



Observaciones al proyecto de ley sobre transición energética (Boletín 16.078-08)

Joaquín Villarino
Presidente Ejecutivo

29 de Noviembre de 2023



Introducción

- El proyecto originalmente planteaba como objetivo acelerar la participación de las energías renovables en la matriz eléctrica para cumplir las metas climáticas, con el siguiente contenido:
 - Ajustes a la regulación de la transmisión para permitir expansiones más rápidas.
 - Cambios que, sin así explicitarlo, buscan aliviar financieramente a algunos generadores ERNC.
- Posteriormente se añadió la estabilización y subsidio a tarifas de clientes regulados.
- En esta presentación primero consignamos el significativo impulso de la minería a las energías renovables, y los crecientes costos regulatorios eléctricos para los clientes.
- Posteriormente describimos y analizamos el contenido del proyecto, teniendo a la vista el trabajo de la mesa técnica convocada por el Ministerio de Energía.
- Incluimos comentarios a la regulación de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), hasta ahora omitida en el proyecto.

Impulso de la minería a las energías renovables y costo de suministro eléctrico



La minería ha impulsado significativamente las energías renovables al incorporar en forma creciente estas fuentes en su consumo eléctrico

Tabla 8: Porcentaje de potencial uso de Energía Renovable respecto a la demanda total de electricidad de la minería del cobre

Consumo Electricidad (TWh)	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Por uso de Energías renovables	14,45	17,03	17,53	20,13	21,92	22,67
Consumo esperado minería del cobre	23,5	25,1	26,3	29,1	30,7	32,0
Porcentaje de potencial uso de energía renovables	61,5%	67,9%	66,5%	69,2%	71,3%	70,9%

**Proyección del consumo de energía
eléctrica en la minería del cobre 2022-2033**



El uso creciente de energías renovables está alineado con metas de descarbonización de las empresas mineras y de la política minera

Metas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero de las empresas de la gran minería asociadas al Consejo Minero

Actualizado al 16 de diciembre de 2022

Empresa	Meta de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero
Anglo American	Reducción global de 30% al 2030, respecto al 2016, y carbono neutralidad al 2040 (emisiones alcance 1 y 2), con 8 operaciones carbono neutrales al 2030. Reducción de 50% en las emisiones de alcance 3 al 2040.
Antofagasta Minerals	Reducción de emisiones de alcance 1 y 2 en un 30% al año 2025 respecto del 2020 y carbono neutralidad al 2050, o antes si el desarrollo tecnológico lo permite.
Barrick	Reducción global de al menos un 10% al 2030, respecto al 2019.
BHP	Reducción global de alcance 1 y 2 de al menos un 30% al año 2030, respecto al año 2020, y carbono neutralidad de alcance 1 y 2 al 2050. Respaldo a una reducción del 40% en la intensidad de emisiones de alcance 3 asociadas al transporte marítimo, al año 2030.
Caserones	Cero emisiones de alcance 2 a partir del año 2021.
CMP	Reducción de emisiones de alcance 1 y 2 en un 40% al año 2030, en base a las mediciones del año 2020.
Codelco	Reducción de 70% de las emisiones de alcance 1 y 2 al 2030, respecto al 2019, y carbono neutralidad al 2050.
Candelaria	Reducción de emisiones de alcance 2 al año 2024, basado en suministro de energía proveniente como mínimo en 80% desde fuentes renovables.
Collahuasi	Cero emisiones de alcance 2 desde abril 2020 y balance neto de cero emisiones de alcance 1 y 2 al 2040.

Freeport McMoRan	Para América, reducción de 15% de la intensidad de emisiones por cátodo de cobre al 2030 respecto del año 2018.
Glencore	Reducción global de 15% de las emisiones de alcance 1, 2 y 3 al 2026 con respecto al 2019, y de 50% al 2035, además de carbono neutralidad al 2050.
KGHM	En Sierra Gorda, cero emisiones de alcance 2 a partir del 2023.
Rio Tinto	Reducción global de emisiones de 15% al 2025 y de 50% al 2030, y carbono neutralidad a 2050.
Teck	Reducción de la intensidad de emisiones de 33% al 2030, respecto al 2019, y carbono neutralidad al 2050.



