre despachando plantas renovables, vertiendo en algunos horarios. De este modo, una unidad flexible permite llevar al sistema a un punto de operación más económico, entonces la pregunta es ¿la prorrata por flexibilidad no debería estar en función del ahorro de costos?

Jorge Moreno comenta que se debe tener una línea base para determinar el ahorro de costos y hacer a eso alguna prorrata. Si es que se quiere diseñar con respecto a la demanda máxima del sistema este tendría ciertas fallas porque se está diseñando al promedio de las 52 horas. Para esto, propone diseñar hacia un objetivo de LOLE, y plantea que diseñar para una demanda máxima es un problema, pero no tanto en esa demanda, sino en la rampa máxima. Incluso, menciona que se debería considerar dentro de esta propuesta (si es que se llegará a adoptar) cuál sería el valor de esa rampa máxima.

- Francisco Martínez plantea una consulta realizada a través del Q&A para Rodrigo Solís y Jorge Moreno: ¿En qué momento definimos el LOLP o LOLE objetivo para poder definir la necesidad de producto y MW flexibles y de suficiencia? Hoy no tenemos definido eso, impacta en ambos mercados, incluso en la cuantificación de demanda por SSCC. Sin definir ellos no podemos definir cuanto *scarcity* hay en el sistema.

Rodrigo Solís comenta que un punto que plantean es el requerimiento de una definición de suficiencia. En base a esa definición, se tendrá claridad de los requerimientos, parámetros, métricas y estándares, y según eso, se tendrá que definir los respectivos niveles de seguridad o suficiencia que se quiera lograr en el sistema.

Jorge Moreno comenta que Chile es un país que pertenece a la OCDE y se puede ver que organizaciones europeas y norteamericanas tienen ciertas definiciones establecidas y hay que revisar cómo adaptar esas definiciones a las necesidades particulares que tiene Chile. Por ejemplo, plantea que uno de los desafíos más importantes que tiene nuestro país es definir los objetivos de suficiencia si serán zonales o no, y agrega que está la intención de limitar la capacidad de transferencia entre los subsistemas. Adicionalmente, menciona que la ley establece que deben existir holguras de transmisión, pero en la práctica esto no se da. Finalmente se tiene que definir si el pago, una vez retiradas las centrales a carbón localmente, son importantes para el sistema zonal.

5. Discusión

El equipo del MEN menciona algunos comentarios de los participantes que están escritos en el chat. Esto para dar cuenta de las distintas visiones que forman parte de la mesa de trabajo:

- Leopoldo Gaegger indica que uno de los elementos relevantes es que el pago de suficiencia tiene que ver con el monitoreo, no solo con el IFOR (Indisponibilidad forzada), sino también considerar otro parámetro que ajuste el pago de flexibilidad en base al comportamiento real de la unidad, incentivando una prestación efectiva. Finalmente, plantea que se debería considerar una metodología que agregue la flexibilidad.
- Francisco Martínez menciona un comentario que tiene relación con la presentación de Jorge Moreno sobre la compatibilidad entre el esquema de potencia y otros mercados, cómo evitar dobles pagos y la interacción entre los mercados. El comentario es de Darío Morales que indica que para cada tecnología si esta aporta o no a la flexibilidad, depende del mercado por potencia y sus interacciones entre energía, SSCC y el pago por potencia.
- Alejandro Mc Donough menciona que tal como están planteados los SSCC, éstos no dan una señal suficiente para invertir por ser merchant. Por lo tanto, uniendo los requerimientos de suficiencia y flexibilidad se puede obtener un incentivo único a la inversión.
- Iván Saavedra comenta que existe una evidente distorsión respecto a la señal de precio y de repartición de ingresos. Prueba de ello es la sobre instalación ineficiente que hoy se observa. Por lo anterior, se plantea que un periodo transitorio demasiado largo tiene como consecuencia prolongar la distorsión observada hoy en día. Por esta razón, se sugiere que no se debe perder de vista que la señal de precio ha estado sujeta a una revisión cuatrienal (al menos) donde el precio puede llegar a cambiar significativamente. Esto demostraría que las posibles modificaciones no necesariamente requieren de periodos transitorios tan largos.

A continuación, se resumen las principales preguntas y comentarios realizados de forma oral y las respuestas entregadas por parte de los panelistas.

