



## Mesa de Trabajo – Plan de Descarbonización

### Eje 2: Reconversión termoeléctrica y combustibles de transición.

#### Minuta de la Segunda Sesión: “Combustibles de transición”

**Fecha:** 23 de noviembre 2023 – 9:00 horas  
**Lugar:** FCFM, Universidad de Chile, Zócalo Hall Sur  
**Duración:** 3 horas

### 1. Acerca del proceso

El Ministerio de Energía implementa un proceso de discusión en torno al Plan de Descarbonización con miras a la construcción de una hoja de ruta 2023-2030, con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo, BID, y la participación del sector privado, público, sociedad civil, organismos internacionales y la academia.

A través de un trabajo técnico y de diálogo estratégico, se espera construir una hoja de ruta para la descarbonización con foco al 2030, abordando las condiciones regulatorias y técnicas que habiliten una descarbonización acelerada y la reducción progresiva de las emisiones globales y locales del sector eléctrico.

La hoja de ruta se dividirá en tres grandes ejes que establecerán dichas condiciones:

1. Eje 1: Modernización de la red y el mercado eléctrico, e infraestructura.
2. Eje 2: Reconversión termoeléctrica y combustibles de transición.
3. Eje 3: Transición energética justa y comunidades.

### 2. Resumen de la sesión

Integrantes del proceso participativo de discusión en torno al Plan de Descarbonización se reunieron presencialmente para la segunda sesión del Eje 2 - Reconversión termoeléctrica y combustibles de transición, con el objetivo de recabar insumos para la construcción de la hoja de ruta.

A la sesión asistieron presencialmente 36 participantes, representando a 26 organizaciones, instituciones y empresas, y se transmitió en formato online el espacio de presentaciones (revisión de insumos).

En esta sesión la conversación se orientó a dialogar en torno a los desafíos y oportunidades de los “combustibles de transición”. Si bien el proceso busca definir consensos que permitan priorizar y focalizar las acciones de la presente década, la sesión se abocó a la identificación de acciones a incluir en la hoja de ruta, identificar consensos y puntos en fricción y el diálogo en torno a dilemas que guían las discusiones.



### 3. Revisión de insumos

- El Ministerio de Energía presentó un encuadre de la discusión.
- Presentación Estudio KAS Ingeniería.
- Presentación Estudio ISCI.
- Presentación Estudio INODÚ

Las presentaciones están disponibles en el Sitio Web del Ministerio de Energía:

[https://energia.gob.cl/sites/default/files/gas\\_natural\\_como\\_combustible\\_de\\_la\\_transicion.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/gas_natural_como_combustible_de_la_transicion.pdf)

### 4. Plataforma participativa

Una vez presentados los insumos, se inició un espacio de diálogo en el cual los asistentes, organizados en 3 grupos de trabajo, utilizaron los siguientes dilemas para guiar la discusión:

#### 1. Rol del gas natural en la transición energética.

Mantener una condición neutra o reconocer un rol estratégico del gas natural en el corto y mediano plazo que permita acompañar un retiro acelerado del carbón de la matriz de generación eléctrica, evitando una mayor generación del parque a diésel y considerando los instrumentos de gestión climática y ambiental.

#### 2. Disponibilidad de las centrales a gas y contribución a la operación de un sistema eléctrico confiable.

Continuar con el marco regulatorio y normativo actual, o definir -considerando la realidad de las centrales a gas en el país- adecuaciones de corto y mediano plazo que permitan promover su disponibilidad frente a condiciones operativas más exigentes, aportando en la viabilidad eficiente de un retiro acelerado del carbón.

#### 3. Reconversión de infraestructura a gas.

Promover el cese de combustibles o acompañar la reconversión y reutilización de infraestructura y actividad productiva asociada a las centrales a gas natural, considerando la posibilidad de incrementar progresivamente alternativas de mezcla con combustibles limpios, de manera de avanzar hacia la meta de la Política Energética Nacional de alcanzar un sistema eléctrico 100% libre de emisiones al 2050.