Un 90% de los contratos de energía eléctrica del sector minero proveniente de fuentes renovables al 2030 y el 100% al 2050

Las empresas mineras además están certificando su consumo de energías renovables en una plataforma del Coordinador Eléctrico y es el sector que lidera por lejos, con el 84% de la certificación total

Según la última actualización del Coordinador Eléctrico Nacional:

Certificación de contratos renovables se dispara y más de 100 empresas logran cero emisiones

De la mano del crecimiento del sector, gana terreno dar trazabilidad al consumo de energía. El año pasado, 177 firmas se certificaron, versus las 15 de 2020.

TOMÁS VERGARA P.

Un explosivo crecimiento es el que se ha visto en los últimos años en la contratación de suministro eléctrico renovable, de la mano de los compromisos de las propias compañías, como también por las metas establecidas por la ley.

Según la reciente actualización del Coordinador Eléctrico Nacional en su plataforma Renova, durante el año pasado 177 compañías lograron certificados de trazabilidad de energía, los que se comparan con los 15 obtenidos en 2020, que corresponden al primer año de funcionamiento.

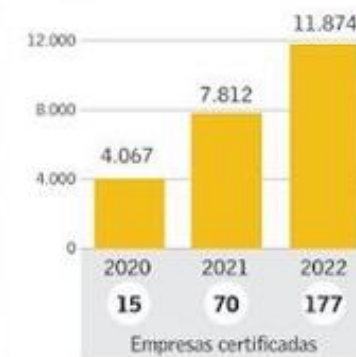
El sistema Renova es una plataforma de trazabilidad desarrollada por el Coordinador Eléctrico Nacional, que mediante un balance de energía permite a generadores y consu-



Hace unas semanas, el Coordinador firmó una alianza con la Organización Latinoamericana de Energía (Olae), mediante la cual se busca replicar este

Evolución de la plataforma Renova

Energía trazada (en Gwh)



Balance por región

Energía trazada (en Gwh)



Balance por sector económico

Energía trazada (en Gwh)

