



INFORME DE LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA recaído en el proyecto de ley, en primer trámite constitucional, que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de transición energética que posiciona a la transmisión eléctrica como un sector habilitante para la carbono neutralidad.

[BOLETÍN N° 16.078-08.](#)

[Objetivo](#) / [Constancias](#) / [Normas de Quórum Especial \(no tiene\)](#) / [Consulta Excma. Corte Suprema \(no hubo\)](#) / [Asistencia](#) / [Antecedentes de Hecho](#) / [Aspectos Centrales del Debate](#) / [Discusión en General](#) / [Votación en General](#) / [Texto](#) / [Acordado](#) / [Resumen Ejecutivo.](#)

HONORABLE SENADO:

La Comisión de Minería y Energía tiene el honor de informar el proyecto de ley de la referencia, iniciado en Mensaje de S.E. el Presidente de la República, con urgencia calificada de “Suma”.

Se hace presente que, no obstante que el proyecto de ley es de artículo único, la Comisión lo discutió solo en general, y propone a la Sala que sea considerado del mismo modo, con el objeto de otorgar a Sus Señorías la oportunidad de perfeccionar y enriquecer la iniciativa con ocasión del segundo informe. Se deja constancia, asimismo, de que la propuesta legal resultó aprobada por la mayoría de sus integrantes (4x1 abstención).

OBJETIVO DEL PROYECTO

La iniciativa legal busca acelerar la participación de las energías renovables y limpias en la matriz eléctrica nacional, mediante un mayor despliegue de infraestructura de transmisión eléctrica, y así, habilitar el cumplimiento de las metas climáticas y ambientales establecidas en la Ley Marco de Cambio Climático.

CONSTANCIAS

- Normas de quórum especial: No tiene.
- Consulta a la Excma. Corte Suprema: No hubo.

- - -

ASISTENCIA

- Senadores no integrantes de la Comisión:

- Honorables Senadores señores Juan Castro Prieto, Sergio Gahona Salazar y Gustavo Sanhueza Dueñas.

- Representantes del Ejecutivo e invitados:

- Del Ministerio de Energía, el Ministro, señor Diego Pardow; los asesores señoras Belén Tomic y Ana Lía Uriarte, y señor Fernando Monsalve, y el Jefe de Comunicaciones, señor Andrés Muñoz.

- Del Ministerio de Hacienda, el Ministro, señor Mario Marcel; el Coordinador de Política Tributaria, señor Nicolás Bohme; la Coordinadora Legislativa, señora Consuelo Fernández, y la Jefa de Comunicaciones, señora Miriam Leiva.

- De la Secretaría General de la Presidencia, el Ministro, señor Álvaro Elizalde, y las asesoras, señoras Maritza Cabrera e Isadora Venegas.

- De la Asociación de Clientes Eléctricos No Regulados, ACENOR, el Director Ejecutivo, señor Javier Bustos y la Directora de Comunicaciones, señora Daniela Maldonado.

- De la Universidad de Santiago de Chile, los Académicos del Departamento de Ingeniería Eléctrica, Dr. Humberto Verdejo y señor Juan Manuel Zolezzi.

- De la Asociación de Transmisoras de Energía, el Director Ejecutivo, señor Javier Tapia, y la Gerenta de Comunicaciones y Asuntos Corporativos, señora Alejandra Sepúlveda.

- De la Asociación Chilena de Energía Solar A.G., ACESOL, la Presidenta, señora Bárbara Yáñez, y el Director Ejecutivo, señor Darío Morales.

- De la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento, ACERA A.G., la Directora Ejecutiva, señora Ana Lía Rojas, y la Directora de Comunicaciones, señora Constanza Suárez.

- Del Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI), de la Universidad de Chile, el Académico e investigador, señor Rodrigo Moreno.

- De la Asociación Concentración Solar de Potencia, ACSP, el Director Ejecutivo, señor Cristián Sepúlveda.

- De Generadoras de Chile, el Presidente Ejecutivo, señor Claudio Seebach; el Gerente General, señor Camilo Charme, y el Gerente de Estudios, señor Francisco Muñoz.

- De CONADECUS, el Presidente, señor Hernán Calderón; la encargada de la V Región, señora Yohana Calderón, y el asesor, señor Óscar Cabello.

- De la Asociación de Generadoras Pequeñas y Medianas, el Director Ejecutivo, señor Matías Cox.

- De Consultora Moray Energy, el Socio Director, señor Rodrigo Quinteros, y el socio, señor Sebastián Mocarquer.

- De la Asociación de Pequeñas y Medianas Centrales Hidroeléctricas A.G., el Director Ejecutivo, señor Rafael Loyola, y el Presidente, señor Manuel Contardo.

- De Chile Sustentable, la Directora, señora Sara Larraín, y el encargado de Descarbonización, señor Gonzalo Melej.

- Del Consejo Minero, el Presidente Ejecutivo, señor Joaquín Villarino y el Gerente de Estudios, señor José Tomás Morel.

- De Fenacopel, el Gerente, señor Patricio Molina.

De la Empresa Generadora WPD, el Director Ejecutivo, señor Lutz Kindermann, y el Director de Asuntos Corporativos, señor Mauricio Henríquez.

- Otros:

- De la oficina del Senador señor Rafael Prohens, el asesor legislativo, señor Eduardo Méndez.

- De la oficina del Senador señor Juan Luis Castro, la asesora legislativa, señora Teresita Fabres; la jefa de gabinete, señora Meggy López; el asesor, señor Arturo León, y la periodista, señora Paola Astudillo.

- De la oficina de la Senadora señora Luz Ebersperger, la asesora, señora Paola Bobadilla.

- De la oficina del Senador señor José Miguel Durana, el asesor legislativo, señor César Quiroga y la periodista, señora Pamela Cousins.

- Del Comité Partido por la Democracia, el señor Gabriel Muñoz.

- De la Biblioteca del Congreso Nacional, la analista, señora Fabiola Cabrera, y el investigador, señor Rafael Torres.

- De la Fundación Jaime Guzmán, la asesora, señora M. Ignacia Navarro.

- De Libertad y Desarrollo, el Coordinador con el Congreso Nacional, señor Juan Ignacio Gómez.

- De la Asociación Chilena de Municipalidades, el Director de la Unidad Legislativa, señor Miguel Moreno.

- De Codelco, el abogado, señor Juan Molina.

- - -

ANTECEDENTES DE HECHO

Para el debido estudio de este proyecto de ley, se ha tenido en consideración el [Mensaje N° 105-371](#) de Su Excelencia el señor Presidente de la República.