**Se solicitó a los grupos que se focalizaran en la propuesta de condiciones habilitantes y acciones a incluir en la hoja de ruta y en emitir opiniones en torno a los dilemas. Las discusiones y propuestas fueron recogidas por los moderadores de cada grupo y se incluyen en la Minuta, no fueron compartidas en plenario.**

**Al finalizar el trabajo grupal, se realizó un diálogo abierto en plenario en el cual los participantes expresaban sus opiniones individuales respecto al tema de la sesión.**



#### 4.1 Condiciones habilitantes y acciones planteadas en los grupos

##### a) Ajustes a las normativas

- Mejorar la normativa que establece el acceso abierto a las instalaciones de gas.
- Facilidad normativa para reutilizar turbinas a diésel, para que puedan trabajar a base de gas.
- Mejorar la regulación/remuneración asociada a los SSCC, dado que no resultan atractivos para inversionistas.
- Norma de emisiones, flexibilizar su uso para permitir mínimos técnicos más bajos.
- Pago a la flexibilidad – incentivos regulatorios.
- Incluir impuesto a las emisiones en el Costo Marginal.
- Disminuir generación a mínimo técnico.
- Señal de potencia que fomente el recambio de uso de diésel por gas natural.
- Fomento al recambio de diésel por mayor generación a gas natural (nuevos motores, por ejemplo).
- Incentivar inversiones en centrales para aumentar flexibilidad.
- Una mirada más integral de los retiros de centrales en las autorizaciones del CEN.
- Utilizar incentivos (impuestos, subsidios, etc.).

##### b) Tecnologías

- Realizar pilotajes seguros con distintas tecnologías (sandbox), donde se analice el rol que tendrá que cumplir el CEN, entre otros actores relevantes, además de las medidas de seguridad que deberán ser tomadas para su implementación.
- Algunas tecnologías que permiten facilitar la salida del gas: DSM, GET, CSP, almacenamiento.
  - Almacenamiento como algo estratégico, impulso de almacenamiento por bombeo.
- Se necesita inversiones para hacer posible conversión a gas de plantas carbón y extensión de vida útil.

##### c) Otras

- Es necesario tener claridad de los costos y beneficios asociados a la descarbonización de la matriz energética, de manera de poder cuantificar el esfuerzo a realizar para alcanzar las metas, valorizando también los beneficios de reducción de costos de operación y menores daños y gastos en salud por el Estado y las familias. En este mismo sentido, es necesario tener claridad de cómo se financiará la transición energética y los impactos que pueden tener en los chilenos y chilenas.
- Es necesario nombrar a un responsable que establezca los hitos habilitantes para la descarbonización, y a un responsable de monitorear el proceso, capaz de entregar señales tempranas sobre el avance. Además, se deben estudiar las medidas de gestión necesarias para agilizar el proceso, y alcanzar el objetivo estratégico que se establezca, independiente del tiempo que pueda tomar.



- Impulsar la gestión de la demanda.

## 4.2 Puntos de consenso

### Grupo 1

- La norma de emisiones debe revisarse para no desincentivar la inversión, dado que puede ir en detrimento de la seguridad del sistema eléctrico.
- Los diferentes ministerios deben mantener una coherencia regulatoria, en particular MMA y MEN.

### Grupo 2

- El gas tiene un rol en la descarbonización temporal
- Consideración de medidas complementarias: almacenamiento, gestión de demanda.
- Se requiere incentivo a la flexibilidad.

### Grupo 3

- Se necesita poner mayor énfasis en resguardar seguridad y confiabilidad del sistema frente a retiro de centrales térmicas.
- Probablemente hoy centrales a gas natural son la mejor opción de transición, pero mantener neutralidad tecnológica en el sentido de que si mañana otras alternativas son costo eficientes se deberían considerar (reconversión de la centrales, captura de carbono, entre otras).

## 4.3 Puntos que requieren mayor discusión

- El pago que se le pueda realizar a los dueños de la infraestructura del gas. Unos integrantes hablan de la importancia de considerar estas remuneraciones también en el sector residencial, mientras que otros consideran que esta ya está “más que pagada” por lo que no debería considerarse.
- Hay opiniones discrepantes respecto a la definición del Gas como combustible estratégico, no hay consenso en que se deba potenciar/destacar su rol en la descarbonización.
- Falta mayor visión técnica del Coordinador en todo este proceso.