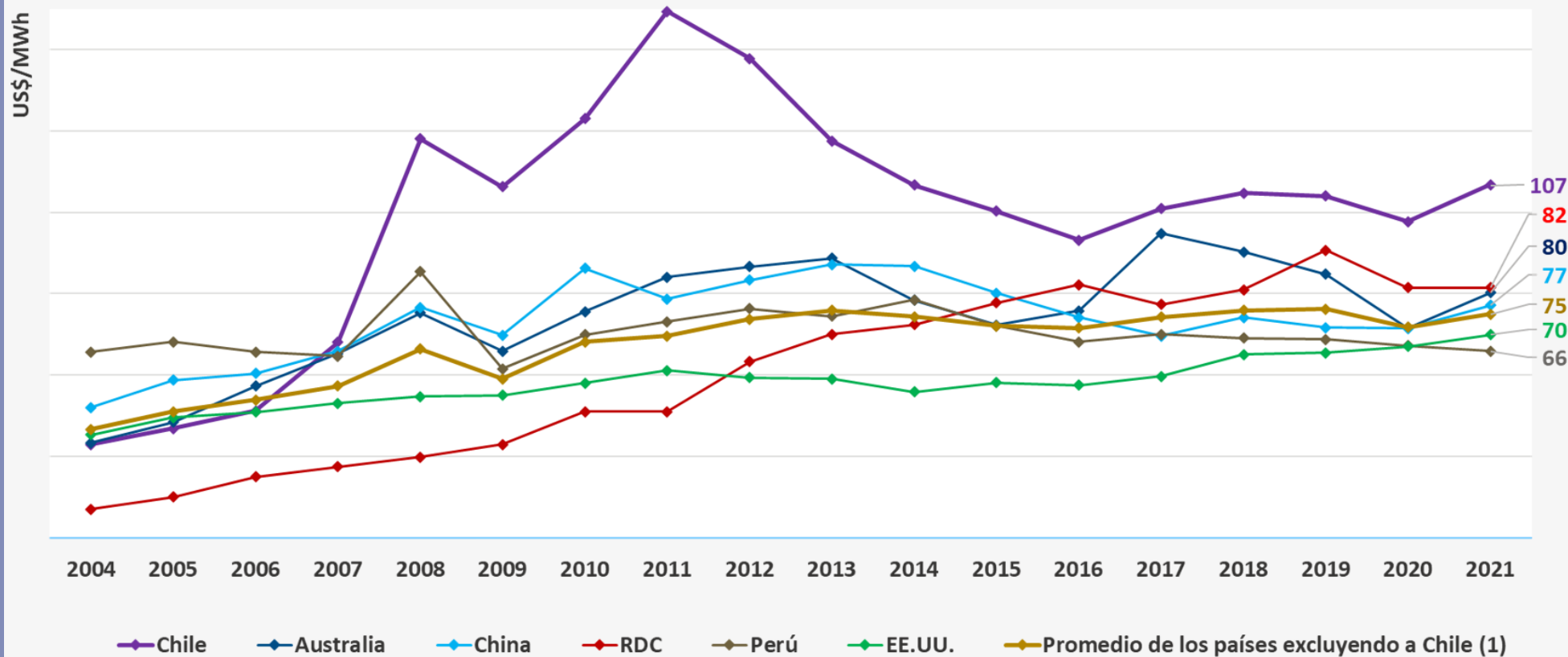


Fuente: Coordinador eléctrico nacional

EL MERCURIO

- Costos de energía eléctrica más altos entre los países productores de cobre.
- La descarbonización de la minería pasa por electrificar sus consumos, pero con esta desventaja de costos se hace muy difícil.