- Rodrigo Quintero manifiesta una duda en relación con el hecho de mezclar la suficiencia y la flexibilidad. En particular, menciona que no queda claro si el país va a requerir uno más que el otro, mientras que la metodología pareciera quitarle ingresos a un servicio para dárselos a otro. También menciona que, en el escenario de una descarbonización acelerada, el retiro de las térmicas a carbón, y eventualmente las plantas a gas que terminen su vida útil, se termine optando por seguir dando incentivos a la generación Diésel. Esa combinación podría generar una necesidad de suficiencia importante en simultáneo con la necesidad de flexibilidad, y no en sustitución como se plantea actualmente. Esto porque estos servicios contribuyen a la confiabilidad en distintos momentos del tiempo. Asimismo, plantea que eventualmente se podría quedar con un producto que genere una señal que no sirviera ni para la suficiencia ni para la flexibilidad. Además, comenta que al parecer hay tecnologías nuevas como las baterías y las centrales de bombeo que han estado postergadas mucho tiempo y que podrían aportar los dos productos, y eventualmente podrían beneficiarse y tener señales mucho más robustas para invertir si existieran dos señales mejor asignadas con el mismo dinero, en vez de seguir con la mirada de la regulación actual.
- Rodrigo Solís comenta respecto de lo que se quiere reconocer, remunerar y generar en un mercado. En este sentido indica que la flexibilidad presenta mayor impacto con la penetración de energías renovables variables, y aunque quizás siempre ha sido un tema para considerar, los efectos eran menores y no han sido tan cruciales como están siendo hoy en día y proyecta que van a ser más cruciales. En ese sentido, se realizó un estudio con consultoras nacionales e internacionales, y dimensionaron el tema de la flexibilidad considerando los mayores ciclajes, encendido y apagado, y con eso los costos que se están generando y en los que incurren los agentes que dan estos servicios. Adicionalmente, menciona que estas acciones, hoy en día son

servicios que no están reconocidos, aunque otorgan esa característica de flexibilidad. Agrega que estos costos podrían llegar a ser significativos dentro de los costos totales del sistema.

También menciona que, si se quiere dar mayor inserción de energías renovable variables y cumplir con las metas de carbono neutralidad planteadas al 2050, es necesario distinguir estos costos y generar las señales para que se reconozca, remunerere e incentive, si es necesario, la mayor inversión en ese tipo de servicios para que la matriz se desarrolle.

- Rodrigo Moreno se refiere al diseño de mercado asociado al pago por potencia o al pago por capacidad, y a la correctitud que debe tener este pago desde el punto de vista de la eficiencia económica. Comenta que los pagos por capacidad básicamente nacen por la necesidad de complementar los pagos de los mercados de corto plazo para poder remunerar adecuadamente un parque óptimo. Menciona que se conoce que, si un parque es óptimo y trata de cubrir todos sus costos mediante la venta de energía, esto no sería posible bajo el actual diseño de costos auditados, por lo que sería necesario un pago complementario que remunerere a este parque óptimo. Esto quiere decir, también, que un parque que no es óptimo se remuneraría en menor medida, sin poder recuperar la totalidad de sus costos. Este diseño debería dar la señal correcta de expansión, por lo que es muy importante que estos pagos de largo plazo y los pagos de corto plazo estén en perfecta sincronía. Dicho esto, cuando se plantea reformar los pagos de largo plazo, ¿qué sucede con los pagos asociados al corto plazo?, ¿cómo se ha hecho este sincronismo o esta necesidad de analizar la interacción entre los mercados de largo plazo y los de corto plazo? De hecho, los pagos por capacidad debiesen ser un complemento perfecto a los mercados de corto plazo, resolviendo el problema del *missing money* asociado a estos últimos; ¿en qué medida se ha hecho el ejercicio de tratar de entender cuáles son estos pagos de corto plazo, el volumen del *missing money* y cómo se complementan con la propuesta de pagos de largo plazo? En la actualidad, esto debiese incorporar el efecto de los pagos por servicios complementarios y las potenciales mejoras a los mercados de la energía. Al respecto, comenta que el MEN ha señalado que, como parte de la estrategia de flexibilidad, se van a reformar los mercados de corto plazo, entonces ¿cómo se ha sincronizado o cómo este programa de reformas que está planteando Jorge conversaría con el mundo del corto plazo y sus reformas?, Recalca que debiese haber una sincronía y un análisis integral que demuestre que la totalidad de ingresos de corto y largo plazo es suficiente y eficiente para remunerar un parque óptimo en el contexto actual.
- Carlos Finat comenta que tenemos la oportunidad de revisar desde cero el concepto de remuneración de potencia lo cual no significa modificar (necesariamente) lo que se haya hecho. Comenta que cree que es necesario ligar el pago por capacidad más allá de este pago administrativo por las necesidades del sistema, para que tengan una significancia física en relación con el desempeño que se pide del sistema eléctrico. Además, comenta que es necesario recordar y tener presente que buena parte de la capacidad de flexibilidad del sistema no proviene por imposición de las tecnologías, si no que provienen de decisiones del Coordinador sobre la base de esa obligación de operar al sistema a mínimo costo y dado un nivel de seguridad prefijado.
- Carlos Cabrera comenta que lo primero que se debe definir es la señal de potencia y la señal de flexibilidad, agregando que estamos en la segunda jornada de esta mesa y todavía está esa duda y no hay un camino concreto. También comenta que el estudio realizado por Inodú transmite la preocupación que la flexibilidad necesita una señal de largo plazo para que la inversión llegue al sistema y se hace uso de las pocas señales de precios a largo plazo que se tienen hoy en día que es la potencia de suficiencia. Agrega que la flexibilidad se debería considerar como un atributo de la potencia, o bien, es necesario pasarla como señal a largo plazo, pero es un tema que se tiene que definir en esta mesa. Agrega que la mesa pasada propuso buscar la forma para que el pago administrativo tenga un porcentaje, ya sea parcial o total de relación con la operación real del sistema. Además, se encontró con la respuesta que aparentemente en esta ley el pago por