I. ANTECEDENTES

El Mensaje señala que el proceso de transición energética que se está desplegando a nivel global impone retos profundos y desafiantes, permitiendo a largo plazo descarbonizar la economía y, con ello, mitigar los efectos nocivos derivados de la crisis climática y disminuir los niveles de contaminación en las ciudades del país. En el caso de Chile, precisa, el sector energético es el responsable de contribuir con más de tres cuartas partes del total de emisiones de gases de efecto invernadero a nivel nacional. Por lo anterior, este sector deberá jugar un rol protagónico en los esfuerzos de mitigación que Chile se ha fijado para ser un país carbono neutral y resiliente

antes del 2050, meta que ha quedado establecida como un mandato legal en la ley N° 21.455, Ley Marco de Cambio Climático.

Dentro del sector energía, explica, se han identificado cuatro áreas temáticas en las que es preciso avanzar para alcanzar la mencionada mitigación de una manera costo-eficiente: una matriz de generación eléctrica renovable y limpia, electromovilidad, eficiencia energética e hidrógeno verde. Agrega que la mayoría de las medidas y acciones que emanan de cada una de estas áreas tienen en común un progresivo aumento en los niveles de electrificación directa e indirecta, relevándose, por tanto, la importancia de los sistemas de transmisión eléctrica como factor clave en la ruta de descarbonización del país.

Luego, expone que nuestro país, de manera responsable y consensuada, ha construido una visión sectorial de largo plazo y ha logrado relevar a los instrumentos de política energética como políticas de Estado, que permanecen en el tiempo. Remarca que la más importante muestra de aquello es la Política Energética Nacional, publicada en su primera versión en 2015 y actualizada por primera vez durante el 2022. Este instrumento, explica, definió objetivos y metas específicas al año 2050, construidas a partir de espacios de participación entre los distintos agentes del sector y la ciudadanía.

Puntualiza que, dentro de las principales metas establecidas en el referido instrumento, destacan las siguientes para el Sistema Eléctrico Nacional: el 100% de energías cero emisiones al 2050 en generación eléctrica y 80% de energías renovables al 2030, y 6.000 megawatts en sistemas de almacenamiento de energía en el Sistema Eléctrico Nacional al 2050 (al menos, 2.000 megawatts antes del 2030) tales como baterías, bombeo hidráulico, aire comprimido, aire líquido, entre otras tecnologías.

Ahora bien, precisa que para materializar las metas recién mencionadas al 2030 se requiere de infraestructura habilitante. En dicha línea, menciona que, la misma Política Energética Nacional, en su versión actualizada al 2022, indica que “será necesario asegurar que el país cuente con la flexibilidad necesaria, la infraestructura de transmisión y la implementación de tecnologías que maximicen el aprovechamiento de fuentes renovables”.

Por lo tanto, insiste en la relevancia y urgencia en avanzar en el desarrollo e implementación de dicha infraestructura habilitante, a efectos de permitir una mayor inyección de energías renovables, y consecuentemente, de cumplir con los objetivos y metas de la Ley Marco de Cambio Climático, en particular, el presupuesto de carbono para el periodo 2020-2030 que se establece en la Estrategia Climática de Largo Plazo vigente.

Posteriormente, señala que Chile ha alcanzado rápidamente un punto de inflexión entre un primer tiempo de la transición energética basado en

la colocación de fuentes renovables — principalmente solar fotovoltaica y eólica— en el sistema eléctrico, las que pasaron de ser tecnologías complementarias de las centrales convencionales (esencialmente, térmicas e hidráulicas) a las principales tecnologías en cuanto a generación se refiere.

Prueba de ello, indica, es que durante el 2022 la generación proveniente del sol y del viento superó por primera vez en la historia a la generación producida por el carbón. De la misma manera, continua, la generación producida por fuentes renovables alcanzó un 54%, superando a la generación producida por centrales termoeléctricas, situación que no ocurría desde hace quince años, cuando la principal fuente de generación del país provenía de centrales hidroeléctricas.

Agrega que, a junio de 2023, el Sistema Eléctrico Nacional cuenta con 7.411 megawatts de capacidad solar fotovoltaica y 4.280 megawatts de capacidad eólica, sumado a más de 6.800 megawatts de nueva capacidad eólica y solar fotovoltaica en construcción, mientras que la demanda máxima ha alcanzado a la fecha un valor de 11.493 megawatts. Las cifras, afirma, son elocuentes en cuanto al volumen de energías renovables con que próximamente contará nuestro sistema eléctrico, lo que hace evidente el requerimiento de tecnologías de almacenamiento que permitan absorber generación renovable en momentos de presencia relevante de sol y/o viento, e inyectarla durante momentos en que dicho recurso sea más escaso.

Por otra parte, expone, el exitoso despliegue y conexión de proyectos renovables en el país durante los últimos años ha resultado en un importante uso de la capacidad de transporte eléctrico, principalmente entre la zona norte y centro-sur del país, lo que ha significado que durante los bloques diurnos exista más capacidad de generación solar en la zona norte de la que puede ser transportada por el sistema de transmisión actual.

Añade que, si bien esta capacidad de transporte será incrementada con varios proyectos de transmisión que han sido decretados anualmente a través del actual proceso de expansión de la transmisión, los crecientes niveles de vertimiento de energía renovable de los últimos años permiten prever que, aun cuando se hayan promovido obras relevantes —como por ejemplo la línea de transmisión en corriente continua Kimal – Lo Aguirre— se hace necesario establecer condiciones legislativas que mejoren la oportunidad y concreción de las obras de transmisión requeridas por el sistema para alcanzar las metas climáticas y ambientales; fomentar la competencia en el sector de generación eléctrica, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo; fomentar la materialización de los sistemas de almacenamiento de energía; e incorporar tecnologías y modernización a la operación de la red eléctrica.

Para darle curso de una manera estratégica a este segundo tiempo de la transición energética, señala que el Ministerio de Energía publicó en abril

de 2023 una “Agenda Inicial para un Segundo Tiempo de la Transición Energética”, documento en el cual se establecen distintas iniciativas para el año en curso, de índole legislativa; de política pública y consenso; reglamentarias; y acciones de carácter administrativo, de corto y mediano plazo. En el caso del proyecto de ley que se presenta, indica, constituye un paso intermedio e imprescindible entre la condición actual del sector eléctrico y las reformas estructurales que serán impulsadas luego de un trabajo de política pública y consenso con los distintos actores del sector.

A continuación, expone que en 2016 se publicó la ley N°20.936, también denominada “Ley de Transmisión”, que incorporó relevantes modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, entre las cuales destacaron la creación de un Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional; estableció una nueva calificación de los segmentos de la transmisión eléctrica y una nueva manera de planificar y expandir la transmisión eléctrica; dispuso un nuevo régimen de acceso abierto a los sistemas de transmisión; creó instrumentos de planificación energética, incluyendo enfoque territorial; incorporó modificaciones a la tarificación de los sistemas de transmisión; entre otras.