Costo de energía eléctrica para empresas mineras en países productores de cobre

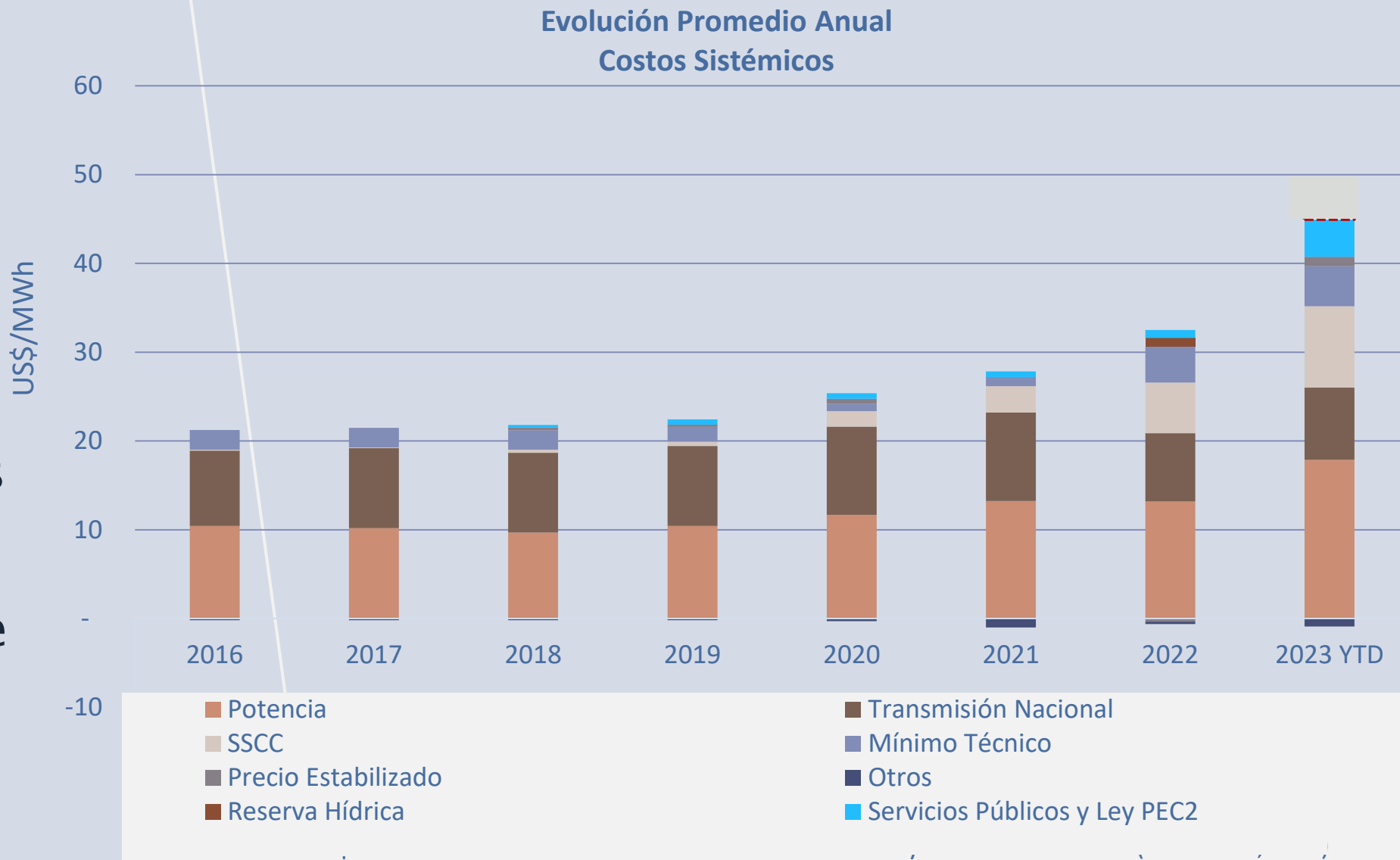


(1) Promedio simple.

FUENTE : Consejo Minero a partir de información de Wood Mackenzie, 2022.

Volver al Índice

La causa principal del mayor costo eléctrico es el aumento de los costos regulatorios o sistémicos, que se han duplicado en los últimos años.



Un ejemplo concreto del impacto de los mayores costos sistémicos: barrera al uso de hidrógeno verde en camiones mineros

Contexto y estatus del proyecto

Despliegue de CAEX H₂V en Los Bronces es 300 MUSD más caro que en el caso de Brasil



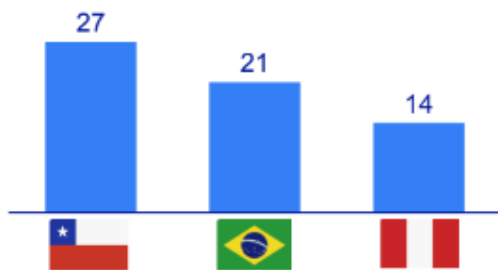
Barreras identificadas

1

Costos sistémicos

Elevados costos sistémicos impactan directamente en altos costos nivelados de H₂V, restando competitividad y ralentizando su despliegue

Costos sistémicos industriales promedio [USD/MWh]



Los costos sistémicos en Chile son un 24% más altos que en Brasil, y un 45% más que en Perú.

Anglo American / © 2023



AngloAmerican

Estudio Valle de Hidrógeno Verde zona central de Chile

Julio de 2023



RESPONSIBLY
PRODUCED
COPPER



Observaciones al proyecto de ley



1) Ajustes a la regulación de la transmisión

Descripción

- Hay que recordar que la transmisión es esencialmente pagada por la demanda y su expansión es decidida, no por el mercado, sino por la autoridad.
- Por lo tanto, toda obra de transmisión que no se justifique técnicamente implica un mayor costo artificial de suministro eléctrico.
- El proyecto, bajo la idea de que la transmisión es “habilitante de transición energética”, propone cambios para facilitar las expansiones:

a) Hay una nueva definición de obras de transmisión “estratégicas”.

b) Hay menos requisitos para las obras que permitan “polos de desarrollo”.

c) Las obras de almacenamiento pasan a formar parte de la transmisión.

d) Se facilita la expansión de obras “necesarias y urgentes”.

e) En algunos casos se permite aumentar los valores de las obras ya adjudicadas.

