

## Mesa de retiro y/o reconversión de centrales a carbón.

<b>N° de sesión</b>	Quinta.
<b>Fecha</b>	25 de septiembre de 2018.
<b>Lugar</b>	Gran Salón del Ex Congreso Nacional, Compañía de Jesús 1131, Santiago.
<b>Hora</b>	08:45 a 13:00 horas.

### Resumen ejecutivo

---

En la sesión se llevó a cabo la presentación de seis expertos representando a cinco instituciones: Juan Carlos Araneda representando al Coordinador Eléctrico Nacional, presentó los resultados preliminares del estudio acerca de la Operación y Desarrollo del SEN sin Centrales a Carbón; Rodrigo Moreno y Marcelo Matus del Centro de Energía de la Universidad de Chile, presentaron “Análisis de escenarios de descarbonización: Lecciones aprendidas”; Joshua Carvacho en representación del Consejo Geotérmico, presentó a la “Geotermia como alternativa de reemplazo al carbón”; Ramón Galaz de Valgesta Energía, presentó el estudio denominado “Impacto del Plan de Cierre de Centrales a Carbón en el Sistema Eléctrico Nacional”; y Carlos Finat, quien presentó la visión de ACERA en relación a la descarbonización.

Finalizando, se citó a una nueva sesión para tratar y consolidar lo que se ha visto en las primeras cuatro sesiones, considerando que el Ministerio elaborará un informe consolidado con los temas que han sido tratados en las sesiones.

### Agenda de la Sesión

---

1. Metodología de trabajo en esta sesión.
2. Presentación de expositores.
3. Trabajo para ir elaborando el documento final.
4. Calendarización próximas sesiones.

## Desarrollo

---

La sesión se inicia con la bienvenida de la Ministra Susana Jiménez a todos los integrantes de la mesa y a los participantes que entregarán su respectiva experiencia y/o estudios en relación al retiro y/o reconversión de centrales a carbón.

### **1.- Metodología de trabajo en esta sesión.**

Santiago Vicuña, jefe de la División de Participación y Diálogo, presenta la metodología para elaborar preguntas a los expositores, la cual será a través de preguntas escritas, de la misma forma en que se hizo durante la sesión de experiencias internacionales. Además, se plantea una selección de las preguntas que se efectuarán debido a lo acotado de la agenda del día.

Javier Bustos, jefe de la división de prospectiva y política energética del Ministerio de Energía, da pie para el inicio a la presentación de Juan Carlos Araneda, representante del Coordinador Eléctrico Nacional.

### **2.- Presentación Expositores**

#### Presentación Juan Carlos Araneda, Coordinador Eléctrico Nacional

Se presentan los resultados preliminares del estudio que está desarrollando el Coordinador Eléctrico Nacional, cuyos objetivos principales son:

1. Analizar el impacto a 20 años sobre la operación y desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional considerando el retiro gradual de las centrales a carbón.
2. Identificar los diversos impactos técnicos y económicos sobre la operación, seguridad y calidad de servicio.

Para ello, se definió un escenario base que considera un cronograma referencial de retiro de unidades a carbón entre los años 2021 y 2038, el cual ha sido construido en base a criterios generales asociados a la vida útil técnica y/o económica de unidades generadoras. Además, sobre el escenario base se realizaron 5 sensibilidades al mismo, en torno a costos de inversión de tecnologías CSP, bombeo y baterías; costo de GNL, etc.

Los resultados preliminares del estudio evidencian que las unidades de carbón que se retiran en los escenarios evaluados, son reemplazadas principalmente por plantas de tecnología solar fotovoltaica y CSP, además de la incorporación de centrales eólicas, geotérmicas, de pasada y de bombeo. Ello trae consigo una disminución significativa de los costos de operación, producto del reemplazo por tecnologías con costos variables de operación notoriamente inferiores al carbón, y de las emisiones (locales y globales), así como un incremento de los costos de inversión en generación, producto del reemplazo de infraestructura para tales efectos.