## 4.4 Observaciones en el diálogo abierto en plenario

En el plenario se expresaron las siguientes opiniones individuales:



- La importancia de la coherencia regulatoria, donde se trabaje en conjunto con las exigencias medioambientales realizadas por el MMA, que no siempre se encuentran alineadas con lo que dispone el MEN.
- Hay condiciones en las cuales el análisis de costo eficiencia no indica medida a ser tomada. Decisiones de PP pueden ir más allá de análisis de costo eficiencia.
- Es necesario que el gobierno se alinee entre sus instituciones para que todo sea claro; coherencia regulatoria; entrega señales claras. Al mismo tiempo se solicita crear hitos de control intermedio.
- Entre los estudios presentados hay consenso en que invertir en almacenamiento permitirá, en primer lugar, retirar las centrales a carbón, y luego desplazar el gas natural a una participación menor dentro del SEN. El Estado debe liderar y entregar condiciones habilitantes para desarrollar de manera rápida y segura el almacenamiento, pensando en la operación del sistema a largo plazo y principalmente renovable.

#### 4.5 Detalle de conversaciones grupales: Apreciaciones acerca de los dilemas planteados

En el diálogo grupal se expresaron opiniones individuales, sin que estas signifiquen un consenso de los participantes.

##### **Retiro de las centrales de carbón y sus efectos**

- Primero tenemos que eliminar el carbón, aún no se tienen condiciones para su retiro y ya estamos hablando de retiro del gas. No apresurarnos en definir gas como estratégico o no, primero lleguemos a la meta de retiro de carbón. Se releva que lo estratégico de una tecnología viene de su capacidad para dar respuesta a los requerimientos anticipados.
- Las centrales a carbón deben retirarse de manera ordenada para no poner en riesgo la seguridad de suministro, ese es el gran objetivo. Dentro de esto hay que ser cuidadoso con cómo se reemplaza. Se deben analizar todas las alternativas, pero el gas sí tiene un rol fundamental principalmente en el corto plazo.
- La salida anticipada del gas puede ocasionar distorsiones en precio del mercado, volatilidad de precios (por volatilidad en generación eólica).
- No sé si el fin último es sacar el carbón. Es el carbono. Nunca se analizó si era costo efectivo sacar el carbón, y esto lo pagan los clientes. No debiésemos cerrarnos a la energía solar y eólica, hay que ser más agnóstico en las tecnologías. Si la tecnología de captura llega a ser suficientemente barata es igual de válida. Para definir la costo efectividad debemos acordar los atributos imprescindibles, más allá del precio y las emisiones GEI, por ejemplo, confiabilidad. Se está mirando el problema compartimentado en vez de aunado. Con una visión más amplia se pueden justificar costos de corto plazo más altos (pensando en que existirán cobeneficios, líneas de Tx que no se construirían, salud, etc.). No se debiera demonizar ni siquiera el carbón. ¿Cada cuánto tiempo vamos a revisar esto? Vamos a hacer una hoja de ruta ahora pero en 5 años más puede quedar “obsoleta”.
- El Coordinador no se ha opuesto a la salida de centrales a carbón y deberíamos confiar en eso. Si estamos desconfiando del trabajo que están desarrollando las autoridades técnicas en la materia entonces tenemos otro problema que es más institucional.



- Retiro responsable del carbón, acompañado de estudios del Coordinador, se debe evaluar más el tema de la seguridad del sistema. Que estén más involucrados en este proceso. Que verifiquen que las condiciones habilitantes efectivamente estén. El estudio de seguridad que presentan hoy es muy amplio.
- Sería ideal realizar una encuesta de qué tan dispuesto está la gente a pagar por la descarbonización (se menciona un análisis hecho por Colbún).