Habiendo transcurrido alrededor de siete años desde la entrada en vigencia de la referida ley N°20.936, afirma que se han evidenciado relevantes y positivos efectos de la misma, pero a la vez, su implementación hoy permite identificar una serie de aspectos susceptibles de ser perfeccionados, conforme a los requerimientos y desafíos que hoy atañen al sector eléctrico, como son la necesidad de acelerar el avance en infraestructura de transmisión eléctrica, la entrada de nuevos participantes en el sector y la aplicación de los principios y mandatos de la Ley Marco de Cambio Climático concretamente en el ámbito energético.

Remarca que el desarrollo de la transmisión eléctrica es imprescindible para el cumplimiento de las metas y objetivos de la Ley Marco de Cambio Climático, aspecto relevado en uno de los principales instrumentos de gestión del cambio climático, la Estrategia Climática de Largo Plazo. En dicho sentido, continua, la versión vigente de este instrumento menciona que “dentro de las consideraciones de justicia y ambición a la luz de las circunstancias nacionales, se reconoce la importancia de la entrada en funcionamiento de nuevas líneas de transmisión eléctrica, cuya regulación se aborda en los procesos de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) del Ministerio de Energía y de la expansión de la transmisión de la Comisión Nacional de Energía”.

De esta forma, sostiene que dentro de los objetivos de la presente iniciativa legislativa se encuentra dar un impulso al segmento de transmisión eléctrica y posicionarlo en forma concreta como un elemento habilitante para la transición energética, que permita viabilizar más inversiones en energías renovables y limpias, así como también incorporar las metas y mandatos de la

Ley Marco de Cambio Climático como elementos de los distintos instrumentos de la Ley General de Servicios Eléctricos. Paralelamente, a partir del diagnóstico respecto de la implementación de la ley N°20.936, la presente iniciativa legislativa perfecciona y agiliza los procesos sectoriales relacionados con el desarrollo de obras de transmisión.

Señala, el Ejecutivo, que hoy se hace urgente incorporar tecnologías de almacenamiento en el Sistema Eléctrico Nacional, para continuar con la integración de energías renovables y que las metas que nos hemos propuesto para lograr una matriz energética limpia implican el reemplazo de energía contaminante de base, por energía renovable. Estos desafíos, indica, requieren que dichas energías, que dependen directamente del comportamiento del recurso energético primario -sol y viento- para su respectiva generación, puedan ser gestionables en el tiempo, de forma de contar con dicha energía no solo durante el día, que es el momento en que tenemos mayor abundancia de recurso renovable, sino que también durante la noche, donde el sistema eléctrico se encuentra más exigido debido al aumento de la demanda eléctrica. En otras palabras, afirma, se debe apuntar a lograr la compatibilización temporal de la energía solar y eólica con el consumo eléctrico, por lo que los sistemas de almacenamiento de energía se alzan como una pieza clave para permitir una mayor colocación de energía renovable en momentos en que el recurso energético primario es menor, permitiendo disminuir la dependencia de centrales termoeléctricas.

En esta línea, agrega, a finales de 2022 se publicó la ley N°21.505, que promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad, normativa que habilita que cualquier interesado en invertir en dicha tecnología pueda hacerlo, participando del mercado eléctrico de corto plazo.

Sin perjuicio de lo anterior, expresa, en la actualidad el gran desafío a nivel mundial para la implementación de sistemas de almacenamiento se relaciona con las alternativas de financiamiento para concretar dichos proyectos. Lo anterior releva la importancia de contar en nuestro país con señales regulatorias claras que viabilicen las inversiones requeridas hoy, urgentes para cumplir con las metas de la Política Energética Nacional y con los objetivos y mandatos de la Ley Marco de Cambio Climático.

Explica que, es en razón de dicha prioridad que la presente iniciativa legislativa dispone la realización de una licitación pública e internacional de infraestructura de sistemas de almacenamiento de gran escala, con el objetivo de continuar avanzando en el proceso de transición energética y en las respectivas inversiones requeridas para concretar el proceso de descarbonización de la economía nacional.

Luego, expresa que el proceso de descarbonización de la economía nacional para alcanzar la carbono neutralidad antes del 2050 debe realizarse a

través de una transición energética sostenible, de manera tal de conciliar los aspectos económicos, territoriales, ambientales y sociales.

Precisa que esto implicará cambios sustanciales en las matrices productivas y en el desarrollo productivo de las distintas regiones del país, migrando de industrias contaminantes a industrias sostenibles. Además, la carbono neutralidad se alcanzará electrificando una importante proporción de los usos energéticos finales, que actualmente son provistos por sólo un 24% a través de electricidad, mientras el 76% restante se abastece principalmente de combustibles fósiles contaminantes. Agrega que las proyecciones a largo plazo evidencian que, para alcanzar la carbono neutralidad al 2050, la electrificación - directa e indirecta- se incrementará desde 24% a un 58%, razón por la cual es fundamental considerar instrumentos de planificación energética con enfoque territorial, de manera tal que los sistemas de transmisión eléctrica sean habilitantes del desarrollo productivo sostenible de las regiones del país, fomentando su reconversión productiva.

Finalmente, hace presente que es necesario acelerar el paso en materia de implementación y desarrollo de la infraestructura habilitante para la transición energética. En particular, (i) lograr que los sistemas de transmisión eléctrica habiliten una descarbonización acelerada y sostenible, que vincule al sector eléctrico con las medidas de mitigación de gases de efecto invernadero para enfrentar la crisis climática, y compartiendo riesgos propios de los procesos de transición que entreguen certezas a las inversiones; (ii) permitir un desarrollo eficiente y sostenible de las obras de transmisión eléctrica; (iii) promover la competencia en el sector y fomentar la materialización de los sistemas de almacenamiento de energía que son requeridos para continuar avanzando en el proceso de transición energética.

II. OBJETIVOS DEL PROYECTO DE LEY

En base a lo expuesto, el Mensaje señala que, con la presente iniciativa se busca acelerar la participación de las energías renovables y limpias en la matriz eléctrica nacional, mediante un mayor despliegue de infraestructura de transmisión eléctrica, y así, habilitar el cumplimiento de las metas climáticas y ambientales establecidas en la Ley Marco de Cambio Climático, a través de tres grandes pilares:

- (i) Sector eléctrico y cambio climático;
- (ii) Desarrollo eficiente de obras de transmisión;
- (iii) Promoción de la competencia y fomento al almacenamiento.

III. CONTENIDO DEL PROYECTO DE LEY

Este proyecto de ley consta de un artículo único, que modifica el decreto con fuerza de ley N° 4/20018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la ley general de servicios eléctricos, en materia de energía eléctrica, y nueve disposiciones transitorias.

Las múltiples medidas contenidas en esta iniciativa que posiciona a la transmisión eléctrica como un sector habilitante para la carbono neutralidad, se enmarcan en tres grandes pilares:

1. Sector eléctrico y cambio climático. Las medidas de este pilar se han estructurado en tres temáticas: a) planificación energética e impacto territorial; b) infraestructura habilitante para la transición energética; y c) operación de un sistema eléctrico bajo en emisiones.