Se destaca que los resultados que se muestran son preliminares y el estudio se seguirá desarrollando considerando el impacto sistémico hasta el año 2035. En específico, se indica que están pendientes los resultados relativos a los análisis de seguridad del sistema (estudios

eléctricos). La presentación completa del Coordinador se encuentra disponible en el sitio web: <http://www.energia.gob.cl/pagina-mesas/405>

Luego de concluida la presentación, Javier Bustos hace las preguntas que llegaron por parte de los participantes de la mesa, dentro de las cuales se tienen:

- 1. En el análisis presentado, favor indicar ¿Qué participación se consideró para las energías renovables variables en la provisión de servicios complementarios? Esto en línea con el trabajo conjunto que se hizo entre el Coordinador y la empresa First Solar, que demostró la capacidad de una central solar fotovoltaica para proveer servicios complementarios.**

R: Se menciona que se mostró el potencial que las energías renovables variables pueden entregar, sin embargo, no se entró en un análisis detallado de ello pero sí se consideró el aporte de las plantas ERNC en la provisión de Servicios Complementarios.

- 2. Se solicita comentar, o explayarse, en los costos de inversión más los costos de operación promedio en situación con descarbonización y sin descarbonización.**

R: Se menciona que el resultado muestra una disminución mayor al 50% en los costos de operación considerando una salida gradual de las centrales a carbón de acuerdo al calendario que se indica en el estudio, en comparación a una situación sin retiro de dichas centrales. Como complemento a ello, y debido al reemplazo tecnológico requerido tras el cese de carbón, el mercado responde con un aumento en los costos de inversión producto de estas nuevas centrales que entran a reemplazar a las plantas que se van retirando, fundamentalmente basadas en fuentes de energías renovables. Se destaca que este es un ejercicio que consideró un escenario de retiro gradual de las centrales a carbón, con un horizonte de 20 años.

- 3. ¿Cuáles fueron los criterios de localización de las nuevas centrales de generación convencional y renovable?**

R: Todas las nuevas centrales son incorporadas en base a los lugares donde se encuentran estos recursos, o sea, el potencial solar o eólico sigue la localización de acuerdo a la prospección que ha hecho el equipo del Coordinador en base al catastro de proyectos eléctricos que estuvieran en desarrollo o en estudio, pero la decisión de determinar cuál de ellos entran a suplir la oferta que se retira, va de acuerdo a la co-optimización de los costos de inversión en generación más el costo de inversiones en transmisión.

- 4. ¿Cuáles centrales quedarían operando al 2030 y al 2035? ¿Cuál sería el costo marginal al 2030 en el escenario sin carbón?**

R: En relación a la segunda pregunta se menciona que los costos marginales son bastante estables, y en el período del 2030 al 2035 en adelante, las centrales que quedan operando son las más nuevas que resultan ser además las más eficientes, lo que explica también que los costos marginales bajen y que sean menores a los escenarios sin retiro de centrales a carbón, y que éstos se encuentran en el orden de los 40 USD/MWh en promedio.

- 5. ¿Los costos de inversión mostrados en la presentación sólo consideran los costos de inversión en generación o también aquellos asociados a la transmisión?**

R: Son sólo los costos de inversión en generación. Los costos de transmisión adicionales se estiman en 1.000 millones de dólares, debidos fundamentalmente al requerimiento de un enlace HVDC con mayor capacidad (cerca a 4.000 MW según resultados preliminares) y

por una ampliación que se requeriría en la zona de Quintero – Puchuncaví, debido principalmente a la reducción de la oferta de generación, producto del retiro de las plantas de carbón en la zona.

**6. Al comienzo de la presentación se menciona que las centrales carboneras operarían con un alto factor de planta ¿Se dispone de un gráfico que muestre esto? ¿Es efectivo que se esperen altos factores de planta?**

R: Las centrales eficientes son las que presentan altos factores de planta, y las que están fijando los costos marginales hoy en día, de alrededor de 35 a 40 USD/MWh. Si uno mira en los años del 2020 al 2030, las centrales que se retiran a esa fecha, y que son las más antiguas (construidas en los años 60, 70 y 80), son las que tienen hoy en día costos variables más altos y prácticamente no están despachadas salvo en condiciones hidrológicas secas. En ese sentido, en hidrologías medias no tienen mayor impacto en los precios, pero si pueden presentarlo en la seguridad en caso de haber una condición seca.