### **Rol del gas natural en la transición energética.**

- Se considera necesario relevar el rol estratégico que cumple el gas durante la transición energética, dándole importancia política, mejorando el acceso abierto a la infraestructura, entregando valor a la seguridad de abastecimiento que provee, como también a la seguridad y suficiencia del sistema. Dado que este incentivo podría ayudar a prevenir futuros desafíos producto de las metas establecidas, que no garantizan una transición energética responsable.
- Se reconoce que el gas tiene un rol estratégico real en el sistema, por lo que deberían priorizarse inversiones que logren factibilizar su uso, como por ejemplo, aquellas orientadas al almacenamiento y transporte de gas desde puertos hasta centros de consumo.
- El gas debería ser considerado de forma neutra, de manera que sea el mercado quien indique hasta cuándo tiene que ser parte del sistema. Se considera que el almacenamiento es más estratégico que el gas. Pues el gas se requiere temporalmente, pero en el largo plazo se puede contar con otras tecnologías más amigables. Por lo que el retiro del gas se debe realizar tan pronto se den las condiciones técnicas en la red.
- El gas debe cumplir un rol de respaldo que es esencial, porque nuestro objetivo es sacar el carbón, y quizás a largo plazo sacarlo. Pero no debería invertirse en nuevas centrales a gas. Reconversión es válida.
- No podemos ver el uso del gas natural en el sector eléctrico aislado de su uso en otros sectores, como el residencial. El uso de GN en el sector eléctrico apalanca por ej. compras a gran escala. El rol del gas natural es estratégico en la medida que nuevas tecnologías sean menos costos eficientes, pero cumpliendo metas de descarbonización.
- Se enfatiza que hoy se pueden hacer otras cosas alternativas, por ejemplo, mejorar el uso de los sistemas de transmisión, por medio de la incorporación de tecnologías ad-hoc, dar condiciones para la promoción del almacenamiento por bombeo pues por señales de mercado jamás va a entrar, incorporar la gestión de demanda pues el 5% que queda de gas se puede eliminar con gestión de demanda.
- Más que sobreproteger al gas hay que tener un desincentivo al uso de diésel. Que la salida del carbón no sea reemplazado por diésel.
- Cualquier análisis del uso del gas natural debe considerar la evaluación de shocks de precio y la continuidad del suministro.
- En participación, el gas natural presenta un bajo porcentaje, estimando del 5% y el resto que sea renovable. Sin embargo, en el caso de que este pequeño porcentaje no estuviera presente, podría tener costos significativos.
- Es importante ser realistas, los modelos en la práctica no funcionan de la misma forma que en el papel. Con un exceso de optimismo en algunas proyecciones podemos tener problemas a



futuro. No puede ser nuestro único objetivo el reducir emisiones, la seguridad es algo también muy fundamental y el gas cuenta con la capacidad de entregar este servicio.

- Sacar el gas es de las medidas más caras que podemos tomar para reducir emisiones (estudio de R. Moreno estima un aumento de aprox. 10% en las tarifas), teniendo en mente que existen muchas otras alternativas más costo eficientes que cumplirían el mismo propósito. Con la situación tarifaria actual no parece viable agregar otra medida que afecte las tarifas.
- Es necesario preguntarse si estamos dispuestos a tomar decisiones más allá de lo costo eficiente. Pues la respuesta económica entrega un equilibrio entre almacenamiento y gas, sin embargo, ¿queremos avanzar más allá de este equilibrio? No se ha formulado la pregunta de forma transparente, ¿queremos limitarnos a una solución económica o empujar más allá para responder a políticas públicas?
- Potencia de suficiencia: no se ha hablado tanto del rol del gas en eso y se debe considerar. ¿Cómo se va a remunerar? Hídricas también contribuyen pero tenemos sequías.
- El acceso a la infraestructura remanente de gas en ciertas zonas del país, pensando en centrales a diésel que se encuentran cercanas a estas infraestructuras, puedan tener acceso a gas variable (casi 100% sobre la inversión marginal de conectarse), lo que podría aliviar el estrés que genera usar diésel en el sistema eléctrico.