A partir del trabajo de la mesa técnica entendemos que solo prevalecerán en el proyecto las letras d) y e).

1) Ajustes a la regulación de la transmisión

Análisis

- Apoyamos que las obras de transmisión necesarias deban desplegarse con mayor rapidez.
- Pero mayor rapidez no debe ser sinónimo de ausencia de un análisis costo-beneficio de las obras, ni de menor transparencia.
- Tal como están planteados los cambios, aumenta el riesgo de obras de transmisión que no sean eficientes para el sistema, con los consecuentes mayores costos para todos los clientes.
- Además, se permite revisar al alza los valores de obras ya adjudicadas, pero no se permite revisarlos a la baja, creando una fuente adicional de mayores costos a clientes.

Recomendaciones

- Que con independencia del tipo de obra (normal o urgente), siempre se analice su impacto en eficiencia para el sistema eléctrico, antes de aprobarse la ejecución.
- Que en todos los casos se requiera un informe técnico del Coordinador Eléctrico Nacional.
- Que en todos los casos las propuestas de nuevas obras se den a conocer públicamente para que los afectados puedan hacer observaciones.
- Que en todos los casos se pueda requerir que el Panel de Expertos Eléctrico dirima las posibles discrepancias.

2) Reasignación de ingresos tarifarios (IT)

Descripción

- Hoy la transmisión se paga con un cargo estampillado a clientes (por energía consumida).
 - Además el transmisor recibe de los generadores un IT, por la diferencia entre el valor de la energía (el Costo Marginal) en los puntos de retiro y de inyección en la red.
 - A mayor distancia entre esos puntos, y a mayor congestión en la red, mayor es el IT.
 - El IT que recibe el transmisor es descontado del cargo a clientes.
 - Lo normal es que el IT represente menos del 10% del costo de la transmisión.
- El proyecto propone que los IT “extraordinarios” (sobre el 10% del costo de transmisión) no rebajen el cargo a clientes, sino que se reasignen a los generadores más expuestos a congestión.
 - A partir del trabajo de la mesa técnica entendemos que esta propuesta se mantiene en el proyecto.

2) Reasignación de ingresos tarifarios (IT)

Análisis

- Estimamos que la reasignación de IT extraordinarios desde los clientes a algunos generadores no está bien fundada.
- De acuerdo con el artículo 114 bis de la ley vigente, se reasignan IT a los generadores afectados por retrasos en obras de transmisión, porque ello no es responsabilidad de los generadores.
- En cambio, el proyecto propone reasignar IT provocados por cualquier otra razón, es decir por decisiones de localización, tecnológicas y comerciales de los mismos generadores y por variables del mercado eléctrico (precios de combustibles, hidrologías) que forman parte del riesgo habitual en la industria.
- Estos riesgos hoy ya son transferidos a los clientes libres en las tarifas convenidas contractualmente.
- Una reasignación de IT como la propuesta incentivará decisiones menos eficientes de los generadores (de localización, tecnológicas y comerciales).
- Además, dado que los clientes libres ya están pagando a los generadores el riesgo de mayores IT, su reasignación hará que los clientes paguen dos veces.
- Finalmente, si los ingresos tarifarios extraordinarios son una señal para la expansión de la transmisión, mientras los clientes sean los pagadores de ésta es justo que se les rebajen todos los IT, para al menos atenuar transitoriamente los mayores pagos futuros de esas expansiones.

2) Reasignación de ingresos tarifarios (IT)

Impactos

- El monto anual de transferencia de los clientes a los generadores beneficiados por esta medida se ha estimado en US\$200 millones.
- El Gobierno ha dicho que con esto busca evitar la quiebra de generadores contratados con clientes regulados y así proteger a estos últimos de alzas de tarifas.
- Sin embargo, no es función de la autoridad transferir recursos de los clientes para evitar quiebras de empresas, causadas por sus propias decisiones de mercado.
- Además, al ser imposible definir los montos exactos para evitar quiebras, en la práctica o no se van a evitar o terminará siendo una simple transferencia de rentas a las empresas generadoras.