**7. ¿Se sensibilizó sobre los plazos de entrada en operación de la línea HVDC?**

R: Sí, se hicieron varios análisis porque el mismo modelo entregaba señales respecto a la fecha de inicio, y que en la mayor parte de los casos, considerando un análisis de planificación robusta de distintos escenarios, se obtiene que la fecha óptima de inicio de la construcción es hoy, de manera que la línea esté en servicio en el periodo 2027-2030.

**8. Respecto a la salida de las últimas unidades de carbón, se tienen 5.000 MW de carbón retirados, que son sustituidos, principalmente, por plantas de energías renovables. Comparando los factores de planta de una y otra tecnología, se debiesen instalar 15.000 MW adicionales, los cuáles deben ser transferidos por el sistema HVDC. En ese sentido, ¿Cómo se transmiten estos 15.000 MW por un sistema de 4.000 MW?**

R: Se menciona que las plantas están distribuidas y que hacen uso del sistema HVDC y del sistema de 500 kV, y que igualmente se observa algún grado de congestión en algunas zonas.

**9. ¿Cuál sería el principal impacto si seguimos en condiciones de hidrología seca?**

R: Si se sigue en condiciones de hidrología seca, el tema a considerar es cómo contar con un stock mínimo de agua para evitar que se tenga un impacto fuerte por no disponer de la cantidad de agua requerida, y, que a nivel de estudio, se identifique no solo el uso y tránsito de agua de un año a otro, que hoy día es bastante difícil de hacer, dado que llevamos más de 7 años con hidrologías secas, sino poder recuperar y mantener alguna especie de “colchón” o stock mínimo, que dé cuenta del margen que nos pueda proveer seguridad en condiciones hidrológicas secas prolongadas, o evitar perder esa flexibilidad que las centrales de embalse pueden entregar, considerando que puede también competir con otras fuentes en materia de servicios complementarios.

Presentación Marcelo Matus y Rodrigo Moreno, Centro de Energía de la Universidad de Chile.

Se presenta el estudio llevado a cabo por el Centro de Energía de la Universidad de Chile, titulado "Análisis de escenarios de descarbonización. Lecciones aprendidas", analizando escenarios de descarbonización en el largo y corto plazo, considerando la competitividad de otras tecnologías como CSP, además de establecer el retiro de centrales a carbón por antigüedad.

Del estudio se concluye la importancia de estudiar la posibilidad de establecer un diseño de mercado adecuado para los requerimientos que tendrá el sistema, además se menciona la necesidad de implementar mecanismos más agresivos que el retiro por antigüedad o la aparición de tecnologías competitivas por separado para lograr el retiro de las centrales a carbón. La presentación completa se encuentra disponible en <http://www.energia.gob.cl/pagina-mesas/405>.

A continuación se llevan a cabo las preguntas para los expositores.

- 1. ¿Cuál es el precio de corte para que la tecnología CSP sea competitiva? Se menciona que los resultados son posibles con un costo de desarrollo de 50 USD/MWh ¿Qué pasa si no pueden bajar de 60, 70 u 80 USD/MWh?**

R: No se calculó el precio de corte, solo se consideró el costo de desarrollo que tiene como objetivo Estados Unidos (50 USD/MWh).

- 2. En relación a dependencia de los combustibles fósiles, se ve un menor consumo del carbón, pero mayor consumo de GNL. Al respecto, ¿Por qué mejoraría la seguridad frente a la exposición al mercado internacional sustituyendo un combustible fósil por el otro?**

R: Lo que se muestra no es la sustitución de carbón por gas, sino que es la sustitución de carbón por un portafolio de generadores y dentro de este portafolio se tiene generación con gas. En ese sentido, es la diversificación la que lleva a una menor exposición debido a una disminución del riesgo.