#### **Reconversión de infraestructura a gas.**

- Es necesario realizar un análisis sistémico, además de aquellos económicos, de cuáles serán los requerimientos del sistema en escenarios críticos, y entender el rol que han jugado las centrales térmicas en la resiliencia del sistema, gracias a la seguridad técnica que proveen.
- Sería costo eficiente la reconversión de carbón a gas. Se está considerando, pero ninguna de estas inversiones busca potenciar centrales en el largo plazo, todas están pensadas en mantener activos disponibles hasta 2035.
- Retiro de centrales a gas en la medida que se pueda evaluar impacto en confiabilidad del sistema. Evaluar la reconversión de centrales porque hoy no se evalúa mucho y es relevante. Faltan métricas en confiabilidad, para evaluar las propuestas y/o decisiones que se están tomando. ¿Qué estamos arriesgando como clientes? Tasas de falla a futuro.
- Se está estudiando la incorporación de nuevas tecnologías, y cómo conversa con la regulación actual, cómo se va a incorporar al sistema, los requisitos de seguridad asociados. Considerando necesario que las normas técnicas avancen más rápido, al ritmo del cambio de tecnologías, pensando lo que sucedió con la rápida penetración de tecnología fotovoltaica.
- Las tecnologías de generación renovable variable también son claves para la transición energética, no se puede lograr sin eólico y solar.
- Si hay más solar y eólica y más electrificación necesitamos mayor infraestructura de red. Todos los estudios asumen que Kimal-Lo Aguirre estará operativa el 2029, y eso ya no ocurrirá.
- No hemos considerado hidrógeno desde el punto de vista de la demanda que genera.
  - No hay barreras normativas para operar con H2V, pero al mismo tiempo esto no es rentable para las centrales.
- Importante tener respaldo para las ERV e hidro, variabilidad en general. Reevaluar los servicios complementarios, cómo contribuyen a hacer frente a la variabilidad.



- La reconversión vuelve muy caras a las ex-carbón. Mientras que los condensadores síncronos serían mejores aunque son poco costo eficiente por lo que es necesario tomar todo lo anterior en consideración para hacer un análisis costo beneficio completo.
- Considerando que el mercado nacional es principalmente privado, el cómo se determine su disponibilidad, debe considerar los mínimos técnicos de las centrales.
- De no asegurar esta disponibilidad, se ven afectados los incentivos de inversión, además de no estar analizando por completo las condiciones sistémicas.
- La reconversión de centrales a carbón a otros combustibles son caros, hay que pensar en reconversión del sitio. No sería una opción costo eficiente. La reconversión de centrales debe hacerse solamente si el resultado garantizado por su propietario resulta en una análisis costo-beneficio positivo.
- Se necesitan inversiones para extensión de vida útil y para la operación flexible (que desgasta más rápido las centrales que fueron pensadas para generación de base).
- Las centrales a gas se aprobaron con normativa antigua (2011). ¿Qué va a pasar cuando deban revisarse estos permisos? Tienen que renovar sus RCA, pero no se les puede cerrar la puerta a ello, dar alguna facilidad.
- Se necesitan incentivos, hay que entender que gran parte del parque generador a gas está llegando al fin de su vida útil y que dado que las centrales están siendo operadas de forma diferente a la que fueron planificada, se han desgastado con mayor rapidez, por lo que es necesario entender claramente cómo se extenderá su vida útil, y las formas específicas en las que se remunera el gas a futuro.
- Es necesario que se pague la flexibilidad para habilitar el financiamiento de la reconversión.
  - Se justifica la reconversión en medida que se dan estos incentivos. Para poder sacar centrales a carbón se requieren estas señales regulatorias – pago a flexibilidad.
  - Incentivos y reconocimiento de costos de flexibilidad. Mantenimientos más profundos y frecuentes implican mayores costos.
  - Remunerar operación flexible de centrales de back-up, inercia, rampas, otros. Hoy no existe incentivo. Sin remunerar adecuadamente la operación flexible no hay viabilidad económica para el gas.
- Hay un margen de uso de gas que se está perdiendo: Flexibilizar aplicación de norma de emisiones para permitir mínimos técnicos más bajos en ciclos combinados, pues en dichos rangos de operación aumenta el volumen de emisiones. Revisar extender RCAs de plantas de ciclo combinado.
  - El precio sombra del gas más una limitación de cuotas hace incompatible la aplicación de la norma de emisiones.
- Modificar norma técnica. Programación GNL se refiere a eliminar cuota anual.

#### **Rol, coordinación en el Estado y normativa**

- Es necesario que el Estado presente coherencia en su regulación y gobernanza, donde las exigencias determinadas por distintos organismos sean compatibles entre sí. La confianza que entrega la coordinación activa entre las autoridades se traduce en una señal económica, bajo la cual los inversionistas pueden tomar decisiones.