Recomendaciones

- Si el Gobierno busca reducir los riesgos de los generadores por el pago de mayores IT, debe partir considerando los mecanismos de mercado existentes.
- Si adicionalmente busca atenuar riesgos a través de la regulación, puede diseñar un esquema de estabilización de IT o seguro que no signifique una transferencia neta de clientes a generadores.
- Lo más sencillo y evidente es que, tal como hoy los clientes son quienes reciben los IT porque financian la transmisión, los generadores también reciban parte de los IT en la medida que paguen parte de la transmisión

3) Licitación de obras de almacenamiento

Descripción

- Hoy el almacenamiento tiene un tratamiento similar a la generación: libre entrada y se remunera por condiciones de mercado.
- De hecho, ya existen instalaciones de almacenamiento y hay otras en construcción y proyectadas, por un total de 800 MW.
- En un artículo transitorio del proyecto se establece que la CNE va a definir obras de almacenamiento “requeridas por el sistema” y sus características.
- La CNE licita las obras y los adjudicatarios reciben un pago a todo evento de los clientes, que puede ser rebajado por las otras remuneraciones que reciban esas obras
- La autoridad ha dicho que las obras a licitar serían por un total de 2 GW en baterías, con un costo estimado de US\$ 2.000 millones.
- En la mesa técnica, el Gobierno anunció un nuevo esquema de doble licitación de almacenamiento, por servicios y por infraestructura, siendo este último componente de cargo de los clientes.

3) Licitación de obras de almacenamiento

Análisis

- Un primer cuestionamiento es la falta de sustento para saltarse las reglas de mercado bajo las cuales hoy los inversionistas instalan obras similares y competitivas con el almacenamiento.
- Un segundo cuestionamiento es sobre el costo y la tecnología.
- Un estudio del Coordinador Eléctrico señala que 2 GW de baterías tendrían un costo sobre US\$ 3.000 millones, (equivalentes a US\$440 millones anuales) y no los US\$ 2.000 millones que señala el Gobierno.
- Otro estudio académico (SPEC-ISCI) sostiene que para un caso base se requieren 1,2 GW de almacenamiento, no los 2 GW del Gobierno, siendo la tecnología principal el bombeo hidráulico en vez de las baterías.
- Un tercer cuestionamiento es que el almacenamiento sea una nueva carga a los clientes, considerando que los beneficiarios directos son algunos generadores.
- Así como un generador hidroeléctrico invierte en embalses o un generador de gas paga por los gasoductos, estanques, no vemos razón para que los generadores renovables que van a utilizar el almacenamiento de baterías no paguen por él.
- La autoridad ha señalado que el almacenamiento tendría beneficios para el sistema eléctrico, pero lo mismo puede decirse de diversas centrales generadoras, y sin embargo esas centrales pagan por todas las inversiones que utilizan.

3) Licitación de obras de almacenamiento

Recomendaciones

- Primero recomendamos revisar las razones para licitar obras de almacenamiento, saltándose las reglas vigentes de mercado.
- Por de pronto, debiera descartarse cualquier mecanismo recurrente.
- Segundo, si se insiste con una licitación, el diseño debiera contemplar que los generadores que se benefician directamente de las obras paguen por ellas.
- En la mesa técnica hemos propuesto un diseño sugerido en el estudio “Propuesta para un Marco Regulatorio Eficiente para promover el Almacenamiento en Chile”, encargado al consultor Juan Ricardo Inostroza por APEMEC, ACENOR y Consejo Minero.
- La propuesta consiste en que primero se licite el *servicio* de almacenamiento, siendo remunerado por los precios de mercado.
- Si esa licitación cubre al menos el 80% de la obra (pasa el test de mercado), luego de ciertos ajustes se puede pasar a una segunda licitación de *infraestructura*, en caso de que exista un remanente por financiar.
- El remanente lo pagan los generadores beneficiados, que son quienes inyectan energía en horarios de abundancia y retiran en horarios de escasez.