- 3. Para poder hablar de descarbonización en vez de retiro de unidades a carbón ¿Están considerando el precio del CO2 aplicable a toda la economía o solamente al sector de generación eléctrica?**

R: Este estudio aborda solamente la generación eléctrica. Ahora bien, si se aplica de buena forma el carbón tax, éste se traspa al precio y el consumidor ve reflejado este precio, y así el mercado eléctrico en su conjunto lo ve. En ese caso, subiría el precio spot y aquí aplican criterios económicos en la medida que el cliente esté consumiendo un bien que hace daño, evidentemente es bueno, si es que hay cierta elasticidad de la demanda, que así se reduzca el consumo y por ahí también se perciben las señales de descarbonización.

- 4. Al aumentar el costo del CO2, además de estudiar su efecto sobre el despacho ¿Verificaron si era posible cubrir los costos fijos de las plantas carboneras si se mantiene esquema sin repercusión del costo del CO2 en los costos marginales?**

R: El instrumento del costo de CO2 depende de cómo se diseñe. Tan importante como el valor del CO2 es importante el mecanismo de cobro del impuesto ya sea ex-post o previo. El instrumento del costo del CO2 podría incluirse en el despacho a través de su incorporación en los costos variables y bajo esta misma consideración, efectivamente se va a ver alza en los costos, sin embargo no debiese afectar la rentabilidad.

**5. Se mencionó que era perfectamente posible un retiro de las centrales a carbón al año 2025 ¿Es posible con los plazos de construcción de la transmisión necesaria?**

R: Sí, por lo que se puede sustituir al carbón son baterías, centrales fotovoltaicas, eólicas y ampliaciones de la transmisión, lo que es consistente con el modelo de la PELP, y de hecho es bastante caro. En ese sentido, si el impuesto es de 50 USD/tCO<sub>2</sub> es económicamente y técnicamente factible el retiro de todas las centrales a carbón. En caso de que este impuesto sea de 30 USD/tCO<sub>2</sub>, quedaríamos a “mitad de camino”.

**6. En relación a los tiempos de desarrollo de la transmisión que considera el modelo, al parecer no están considerados los tiempos reales de desarrollo.**

R: En la primera parte no es problema, ya que se pueden poner las centrales eólicas y solares en todos los nodos. De hecho, ahí se consideran algunas centrales en construcción y si no, se considera la batería y la central solar.

**7. Con los bajos factores de planta que se prevén para las centrales a gas y carbón, ¿Ustedes estiman que serán rentables para sus propietarios?**

R: Efectivamente, pues las centrales que quedan tienen un factor de planta entre un 60-70% hacia arriba.

Presentación Joshua Carvacho, Consejo Geotérmico.

Joshua Carvacho presenta a la geotermia como una alternativa de reemplazo al carbón, abordando los diversos beneficios técnicos, económicos e incluso en el reemplazo laboral que presenta esta tecnología. Sin embargo, para incentivar su entrada masiva se requiere de señales económicas, como un valor mayor del Carbon Tax. La presentación completa se encuentra disponible en <http://www.energia.gob.cl/pagina-mesas/405>

Javier Bustos hace las preguntas que llegaron por parte de los participantes de la mesa.

**1. ¿Cómo se han internalizado los costos de desaprobación de algunas comunidades a este tipo de proyectos?**

R: En relación a como se ha manejado el rechazo comunitario, particularmente donde ha habido mayores problemas de este tipo ha sido en el Tatio. En ese sentido, este es un efecto local, pero se han tenido experiencias positivas como en Cerro Pabellón. Es cierto que muchos sitios de geotermia están en lugares que pueden ser sensibles para llevar a cabo desarrollos industriales como parques naturales, pero hay otros sitios en que se puede desarrollar la tecnología sin tener un impacto negativo y se debería manejar de la misma forma en que otras tecnologías podrían tener un impacto similar, como las centrales hidráulicas. Lo que se puede decir a favor de la geotermia es que no afecta al agua que se usa para consumo de las comunidades y no afecta a las napas freáticas, por lo que no compite con otras actividades que requieren uso del agua.