potencia debe ser administrativo, entonces ahí la invitación es buscar de alguna forma cómo introducir señales de capacidad efectiva o de aporte efectivo de las unidades a la flexibilidad. Agrega que no puede ser una señal administrativa y también se debe considerar la sostenibilidad.

- Francisco Muñoz complementa la pregunta que hizo Rodrigo Moreno dirigida a Jorge Moreno respecto al tema del *missing money*, ¿qué pasa si en el mediano plazo se mejoran las señales de corto plazo de nuestro mercado?, ¿qué pasa si se aumenta la granularidad del cálculo de precio? ¿Cómo garantizaríamos que al implementar estas medidas de pago administrativos por flexibilidad a largo plazo no resulten en un doble pago, se ajustarían los parámetros después en base a las nuevas señales de precio?
- El equipo del MEN resume algunas preguntas realizadas por los participantes de la mesa para los panelistas y plantea lo siguiente: ¿Las mejoras propuestas son suficientes? ¿es lo único que requería el sistema y desaparece el problema del *missing money* o en realidad el diseño de mercado requiere algo adicional?
- Jorge Moreno comenta respecto al mix óptimo indicando que los activos, independientemente de la señal de potencia, tienen una duración de un poco más de 20 años. Además, van ocurriendo cambios tecnológicos que son importantes y los ajustes son difíciles. También habría que considerar que los inversionistas no se coordinan y tienden a sobre invertir cuando el precio está alto y tienden a sub invertir cuando los precios están bajos, entonces la preocupación sobre el mix óptimo es tener una señal eficiente donde no haya doble pago, sea estable y contribuya al retiro de las centrales a carbón. Dicho de otro modo, esas centrales a carbón cuando se retiren o se vayan retirando van a necesitar que se agregue nueva capacidad y esa nueva capacidad se tiene que agregar oportunamente al sistema, y debe cumplir con ciertas características de flexibilidad o de complementariedad con la energía, no solamente con la energía renovable variable. Además, comenta que plantearon un punto de vista del diseño que cumple ciertos requerimientos y parámetros para que en teoría se pueda llegar a un mix óptimo, pero considerando que este periodo de escasez va a estar en la rampa, una rampa persistente. Entonces ¿cómo uno separa un poco estos mercados para decir que no haya dobles pagos?, lo que se hizo en el informe de GIZ es decir que hay dos tipos de flexibilidad, una flexibilidad por necesidad de balance que son los servicios complementarios y otra que es asociada a la variabilidad del sistema, tienen características distintas y resuelven problemas distintos. Por otra parte, todas estas mejoras a costo marginal que menciona Francisco Muñoz son importantes y críticas, se están haciendo en otros mercados y se tomó el camino de también implementarlas en Chile, pero al final no son suficientes.
- El equipo del MEN resume los comentarios que hicieron tanto Rodrigo Moreno como Francisco Muñoz para plantear las siguientes preguntas a Rodrigo Solís ¿qué pasa si es que se mejoran al máximo las señales de corto plazo? ¿eso sería suficiente por ejemplo para cubrir todos los requerimientos que se está viendo tanto de flexibilidad como de suficiencia?
- Rodrigo Solís comenta que eso habría que verlo una vez implementada las mejoras y ver cómo se comporta el sistema, pero sin duda hay que estar evaluando permanentemente si todas las señales están siendo correctas en el sentido que los agentes estén recuperando sus costos y se estén transfiriendo eficientemente las responsabilidades. También menciona sobre el tema expuesto por Carlos Cabrera respecto del futuro de la señal. Comenta que es necesario cambiar la señal administrativa para pasar a algo más del aporte efectivo. Menciona que hay que seguir viendo cómo se desarrollan las otras señales de mercado de energía. Sobre todo, para ver si en el futuro se van a hacer restricciones mucho más profundas

dentro de nuestro sistema y de nuestro mercado. Eventualmente, surge la idea de quizás pensar en ofertas de potencia, eso va a depender de las decisiones que se tomen más a futuro.