4) Financiamiento de un subsidio y/o estabilización de tarifas a clientes regulados

Descripción

- La Ley N° 21.472 de agosto 2022 estableció un mecanismo de estabilización de tarifas eléctricas para clientes regulados.
- Se creó un fondo de US\$ 500 millones financiado por un nuevo cargo a clientes, donde el 80% recae en clientes libres, principalmente mineros.
- Cada vez que el fondo baja de US\$ 500 millones se reactiva el cargo, por lo tanto el pago total puede ser muy superior a ese monto.
- La Ley señala expresamente (art 212-14): *“El Fondo de Estabilización de Tarifas, así como los cargos que lo financian, tendrán una vigencia única que no podrá exceder del 31 de diciembre de 2032, y no podrá prorrogarse su funcionamiento más allá de ese periodo.”*

Análisis

- En la tramitación de la Ley 21.472 señalamos que el nuevo cargo, para los clientes libres, es en realidad un impuesto:
 - No financia un “servicio” que otorga el sistema eléctrico a todos los usuarios, como era hasta ese momento (presupuesto del Coordinador, del Panel de Expertos y del estudio de franja).
 - Es un “cobro” para financiar tarifas de otro tipo de usuarios (clientes regulados).
- No vemos razones para que los clientes libres deban resolver un problema contractual de los generadores –algunos tanto o más grandes que los clientes libres– con los clientes regulados.
- Al menos el cargo se fijó en forma transitoria (10 años).

4) Financiamiento de un subsidio y/o estabilización de tarifas a clientes regulados

Recomendaciones

- Siguen vigentes nuestras críticas al cargo a clientes libres de la Ley 21.472.
- Estando en discusión un subsidio y un mecanismo de estabilización de tarifas a clientes regulados, estimamos que el financiamiento debe ser muy distinto al de la Ley 21.472 y de hecho es una oportunidad para corregir sus errores.
- En la mesa técnica, el Gobierno anunció que el financiamiento no provendría de una alteración del cargo de la Ley 21.472, ni en monto ni en plazo de aplicación, lo que consideramos un buen punto de partida.
- En la mesa técnica también se anunció que el financiamiento provendría de un aumento del impuesto a emisiones de centrales termoeléctricas.
- Al respecto estimamos que, tal como en el caso del agua potable, el financiamiento de un subsidio eléctrico no debiera recurrir a una fuente específica, sino a fondos generales de la nación, preservando el equilibrio fiscal a través de una recaudación lo más eficiente y equitativa posible.
- El problema con el impuesto a emisiones es que no cumple esas condiciones, porque no es pagado por los causantes de las emisiones, sino también por terceros.

5) Instalación masiva de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD)

Descripción

- Se trata de un tema omitido en el proyecto, pero dado su impacto en las mismas ideas matrices, y ausencia de una solución reglamentaria, vemos necesario abordarlo.
- Los PMGD, al estar cerca del consumo, tienen el potencial de producir ahorros en transmisión.
- Hoy tienen un tratamiento regulatorio especial: pueden optar a un precio estabilizado y no están afectos a vertimientos cuando hay un exceso de generación, como sí lo están los demás generadores renovables.
- La diferencia entre el precio estabilizado y el valor de la energía del sistema (el Costo Marginal) se carga (o rebaja) a los retiros y en la práctica son los clientes los que terminan pagando un cargo adicional.
- Por reglamento se fijó un precio estabilizado muy atractivo, sobre todo para generadores solares.
- En el 2020 se cambió el precio estabilizado, pero se dio un período de 14 años para que los PMGD instalados y en construcción accedan al precio antiguo.
- Habrá sobre 4.000 MW de PMGD al 2024 (30% de la demanda), algunos de grandes inversionistas, recibiendo un precio estabilizado muy atractivo.
- El precio estabilizado que recibirán los PMGD redundará en mayores costos para los clientes.