Respecto a la primera temática, explica que se reformula el proceso planificación energética de largo plazo, relevando su carácter territorial, a través de tres instrumentos específicos: el Plan Nacional de Energía, los Planes Estratégicos de Energía en Regiones y los Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica. Además, indica que se incorporan aspectos que flexibilizan los procesos destinados a la identificación de estos polos y el establecimiento de sistemas de transmisión para acceder a ellos, así como se permite realizar este instrumento en cualquier región del país, y se mantiene la obligación de someter los Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica a evaluación ambiental estratégica, no obstante, éstos pueden ser desarrollados de manera conjunta con el instrumento de Planes Estratégicos de Energía en Regiones.

Luego, en relación a la segunda temática, precisa que existen necesidades de transmisión estratégica para alcanzar la carbono neutralidad y habilitar el desarrollo económico local; se requiere un proceso de expansión de la transmisión más eficiente, y la reasignación de ingresos tarifarios extraordinarios.

Posteriormente, sobre la tercera temática, expone que incorpora un nuevo principio en la coordinación de la operación del sistema eléctrico de propender a una operación del sistema bajo en emisiones de gases de efecto invernadero, a efectos de que se promueva la adecuación tecnológica para operar un sistema eléctrico altamente renovable. Asimismo, añade, se crea la figura de “plan de innovación y modernización de la operación y coordinación del Sistema Eléctrico”, de publicación anual, a fin de promover la interacción del Coordinador Eléctrico Nacional con distintos actores del sector y representantes de la academia, entre otros, para impulsar la innovación, el desarrollo y la adopción tecnológica temprana en la operación de un sistema eléctrico bajo en emisiones.

2. Desarrollo eficiente de obras de transmisión. Para ello se establecen las siguientes medidas: a) los propietarios de las obras de

ampliación serán responsables de llevar a cabo el proceso de licitación y serán responsables del desarrollo de la obra; b) en caso de término anticipado del contrato adjudicado para la ejecución de la obra, se incorpora un mecanismo de revisión del valor de la inversión (V.I.) adjudicado que puede ser solicitado fundadamente, bajo causas graves y calificadas, por el propietario, y c) se incorpora un mecanismo transitorio de revisión del V.I. adjudicado para aquellas obras ya adjudicadas y que actualmente se encuentran paralizadas, cuyo contrato se haya terminado de forma anticipada.

3. Promoción de la competencia y fomento al almacenamiento. Las medidas de este pilar son: a) modificaciones al artículo 7° de la Ley General de Servicios Eléctricos, implementando un proceso de revisión de las condiciones de competencia del mercado eléctrico a fin de permitir la participación de empresas en distintos segmentos y explicitando la forma en que las empresas operadoras y propietarias del sistema de transmisión nacional pueden desarrollar actividades de almacenamiento que tengan distintos destinos; b) se excluye la obligación de giro único a las empresas distribuidoras que operan en sistemas aislados y medianos, y se sustituye por la de llevar contabilidad separada, y c) realización de una licitación pública e internacional de infraestructura de sistemas de almacenamiento de gran escala que permita continuar con el proceso de descarbonización nacional y cumplir con las metas climáticas y ambientales.

Por ello, afirma, se licitará infraestructura de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica a gran escala, permitiendo movilizar una inversión cercana a los dos mil millones de dólares, que logre entrar en operación en el sistema eléctrico antes del 2026. Lo anterior, agrega, permitirá el avance costo-eficiente de un parque de generación eléctrica renovable en el país.

Por último, el Mensaje agrega que existen otras medias consideradas en el proyecto de ley, como: a) Agilizar los procesos que competen a la dictación y actualización de normas técnicas de la Comisión Nacional de Energía, cuando las modificaciones sean de carácter no sustantivas o urgentes; b) la incorporación de incentivos para el cumplimiento de contratos de suministro de energía eléctrica para clientes regulados; c) modificaciones a diversos artículos de la Ley General de Servicios Eléctricos con el objeto de despejar incertidumbres respecto de la participación de los sistemas de almacenamiento de energía en el segmento de transmisión; d) ajustar la definición de potencia de punta, con el fin de reflejar con mayor precisión las instancias en las cuales éste se encuentra sometido a una alta exigencia respecto del balance entre generación y demanda eléctrica del sistema, situación que, en un contexto altamente renovable, no siempre coincide con los momentos de demanda máxima en el sistema, y e) ajustes al procedimiento para la determinación de franjas preliminares.

ASPECTOS CENTRALES DEL DEBATE

- Sector eléctrico y cambio climático.
- Desarrollo eficiente de obras de transmisión.
- Alza en las tarifas de electricidad y sus razones.
- Subsidio a la electricidad.
- Fomento y licitación de almacenamiento.

- - -

DISCUSIÓN EN GENERAL¹

El **Ministro de Energía, señor Diego Pardow²**, expresó que Chile ha sido exitoso al incorporar energías renovables no convencionales (ERNC) en la matriz eléctrica, lo que ha sido fundamental para la transición energética y el cumplimiento de los compromisos de carbono neutralidad. Añadió que la descarbonización del sector eléctrico, por ejemplo, representa un tercio del compromiso de carbono neutralidad al año 2050.

Desde esa perspectiva, remarcó que el aumento en la penetración de ERNC se hace con tecnologías que tienen muchas ventajas, pues generan energía barata y sostenible, pero que no entregan flexibilidad. Entonces, consideró que es relevante flexibilizar la apuesta por las ERNC, y esto es lo que se denomina el segundo tiempo de la transición energética.

Enseguida, señaló que, si se observan los proyectos que iniciaron construcción, se puede ver que han descendido desde el año 2021 y que lo más preocupante es que hay un conjunto importante de proyectos que tienen Resolución de Calificación Ambiental (RCA) vigente, pero no tienen fecha de construcción. Precisó que son cerca de 13 GW solares y 3 GW eólicos los que

¹ A continuación, figura el link de cada una de las sesiones, transmitidas por TV Senado, que la Comisión dedicó al estudio del proyecto: [12 de julio de 2023](#), [19 de julio de 2023](#), [23 de agosto de 2023](#), [13 de septiembre de 2023](#), [27 de septiembre de 2023](#), [15 de noviembre de 2023](#) y [29 de noviembre de 2023](#).

² [Presentación del Ministro de Energía, 12 de julio de 2023.](#)

se encuentran en dicha situación, razón por la cual el país tiene que empujar que se materialicen esas inversiones.

En relación a los pilares del proyecto de ley, indicó que estos son: sector eléctrico y cambio climático; desarrollo eficiente de obras de transmisión, y promoción de la competencia y fomento al almacenamiento.