**2. ¿Cómo han internalizado o pretenden solucionar los altos costos de construcción para que estos proyectos se desarrollen en forma masiva?**

R: En relación a los costos, están pasando dos cosas en el mundo de la geotermia. Por una parte, han aparecido mayores proveedores de turbinas. De hecho, hace algún tiempo se tenía un solo fabricante en el mercado y ahora existen 5 o 6 proveedores que están

compitiendo con diseños eficientes, lo que ha conllevado una reducción de costos de las turbinas, y por consiguiente en el CAPEX de los proyectos, considerando que éstas representan un tercio del costo de inversión de una planta. Lo otro que está pasando es que, históricamente, la geotermia en el mundo se ha desarrollado por el apoyo del Estado, asumiendo el riesgo inicial de los proyectos, pero hoy en día, organismos multilaterales han desarrollado mecanismos de mitigación de riesgos. Por ejemplo, en México te financian con un programa de perforación y en relación a los resultados que se obtienen, esto se puede transformar en un subsidio o en un crédito obteniendo condiciones bastante atractivas, en relación a los plazos de gracia o tasas de interés. Al incluir esto dentro del análisis financiero, permite mejorar mucho la competitividad y, sumando estos efectos, se puede lograr una reducción de costos significativa, pudiendo llegar a valores de 70 u 80 USD/MWh.

#### Presentación Ramón Galaz, Valgesta Energía.

Ramon Galaz presenta el estudio llamado “Impacto del plan de cierre de centrales a carbón en el Sistema Eléctrico Nacional”, llevado a cabo por la empresa Valgesta Energía, que tenía como objetivo diseñar un plan teórico de cierre de centrales de carbón, simulando la operación y realizando las estimaciones de los impactos asociados a nivel de emisiones, costos marginales y de operación del sistema, para el periodo 2019 – 2030. Para ello se definen 3 escenarios de simulación (escenario base (BAU); escenario con plan de cierre y sin ajustes; y escenario adaptado al plan de cierre), en los cuales no se optimiza la expansión de la matriz de generación.

Los resultados permiten concluir que, para una condición hidrológica media, las emisiones de CO<sub>2</sub> se reducen en un 5,5% aproximadamente en el escenario 3, respecto al escenario base. Para una condición hidrológica seca, la reducción podría aumentar a 6%. Ahora bien, el cierre de centrales a carbón no sería un requisito para dar cumplimiento a los compromisos de Chile en relación al Acuerdo de París. En cuanto a los costos marginales, para el periodo 2019 – 2030 se aprecia un aumento medio anual de 6% en el escenario 3, lo que guarda relación con el aumento de la generación con plantas de gas natural. La presentación completa se encuentra disponible en <http://www.energia.gob.cl/pagina-mesas/405>

Javier Bustos hace las preguntas que llegaron por parte de los participantes de la mesa.

**1. ¿Cuáles son las claves para que esto sea costo efectivo entendiendo que la política pública debe proteger los costos de la energía como factor habilitador de la economía y su gente?**

R: Primero que todo, las medidas costo efectivas tienen que ver con todos los sectores industriales, no se puede hacer un análisis individual por industria.

**2. ¿Cuántas plantas y cuántos megawatts de carbón se desplazan al 2030?**

R: En el estudio se consideran 1,300 MW (10 plantas).

**3. ¿Por qué no evaluaron los beneficios en salud y de menores emisiones, entre otros, pero sí evaluaron los costos?**

R: No se evaluaron los beneficios en salud porque están fuera del alcance del estudio. En ese sentido, se propone evaluar a nivel de contaminantes locales que pasa con un gap de

descarbonización que es una medida que se podría aplicar. Se aprovecha de comentar que hubo dificultades con la obtención de los factores de emisión de las distintas unidades. Se propone para futuros análisis considerar esta variable, en la medida que la información esté disponible.