5) Instalación masiva de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD)

Análisis

- El Coordinador Eléctrico Nacional ha criticado la excesiva instalación de PMGD, porque produce congestión en distribución y transmisión zonal.
- En julio de este año el Coordinador solicitó al Ministerio de Energía modificar el mecanismo de estabilización de precios fijado por reglamento, porque el actual *“no garantiza su neutralidad.., sino que se asemeja más a un subsidio que deben asumir los agentes que poseen contratos de suministro, discriminando... a favor de los PMGD con tecnología solar”*.
- El Coordinador no hace más que pedir que se aplique el art. 149 de la Ley, que habla de “mecanismos de estabilización de precios”, y en ningún momento de subsidios, que es lo que implementó reglamentariamente el Ejecutivo.

- El impacto del precio estabilizado-subsidiado es muy significativo, estimándose por algunos analistas en más de US\$ 500 millones anuales, los que tarde o temprano recaen en los clientes.

Recomendaciones

- Debido a la contundente alerta del Coordinador, sugerimos aclarar legislativamente que los precios estabilizados deben reflejar estrictamente el promedio de los Costos Marginales del sistema, sin contener subsidio alguno.

Conclusiones

- El Gobierno presentó un proyecto de ley de transición energética que, a raíz de las dificultades financieras de algunos generadores ERNC, dio paso a que otros dos temas adquirieran relevancia:
 - Reasignación de Ingresos Tarifarios de la transmisión
 - Licitación de obras de almacenamiento.
- La minería ha impulsado decididamente las energías renovables en el país, y la Política Minera ha fijado como meta que lleguen a representar el 90% del suministro eléctrico al 2030.
- Pero los altos costos de suministro –por sobre los de otros países mineros– debido al aumento de los costos regulatorios, dificulta continuar con nuestros ambiciosos planes de descarbonización.
- El proyecto de ley original continuaba la tendencia a subir los costos regulatorios para los clientes.
- Con el avance en la discusión del proyecto y el trabajo de una mesa técnica convocada por el Ministerio de Energía, vemos algunas señales de atenuación de lo anterior.
- Sin conocer aún los cambios concretos que se propondrán, nuestras apreciaciones al proyecto son las que se resumen a continuación.

Conclusiones

- Los cambios regulatorios a la transmisión aumentan el riesgo de obras que no sean las más necesarias y con un costo eficiente.
- La reasignación de ingresos tarifarios es ineficiente e injusta para los clientes que ya pagan los riesgos de mercado y la transmisión actual y futura. Si se busca atenuar riesgos de ingresos tarifarios excesivos para los generadores, también debieran pagar la transmisión.
- La licitación de almacenamiento, en el entendido que se hace solo una vez para no dañar mayormente la competencia, debiera considerar un diseño en que el financiamiento recaiga en los generadores beneficiados por las obras.
- Bajo el proyecto de ley actual, la reasignación de ingresos tarifarios y licitación de obras de almacenamiento tienen un costo para todos los clientes eléctricos que puede llegar a US\$640 millones anuales.
- El proyecto no se hace cargo la Instalación excesiva de Pequeños Medios de Generación (PMGD), pese a las alertas del Coordinador Eléctrico, lo que puede costar otros US\$500 millones anuales.
- Un nuevo mecanismo de estabilización o subsidio de tarifas a clientes regulados debiera financiarse con fondos generales de la nación y una recaudación eficiente y equitativa.



NUESTROS SOCIOS

BHP

KINROSS

COLLAHUASI
MUCHO MÁS QUE COBRE

Freeport-McMoRan

EL ABRA
Filial de
Freeport-McMoRan

Teck

RioTinto

Candelaria
lundin mining

ESCONDIDA | BHP

GOLD FIELDS

CMP
UNA EMPRESA DEL GRUPO CAP

LUMINA
COPPER CHILE

BARRICK

AngloAmerican

CODELCO

KGHM
CHILE

GLENCORE

ANTOFAGASTA MINERALS