Afirmó que, en la actualidad, existe congestión en las líneas de transmisión y hay un conjunto de iniciativas destinadas a solucionar aquello, especialmente en la zona centro-sur del país. Resaltó, luego, que es fundamental el pilar que tiene que ver con los sistemas de almacenamiento y la licitación de los mismos.

Enseguida, señaló que el Coordinador Eléctrico tiene que optimizar un trilema: seguridad, asequibilidad y sostenibilidad. Agregó que, sin embargo, nuestro Coordinador actualmente sólo tiene el deber institucional de optimizar la asequibilidad y seguridad, es decir, no tiene en sus objetivos institucionales la sostenibilidad.

Por lo anterior, aseveró que la primera modificación que introduce este proyecto de ley es establecer como misión institucional del Coordinador Eléctrico la sostenibilidad y darle un correlato con la actividad del Ministerio de Energía para efectos de que haya un plan de innovación y modernización en la operación del sistema eléctrico.

En cuanto a la infraestructura de transmisión, distinguió entre las grandes obras de transmisión nuevas —como Kimal-Lo Aguirre— y las obras de ampliación, que tienen atrasos muy significativos, pues entre las obras realizadas entre el año 2017 y 2021, hay un tercio que no han sido adjudicadas y más de un 50% están con atraso. Al respecto, explicó que hay un sistema excesivamente burocrático en el manejo de los contratos, que impide acelerar la construcción de estas obras de infraestructura.

Comentó que el caso más complejo es el de la Región del Ñuble, donde el nivel de atraso de las obras es significativo y tiene efectos concretos en la disponibilidad de energía en esa zona.

Ante lo anterior, el proyecto de ley, continuó, tiene como objetivo mejorar el desempeño y reducir la conflictividad en el desarrollo de las obras de ampliación entre el contratista y el mandante, radicando en las empresas propietarias la responsabilidad de efectuar las licitaciones de obras y entregándole al Coordinador Eléctrico un rol de supervisor, resguardando la competencia en el proceso de licitación y protegiendo que el precio sea el adecuado.

Por otro lado, señaló que en aquellas obras donde hay un término anticipado del contrato o la obra ha sido adjudicada, pero no ha entrado en

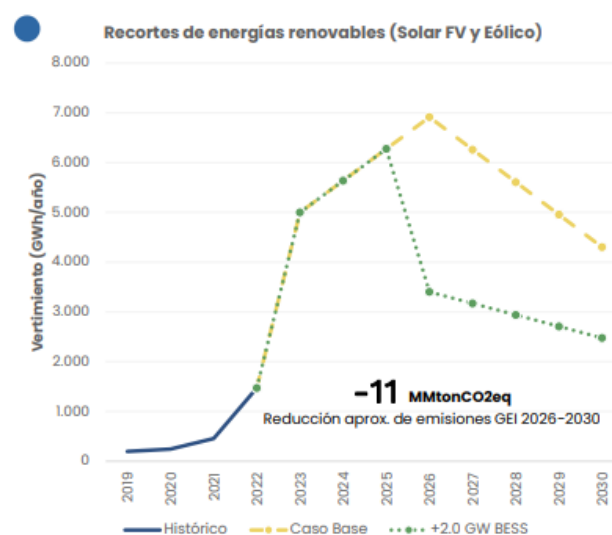
vigencia, se facilita la manera de reevaluar el valor de inversión para que la relicitación de estas obras de infraestructuras sea más rápida, velando por que el precio sea el adecuado.

Además, añadió que se establece un mecanismo adicional de expansión para obras urgentes, ya que muchas veces ocurre que la expansión de las líneas de transmisión, cuando van por el carril del plan de expansión tradicional, no se hacen o quedan entrampadas, lo que requiere un procedimiento más expedito y con plazos menores.

Posteriormente, indicó que hay un conjunto de simplificaciones y modificaciones que buscan hacer más ágiles los instrumentos de planificación energética y adecuarlos a las realidades territoriales.

En otro orden de ideas, recordó el anuncio que hizo el Presidente de la República en la Cuenta Pública acerca del sistema de almacenamiento a gran escala y afirmó que el instrumento va a ser desarrollado en paralelo con la tramitación de la ley, porque la idea es que se pueda realizar la licitación el año 2024 y entre en operación el año 2026.

A continuación, expresó que los impactos positivos del almacenamiento son muchos y mostró la siguiente imagen:



A partir de lo anterior, indicó que la línea amarilla muestra la proyección de vertimientos, sin un sistema de almacenamiento como el propuesto, y la línea verde muestra como disminuyen esos vertimientos a partir del ingreso, en el año 2026, del sistema de almacenamiento propuesto.

Explicó que, si se toma el área entre la línea amarilla y la verde, significa una disminución de 11 millones de toneladas de emisiones. Para tener una idea, continuó, el sistema eléctrico completo en un año, emite cerca de 23

millones de toneladas de carbono, es decir, la reducción que proviene de un sistema de almacenamiento como este equivaldría a la mitad de las emisiones en un año de todo el sistema, lo que tiene efectos en la disminución de sobrecostos laterales, como servicios complementarios, operación de mínimo técnico, costo de oportunidad del despacho, costo de combustible adicional, precio estabilizado, costo de oportunidad de la reserva hídrica y sobrecosto de la reserva hídrica.

Por otro lado, mencionó que hay modificaciones en relación a la promoción de la competencia en el mercado eléctrico y resaltó la adecuación orientada a excluir de giro único a las empresas distribuidoras que operan en sistemas aislados y sistemas medianos, lo que permite la total integración vertical, sujeta a desintegración contable.

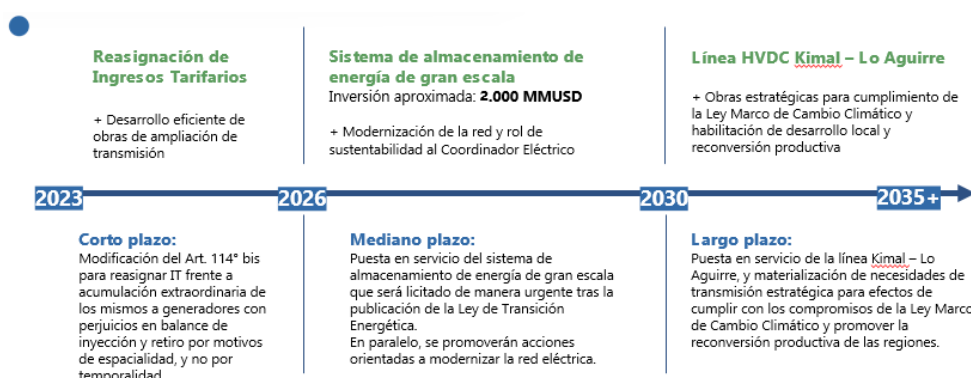
En relación a los ingresos tarifarios, afirmó que son la diferencia entre el costo marginal al cual se le inyecta o vende al sistema y el costo marginal al cual se le retira o compra al sistema. Desde la perspectiva histórica, continuó, se puede observar que los ingresos tarifarios eran de aproximadamente 5.000 millones de pesos mensuales, pero desde el año 2021 ha habido meses en que se exceden con creces esa cifra, entre otros factores, por la congestión y la sequía.