Con respecto a privilegiar ciertas tecnologías, menciona que el mecanismo tiene que ser neutro y tiene que estar orientado a reconocer el atributo que se requiere en el sistema. Eso puede ser prestado por una tecnología más eficiente, sustentable y menos contaminante que compita con otra que no tiene esas características; debería ser una solución del mercado.

- Renato Agurto comenta que cuando uno coloca señales de largo plazo es necesario distinguir un producto que se llama suficiencia y que eventualmente se va a necesitar también incentivar que haya máquinas flexibles. Cuando el regulador decide incorporar estos incentivos a través de definir atributos, en el fondo lo que está haciendo es incorporar cargos que se denominan administrativos, es decir, de alguna manera está planificando y visualizando el futuro respecto de la necesidad que exista determinada cantidad de suficiencia y flexibilidad del sistema. La alternativa para esto es dejar que el mercado totalmente libre sea el que despeje esto, pero hay que tener presente que esas señales son inestables. Así, basarse solamente en el mercado para el tema de la suficiencia no da estabilidad para que se desarrollen inversiones. El dilema al cual vamos a estar enfrentándonos, si tratamos de incentivar esto con señales de largo plazo, es tener un buen regulador para que realice bien estos análisis prospectivos porque son como análisis de planificación de largo plazo.
- Carlos Cabrera: Realiza una pregunta para Jorge, considerando una mezcla de conceptos entre potencia de suficiencia y flexibilidad ¿la señal de precio será la misma para la potencia de suficiencia y de flexibilidad o está pensando en tener una señal de precio distinta para cada una?
- Jorge Moreno comenta que en el informe de Inodú, el precio fue una de las cosas que se dejaron a la evolución del sistema, es decir, acorde a sus necesidades hay un precio que tiene la parte de flexibilidad y hay otro precio que tiene la parte genérica (suficiencia). Inicialmente, pensando en esta transición y tener estabilidad regulatoria, las señales serán iguales. En definitiva, las señales pueden ser iguales, pero también pueden ser distintas y la estructura de la propuesta no cambia. Por lo tanto, es necesario establecer cómo definir esos precios para tener las señales adecuadas.

6. Cierre

Por parte del MEN se resume el trabajo que se realizará en las próximas sesiones y se informa que después que se terminen todas las sesiones de presentaciones, se van a empezar a abordar los temas específicos con algunas propuestas que obviamente van a ser levantadas desde el MEN y la CNE, para que todos puedan comentar y hacer sus aportes.

El equipo del MEN cierra la sesión agradeciendo a los expositores por sus presentaciones y a los asistentes por su participación y sus aportes.

Representantes

1. Carlos Cabrera - Acesol
2. José Ignacio Lois - APEMEC
3. Claudia Carrasco – Transmisoras AG
4. Rafael Carvallo - AGN
5. Carlos Finat - Acera
6. Francisco Danitz – Consejo Minero
7. Danilo Zurita – GPM AG

8. Rodrigo Solís – Generadoras AG
9. Héctor Castro - Acenor
10. Cristian Sepulveda - ACSP
11. Javier Bustos - EEAG
12. Juan Pablo Mora – Consejo Geotérmico
13. Jorge Moreno - Inodú
14. Rodrigo Quinteros – Moray Energy
15. Iván Saavedra - IESD
16. Ramón Galaz - Valgesta
17. Daniel Salazar - Energie
18. Rodrigo Moreno – U de Chile
19. Esteban Gil - USM
20. Francisco Muñoz - UAI
21. Marcelo Rubio – Coordinador Eléctrico Nacional
22. Diana Bahamondes – SEC

MEN y CNE

- Fabian Barría – CNE
- Javier Toro - CNE
- Daniel Olivares – Asesor MEN
- Marco Peirano - MEN
- Francisco Martínez - MEN
- Carlos Rojas - MEN
- Joan Romero - MEN
- Ricardo Gálvez - MEN
- Francisco Merino – MEN
- Cecilia Dastres - MEN
- Santiago Vicuña – MEN

Acrónimos utilizados en la presente acta

MEN: Ministerio de Energía
CNE: Comisión Nacional de Energía
SEC: Superintendencia de Electricidad y Combustible
DS: Decreto Supremo
OCDE: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
SSCC: Servicios Complementarios
LOLP: Loss of Load Probability
LOLE: Loss of Load Expectation
ENS: Energía No Suministrada