#### Presentación Carlos Finat, ACERA.

Carlos Finat presenta comentarios acerca del estudio realizado por Valgesta Energía, y menciona los aportes de ACERA a la evaluación de riesgos de centrales a vapor de carbón en el Sistema Eléctrico Nacional. La presentación completa se encuentra disponible en <http://www.energia.gob.cl/pagina-mesas/405>

Luego, se abre la sesión de preguntas y comentarios entre los que se tienen:

1. Respecto de los esfuerzos que están haciendo a nivel internacional por descarbonizar, se menciona que en Chile el carbón tiene un 40% de participación en la generación de energía, mientras que en otros países que están descarbonizando poseen porcentajes inferiores al 20%. Por lo tanto, hay que ser cuidadosos con el efecto que podría tener la descarbonización en el mercado ya que los efectos podrían ser muy distintos en relación a otros países.
2. Se destaca que la diferenciación a través de una economía verde es un factor competitivo para un país que produce recursos naturales como el nuestro. Por ejemplo, se menciona el caso del cobre, que es un recurso que utilizarán los vehículos eléctricos, y no puede ser un cobre que tenga una huella de carbono alta (con el litio pasa algo similar). Se recomienda no quedarse con que Chile produce solamente el 0,27% de los gases de efecto invernadero totales del planeta, y que son otros los que deben hacer el esfuerzo, se debe ver que hay una oportunidad de bienestar y desarrollo económico para el país y si vamos por esa vía se ve que no hay costos, sino más bien beneficios para el país.
3. Se destaca la relevancia de la descarbonización en el sector eléctrico debido al aporte de las 27 o 28 centrales a carbón y si se analiza el nivel de emisiones de este parque generador se observa la relevancia y, abordando este punto se estaría actuando sobre el 90% de las emisiones de todo el parque eléctrico (sin tomar en cuenta el efecto de los contaminantes locales). En ese sentido, está bien considerar los acuerdos internacionales o la descarbonización de la matriz, pero no se deben dejar de lado los contaminantes locales, considerando que en 4 de las localidades donde se emplazan estas centrales se está en condición de latencia o saturación, considerando además que tienen un plan de descontaminación, y teniendo en cuenta además, que el estándar de nuestra norma duplica lo que recomienda la Organización Mundial de la Salud (OMS). Por lo tanto, es relevante velar por que se cumplan los planes de descontaminación, en relación a los contaminantes normados, y que reducir la generación en base a carbón provoca una sinergia, disminuyendo emisiones de CO<sub>2</sub> y la emisión de contaminantes locales.
4. Se menciona lo difuso que podría ser el escenario considerado a nivel general, dado que se ve poco control de los escenarios proyectados, en relación a que no se tiene una



información de base clara del posible retiro y/o reconversión de las centrales a carbón. También se menciona que debe haber un análisis para ver qué pasará en los territorios específicos, impactos y beneficios, no solo en términos agregados. Esto en cuanto a empleo, salud, subsidios, entre otros factores mencionados, dado que habrá un cambio drástico en esas zonas, en tanto concentran varias plantas de carbón.

5. Se menciona que de acuerdo a lo que expuso tanto el Coordinador como los representantes de la Universidad de Chile, se requiere una adecuada actualización del diseño de mercado. Se hace mención a que el mercado, tal como está hoy en día, no será capaz de responder frente a las nuevas necesidades que se van originando en el sector. Por ejemplo, se mencionan los servicios complementarios, inercia que podrían aportar algunas máquinas para entregar seguridad al sistema, entre otros.

### **3.- Trabajo para ir elaborando el documento final**

Santiago Vicuña hace mención a que se está trabajando sobre una cantidad de variables que son difíciles de estimar. Luego comenta que en la próxima sesión se abordarán los temas ya discutidos en estas últimas sesiones y plantear, quizás, nuevos desafíos requeridos para llevar a cabo la discusión.