En este sentido, señaló que se debe decidir qué hacer con los ingresos tarifarios extraordinarios, entregárselo a los clientes (como es hoy en día) o devolvérselo a las empresas de generación. Consideró que, si se evalúa el costo beneficio entre esas dos alternativas, la devolución a las empresas de generación supone 1 peso por kWh y la entrega a los clientes genera un efecto dinámico en la internalización del riesgo por parte de los generadores en las ofertas, entonces, este peso transitorio se traduce en un aumento permanente de 11 pesos por kWh.

Agregó que hay que considerar lo que ocurriría si hay empresas que entran en insolvencia y los contratos de distribución encuentran una forma de término anticipado, señaló que es un cálculo difícil de hacer y puede ser del orden de 3 o 5 pesos por kWh.

Por lo anterior, afirmó que es evidente —en término de costo-beneficio— devolver las rentas por congestión extraordinarias a las empresas generadoras, pues en el tiempo se justifica entre 10 o 15 veces.

Remarcó que Chile es un país que tiene abundantes recursos naturales e instituciones robustas comprometidas con el cambio climático, y mostró la siguiente línea temporal para ilustrar el futuro a corto, mediano y largo plazo:



Finalmente, expresó que parte importante del éxito de las políticas públicas implementadas anteriormente y que gatillaron la aceleración en la penetración en ERNC, se debe a la heterogeneidad de la industria, pues hay empresas de todos los países, con distintas aproximaciones tecnológicas, con diversas formas de financiamiento, y diferentes maneras de construcción, lo que genera un ecosistema más resiliente a las crisis en comparación a un sistema que se concentra.

En la siguiente sesión, a partir de la presentación del Ministro de Energía, el **Honorable Senador señor Prohens** consultó cuál elemento —seguridad o asequibilidad— se verá afectado al colocar la sostenibilidad como un tercer elemento a optimizar por el Coordinador Eléctrico.

El **Ministro de Energía, señor Diego Pardow**, contestó que, a nivel comparado, en el ámbito de la energía es usual el trilema —seguridad, asequibilidad y sostenibilidad— y que abordar sólo dos de dichos elementos es una anomalía, por lo tanto, este cambio es una de las adaptaciones que se deben hacer frente a la Ley Marco de Cambio Climático³.

En particular, contestó que la manera en que el Coordinador Eléctrico utilizará el trilema es una decisión que no le corresponde al Ministerio, pues el Coordinador debe desarrollar una manera de optimizar una solución. Asimismo, señaló que lo anterior no significa, por ejemplo, que en las ordenes de despacho deba privilegiar la sostenibilidad por sobre el mínimo costo o la seguridad.

Agregó que la bajada institucional de lo anterior es que el Coordinador debe presentar al Ministerio la idea de sostenibilidad en el presupuesto anual sobre modernización de la red de transmisión.

Enseguida, el **Honorable Senador señor Prohens** manifestó que le llama la atención que el Ejecutivo hace la ley, pero el Coordinador Eléctrico tiene que arreglar el problema.

³ [Ley N° 21.455, Ley Marco de Cambio Climático.](#)

Además, afirmó que al agregar sostenibilidad vendrá un alza en las tarifas, cuestión que es importante dejar en claro, ya que el costo repercutirá en las personas.

La **Presidenta de la Comisión, Honorable Senadora señora Ebensperger**, preguntó en cuál de los 3 elementos está el tema de la calidad.

El **Ministro de Energía, señor Diego Pardow**, señaló que, si se define calidad como la no interrupción, la calidad estaría incluida en el parámetro de seguridad.

Por otro lado, aclaró que el Coordinador Eléctrico es un organismo autónomo e independiente del Gobierno, y que esta ley lo que busca es adaptar la definición de sus misiones a la Ley Marco de Cambio Climático.

A su turno, el **Honorable Senador señor Durana**, expresó que, si bien el Coordinador Eléctrico es autónomo e independiente, trabaja en función de las leyes y reglamentos. El Coordinador, continuó, actúa en relación a las normas y políticas públicas que se fijan en el Congreso Nacional y el Ejecutivo.

Luego, el **Ministro de Energía, señor Diego Pardow**, explicó que al definir la función se le entrega una misión al Coordinador, pero él tiene la discrecionalidad para definirlo. Añadió que es algo similar como lo que ocurre con el Banco Central.

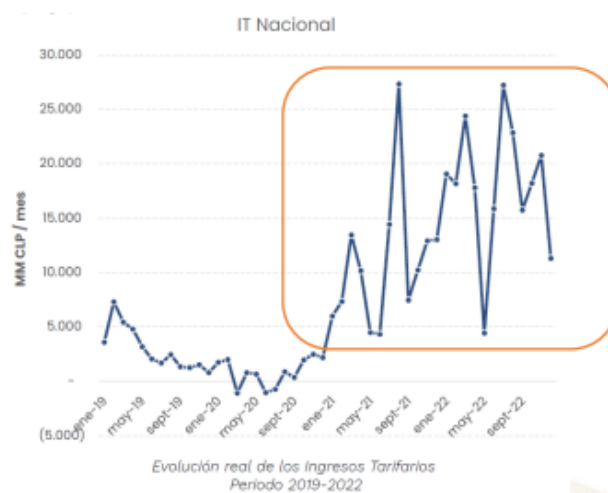
Posteriormente, el **Director Ejecutivo de la Asociación de Clientes Eléctricos No Regulados (ACENOR), señor Javier Bustos**⁴, comentó que ACENOR es la voz de los clientes eléctricos, dado que es la única asociación gremial que representa a los clientes de energía.

Agregó que los clientes eléctricos adhieren al compromiso del país con la carbono neutralidad y el desarrollo energético renovable, pero a través de un proceso eficiente y seguro, porque los clientes productivos son el motor de desarrollo del país y necesitan poder acceder a precios competitivos de electricidad, fundamentalmente de energía renovable.

Dentro de los asociados mencionó a distintos sectores productivos del país —acero, minería transporte, industrias productivas, gases industriales y producción de cemento—.

En relación al diagnóstico de la situación, mostró un gráfico de la presentación del Ministro de Energía que resume la situación:

⁴ [Presentación de ACENOR, 19 de julio de 2023.](#)



Explicó que, desde enero del año 2021, se puede apreciar que los ingresos tarifarios han subido bastante más de lo que se veía históricamente, producto de congestiones en el sistema de transmisión.

Agregó que, en el periodo de mayor congestión y mayor vertimiento de ERNC, entre Tarapacá y Atacama se instalaron 4.000 MW, lo que representa el 30% de lo que ya estaba instalado en esa zona.