En particular, se menciona la norma de emisiones, la ley de cambio climático y el sistema tributario, además de la coordinación que debe existir entre el Ministerio de Energía y el de Medio Ambiente, al momento de establecer tiempos, exigencias, procesos, entre otros.

Además de lo anterior, se espera que el gobierno actual pueda entregar señales tempranas, así las decisiones que se tomen hoy permitan alcanzar las metas establecidas al 2030.

- Se considera una discordancia entre objetivos de política pública, en el caso del sector eléctrico, existe la política de ser carbonos neutrales, y la política energética nacional es llegar a ser 100% renovable y 0 emisiones al 2050. Donde ambas buscan el mismo objetivo, pero corresponden a políticas diferentes.
- Dar consistencia a iniciativas parlamentarias y políticas energéticas.
  - Eliminar del congreso mociones de descarbonización al 2030 y 2025, son infactibles y una fuente de incertidumbre.
  - A propósito de niveles tarifarios en el horizonte 2024-2035 (Mecanismo de estabilización llega a 2035).
  - Dar consistencia a las políticas tarifarias que ya están en el congreso y aquellas que se ven a futuro.
  - Lo importante: resiliencia, seguridad del sistema y la costo-efectividad de las medidas.
- Alineación con otros Ministerios: esto en relación a la propuesta de actualización de la norma de emisiones para termoeléctricas del MMA (no conversaría con potenciar un rol estratégico del gas). 2011 estaba en un contexto muy distinto. MMA pareciera estar sesgado sin estar alineado con el sector energía. → La problemática es multifactorial y multisectorial.
- Toda la información que emane de las medidas que se tomen por parte de las autoridades, debe ser transparente y trazable, para que los actores interesados puedan entender el análisis y los argumentos detrás de cada una de las decisiones.
- Norma de emisiones – máquinas térmicas necesitan que la norma de emisiones lo acompañen. Norma de emisiones ajustadas a operación flexible de centrales en general.
- La disminución de la cantidad de emisiones producto de la transición, significará una menor recaudación en los impuestos asociados, escenario que se replica en el uso de combustible y la electromovilidad. Considerando lo anterior, se exige transparencia por parte del estado, dado que, al disminuir esta recaudación, se asume que se implementarán otros impuestos, lo que genera incertidumbre en la inversión actual.
- Sincerar costos y beneficios de la transición a los clientes finales. No existe medición de impacto en costos. Los mecanismos tarifarios (estabilización) ya muestran costos de transición.

## 5. Participantes de la sesión

Nombre	Institución
Francisco Muñoz	Generadoras de Chile
Jorge Moreno	INODÚ
Sara Larraín	Chile Sustentable



<b>Nombre</b>	<b>Institución</b>
Felipe Gallardo	ACERA
Aldo Arriagada	KAS Ingeniería
Carlos Cortés	AGN
Gretchen Zbinden	Coordinador Eléctrico Nacional
Pedro Gatica	Synex
Matías Cox	GPM AG
Daniel Salazar	energiE
Paola Hartung	AES Andes
Juan Andres García	AES Andes
Enzo Quezada	ENGIE
Gerardo Alvarado	Asesor MMA
Carlos Finat	KAEL Consultores
Rodrigo Moreno	UCH (ISCI)
Camilo Charme	Generadoras de Chile
Luis Le-fort	COLBUN
Alfonso Salinas	GNL Quintero
Carlos Suazo	SPEC
Patricio Lagos	Coordinador Eléctrico Nacional
Claudio Negrete	GPM AG
Laura Contreras	PRIME-ENERGIA
Hernan Valenzuela	Enel Generación
Gonzalo Aravena	CNE
Felipe Duarte	CNE
Priscila Rodriguez	CNE
Sebastian Romero	Generadora Metropolitana
Diego Burattini	GPM AG
Javier Pujol	Inkia Energy
Gonzalo Melej	Chile Sustentable



<b>Nombre</b>	<b>Institución</b>
Valeria Rios	Generadora Metropolitana
Jorge Candia	Transmisoras
Anibal Ramos	Guacolda
Javier Bustos	ACENOR
Fabiola Montecinos	Guacolda