Javier Bustos menciona que se trabajará en una propuesta resumen de manera de tener un informe más consolidado y que se hará llegar a los integrantes para que sea discutido en la próxima sesión. Menciona además que desde el inicio se habló de un cronograma y de las condiciones requeridas para llevar a cabo la descarbonización. En ese sentido, algunas fueron abordadas por el Coordinador, y están relacionadas al diseño de mercado, además de lo que ya se vio inicialmente, en relación a impactos sociales y variables ambientales.

Uno de los integrantes recalca el hecho de que se considere en la próxima sesión cuáles son los plazos en el desarrollo de la infraestructura de transmisión, para poder así comparar un caso optimista con uno conservador, de manera de tener ciertos indicios que muestren condiciones bajo las cuales se puede llevar a cabo el proceso.

Por su parte, uno de los integrantes menciona como elemento faltante o incompleto, la información de calidad del aire que quedó de enviarse y no se envió, en relación a la presentación del Ministerio de Medio Ambiente, donde se ven inconsistencias y cifras incompletas. Además se propone avanzar en temas de “transición justa” y que sería interesante además que las empresas envíen información de empleos directos e indirectos para analizar qué tipos de desafío se deben enfrentar.

Javier Bustos menciona que en relación al primer punto mencionado, se le solicitará a Medio Ambiente que envíe la información comprometida, también que pueda volver a participar en otra de las sesiones. Además, se menciona que en la sesión de salud se encontraba presente una persona del Ministerio de Salud y lo mismo se podría ver con gente del Ministerio del Trabajo para cuando se discutan los temas relacionados. En relación a los impactos laborales se hace mención a que ya se ha estado trabajando en estos temas, las empresas han facilitado información para que sea incorporada en los estudios que está llevando a cabo el BID para la sesión de Impacto Laboral y Económico de diciembre.

Finalmente, se comenta que en el Ministerio se tuvo una reunión con la Organización Internacional del Trabajo en la que se vieron temas relacionados a “transición justa” y también que se tendría la opción de contar con ellos en la sesión de diciembre.

#### 4.- Calendarización próxima sesión

Se señala que la próxima sesión se hará el día jueves 11 de octubre en que se discutirán los temas analizados en las sesiones anteriores, de manera de ir consolidando el trabajo que se ha realizado.

Se menciona también que la reunión posterior corresponde a Variables Ambientales y que se llevará a cabo el día 23 de octubre.

### Compromisos

---

Detalle	Responsable	Plazo
Elaborar documento resumen preliminar de temas, para consolidar lo visto en las 4 sesiones iniciales.	MEN	05-10-18
Enviar cita con la ubicación del lugar en donde se llevará a cabo la sesión del 11 de octubre-	MEN	
Participante de la mesa solicita envío de la información comprometida por Medio Ambiente	MEN	
Desarrollo del estudio con los análisis restantes y envío de éste a la mesa.	Coordinador	
Revisar participación de representante del Ministerio de Salud, del Ministerio del Trabajo y de la Organización Internacional del Trabajo en las próximas sesiones.	MEN	

## Anexo: Lista de asistentes

---

1. Susana Jiménez – Ministerio de Energía
2. Javier Bustos – Ministerio de Energía
3. Rossana Gaete – Ministerio de Energía
4. Santiago Vicuña – Ministerio de Energía
5. José Carrasco – Ministerio de Energía
6. Carolina Urmeneta – Ministerio de Medio Ambiente
7. Alejandro Jadresic – Fundación Chile
8. Demián Talavera – Engie
9. Andrés Antivil - COSOC
10. Claudio Seebach – Asociación de Generadoras
11. Daniel Salazar – Coordinador Eléctrico Nacional
12. José Venegas – Comisión Nacional de Energía
13. José Tomás Morel – Consejo Minero
14. Juan Eduardo Vásquez - Colbún
15. Michele Siciliano – Enel Chile
16. Rainer Schröer - GIZ
17. Paola Hartung – AES Gener
18. Rubén Sánchez - ACENOR
19. Sara Larraín – Chile Sustentable
20. Stefan Larenas – ODECU
21. María Eliana Arntz – Casa de la Paz