Destacó que las empresas de generación no pagan la transmisión, lo paga el cliente final, por lo tanto, las empresas de generación no ven el costo de donde se localizan y se instalan en zonas congestionadas y alejadas de las zonas de consumo. Entonces, consideró que hay un problema de localización y que la regulación no está dando los incentivos adecuados a tiempo para la generación.

Explicó que existe una sobreoferta de energía en determinadas zonas y horarios en el país, incluso el Coordinador Eléctrico ha indicado que esto se va a acentuar, lo que profundiza el problema financiero que tienen las empresas generadoras. Entonces, afirmó que es sumamente relevante que los nuevos proyectos se ubiquen en zonas no congestionadas, cerca de los consumidores para ahorrar transmisión y evitar vertimientos.

En relación a lo que significa este proyecto de ley para los clientes, expresó que incluye propuestas que implicarán alzas relevantes en las cuentas finales de los clientes —ingresos tarifarios, licitaciones de almacenamiento, nueva transmisión y presupuesto del Coordinador— y no se incluyen medidas para hacer más eficientes los costos ni para balancear en forma justa los cargos de la transición energética.

En cuanto a la reasignación de los ingresos tarifarios (modificación al artículo 114 bis y artículo 2 transitorio), expuso que se definen los ingresos tarifarios extraordinarios, que serían reasignados a algunas empresas generadoras. El Ministro, continuó, argumentó en su presentación que el cliente

perdería 1 peso por kWh, sin embargo, por la redacción y los datos reales entre enero 2022 y febrero 2023 el impacto a los clientes sería claramente mayor, podría ser de 3,3 a 4 pesos por kWh.

Posteriormente, se refirió al nuevo cargo para almacenamiento (artículo 9 transitorio). Explicó que la CNE deberá realizar una licitación pública internacional de infraestructura de Sistemas de Almacenamiento, que será remunerado por 15 años a través de un cargo pagado en su totalidad por los clientes finales. Entonces, remarcó que nuevamente se le obliga al cliente a financiar infraestructura de la cual se beneficiarán las empresas generadoras.

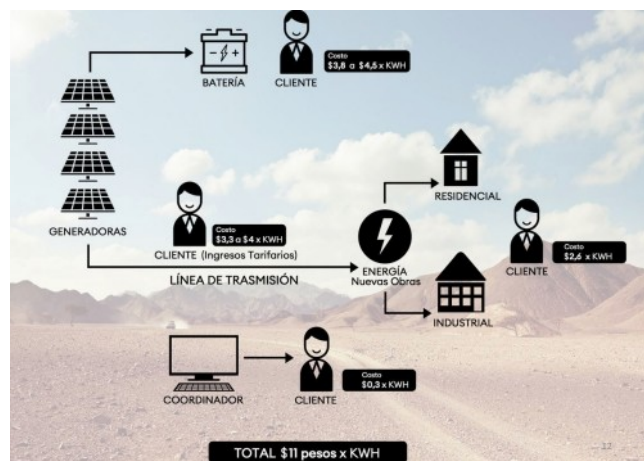
Asimismo, señaló que el Ministerio de Energía estima un costo de al menos 2 mil millones de dólares, pero considerando costos de desarrollo y operación en Chile el costo podría llegar hasta 3 mil millones de dólares. Lo anterior, continuó, significaría que el cargo a clientes puede ser de 3,8 a 4,5 pesos por kWh adicionales a la pérdida de los ingresos tarifarios.

En relación a la transmisión, expuso que el proyecto de ley desarrolla cambios en cómo se va a planificar la transmisión, incluyen obras de transmisión por motivos estratégicos y conversión productiva, aplicación de nuevos criterios de resiliencia, obras de transmisión necesarias y urgentes que se escapan del proceso de planificación de la transmisión, y revisión del valor de inversión adjudicado en obras de ampliación.

Insistió en que el cargo de la transmisión lo pagan completamente los clientes en Chile, el que es actualmente es \$3,87 por kWh. Agregó que las nuevas obras implicarán un mayor cargo, que se estima será de \$2,6 por kWh, al año 2028.

A continuación, se refirió a las modificaciones al Coordinador Eléctrico Nacional. Expresó que, para el cumplimiento de sus funciones, podrá disponer de recursos permanentes para realizar y coordinar investigación, desarrollo e innovación en materia energética, y que será su deber realizar un análisis de factibilidad, constructibilidad y plazos de construcción de las obras de ampliación. Además, recordó que el presupuesto del Coordinador es financiado en un 100% por todos los clientes mediante el Cargo por Servicio Público, el cual es actualmente de \$0,701 por kWh, pero si se incluyen las nuevas funciones se estima que se llegaría a \$1 por kWh.

Entonces, para ilustrar la suma de los nuevos cargos a pagar por los clientes mostró la siguiente imagen:



Afirmó que habrá mayores costos en almacenamiento, lo cual podrá traer ingresos, pero son riesgosos y variables, y el riesgo se les transfiere a los clientes porque dependerá de si las baterías generan ingresos o no. Asimismo, aseveró que habrá ingresos tarifarios que se pierden, nuevas obras de transmisión y el costo en el presupuesto del Coordinador. Cuando se suma todo lo anterior, señaló, se llega a un total de \$11 por kWh.

Para explicar que significan esos \$11 en la situación actual, expresó que la cuenta eléctrica del cliente viene abultada, pues están pagando la transmisión nacional, la transmisión zonal, la energía y potencia, el Cargo por Servicio Público que financia al Coordinador, cargos sistémicos y ahora comenzará a pagar un cargo por almacenamiento. Agregó que los cargos sistémicos en los últimos años pasaron de 1 a 20, entonces, se llega a una situación de precios muy altos.

Luego, entregó algunos ejemplos del impacto del proyecto de ley en algunos sectores productivos del país: la cuenta promedio de un aserradero en Loncoche es de 35 millones de pesos mensuales y tendría que pagar 3,4 millones de pesos adicionales; una actividad agrícola en San Vicente que paga 32 millones de pesos, pagaría 3 millones adicionales, y la Zona Franca en Iquique que paga 50 millones de pesos, pagaría 5,1 millones de pesos adicionales.

En otro orden de ideas, comentó que el financiamiento de la transmisión, por ejemplo, en Uruguay, corresponde a los generadores y clientes, de acuerdo al uso y localización, lo cual no es una barrera para la generación renovable, pues tienen un 98% de ERNC; Nueva Zelanda, que tiene una geografía similar a Chile y tiene una participación de un 83% renovable, financia la transmisión por las generadoras, distribuidoras y clientes que se conectan al sistema nacional.

Asimismo, mencionó que el Operador del Mercado Ibérico se financia con cargos regulados a generadores, comercializadores y clientes

directos y el Australian Energy Market Operator se financia con cargos a generadores, clientes y proveedores de servicios de transmisión.

También, señaló que, en el mundo, los sistemas de almacenamientos se están financiando a partir de contratos con empresas generadoras, no con un cargo estampillado a todos los clientes. Así, por ejemplo, en India la empresa estatal SECI licitó 500 MW de baterías con un contrato por 12 años con financiamiento estatal, y en Australia el gobierno nacional financia un ingreso mínimo a baterías que son licitadas, con cargo al presupuesto nacional.

Finalmente, expresó que no es \$1 peso más, son \$11 pesos, en una situación en que, desde el año 2020, el precio promedio a clientes industriales, incluyendo todos los costos que se le traspasan, ha subido un 80%. Esta iniciativa, continuó, agrega cargos y aumenta los existentes sólo a los clientes, en cambio, en la experiencia internacional se observa que esos costos son compartidos, y esta es la única manera de tener una transición energética justa. Agregó que el proyecto de ley va a impactar en el crecimiento y en el desarrollo económico del país, porque será mucho más caro electrificar algunos consumos.

Por su parte, el **Académico del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Santiago de Chile, señor Dr. Humberto Verdejo⁵**, coincidió en que, desafortunadamente, el proyecto de ley se financia por los usuarios y que la tarifa de electricidad se hará cada vez más costosa. Además, indicó que la iniciativa viene a resolver un problema entre privados, debido a una planificación un poco riesgosa.

Sin perjuicio de lo anterior, consideró que es necesario buscar una solución alternativa para las empresas renovables, ya que si se quiere avanzar hacia la transición energética hay que proponer soluciones estructurales de corto, mediano y largo plazo.

Enseguida, expresó que el proyecto de ley tiene 4 pilares: sector eléctrico y cambio climático, con referencia a las funciones del Coordinador Eléctrico; desarrollo eficiente de obras de transmisión; promoción de la competencia y fomento al almacenamiento, y otros aspectos complementarios que se escapan de la discusión de la transición energética.

Luego, señaló que, si efectivamente se incorpora el elemento sostenibilidad, afectará a las tarifas, porque el Coordinador es financiado a través del Cargo por Servicio Público y el mecanismo de estabilización del precio de la energía vigente tiene un cargo progresivo en el Cargo por Servicio Público.

⁵ [Presentación del señor Humberto Verdejo, 18 de julio de 2023.](#)

En relación a las responsabilidades del Coordinador Eléctrico, expresó que, si se quiere que la operación del sistema sea eficiente, segura y con acceso abierto, quizás el aspecto sostenibilidad debiese ser evaluado por otra institución, por ejemplo, la Superintendencia del Medio Ambiente o una institución similar a la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos, porque la operación económica y segura actualmente no es coincidente con la sostenibilidad.

En cuanto a la distribución de ingresos tarifarios, consideró que éstos debiesen ser asignados a todos los generadores que han tenido problemas asociados a la congestión, cualquier definición arbitraria es discriminatoria, porque los ingresos tarifarios son de los usuarios puesto que ellos pagan la transmisión.

Señaló que redistribuir los ingresos tarifarios incrementará la tarifa de los usuarios libres y regulados por concepto de transmisión. Advirtió que, si se reasignan los ingresos tarifarios, ello debiese ser de una manera eficiente, competitiva y que beneficie al usuario.

Por otro lado, manifestó que mantener de manera permanente la reasignación de los ingresos tarifarios a las generadoras no es buena idea, porque, por ejemplo, si un nuevo generador decide instalarse en un punto del país y sabe que es zona congestionada, mantener el ingreso tarifario como redistribución sólo a los generadores, les otorgaría un ingreso asegurado, el usuario subsidiaría a los proyectos de generación en donde no hay transmisión.

Para resolver el problema anterior, propuso subastas de derechos financieros de transmisión, realizadas en Estados Unidos, Europa y México. Explicó que, a partir de esta bolsa de ingresos tarifarios, a todos los generadores se les da la opción de competir de manera libre, subastando los ingresos tarifarios, eliminando la discriminación.

Expuso que, al mismo tiempo, lo que resulte del proceso de subasta va a generar algún tipo de recurso, el cual debería ir directamente, a través de un subsidio, a los usuarios finales y a amortizar los costos laterales.

Entonces, insistió en que la idea sería hacer una redistribución de los ingresos tarifarios, con competencia, así todos los generadores subastarían por estos ingresos tarifarios, derechos o seguro financiero, pero entregándole un beneficio al usuario final.

Posteriormente, puntualizó que, de acuerdo a los datos del Coordinador Eléctrico Nacional, el año 2021 hubo ingresos tarifarios extraordinarios —que son los que están sobre el 10% en relación al VAT— en torno a los 90 millones de dólares y el año 2022 fueron en torno a los 170 millones de dólares.

Además, expresó que, como no se resolverá el tema de transmisión en los próximos años, estos serán los márgenes de ingresos tarifarios que existirán, lo que constituye un monto importante de recursos que podrían ser utilizados en el esquema propuesto.

En relación a los sistemas de almacenamiento, opinó que debiese ser evaluada la alternativa de construir proyectos de almacenamiento a lo largo del sistema, no sólo en la zona norte. Sobre este punto, señaló que hay que estar a la espera de algún informe técnico del Coordinador en relación a la ubicación del almacenamiento.

Enseguida, expresó que no es adecuado que los sistemas de almacenamiento sean remunerados como infraestructura de transmisión, porque el usuario pagaría todo. Además, continuó, el hecho que los usuarios financien el almacenamiento no va a implicar que las tarifas bajen, al contrario, subirían, y lo más complejo es que no hay mejora en seguridad y calidad de suministro. Agregó que, nuevamente, el usuario está resolviendo un requerimiento que tienen algunas empresas de generación —las empresas que apostaron a precios baratos de licitación, sin tener en cuenta los riesgos de la transmisión y el almacenamiento—.

Asimismo, explicó que, en el esquema del proyecto de ley, el almacenamiento va a interferir en un mercado que por definición es competitivo, lo que generará señales de precio que no corresponden.

Sobre este punto, reiteró que el usuario no debe pagar todo, y si lo paga tiene que tener algún beneficio, por ejemplo, que los ingresos tarifarios se subasten y se genere una bolsa de recursos para subsidio y financiar parte de los pagos laterales.

En cuanto a los otros aspectos a considerar de la iniciativa legal, expuso que la definición de potencia punta afectará los ingresos de todos los generadores, incluyendo los renovables, y a los sistemas de almacenamiento, lo que podría acrecentar el problema que tienen las empresas renovables en relación al financiamiento. Además, indicó que los incentivos para el cumplimiento de los contratos de suministro apuntan al sentido correcto, pero quizás este no es el espacio para incluirlo. Es importante considerar, indicó, algún tipo de consecuencia para las empresas que “congelan” su participación producto de las restricciones al sistema de transmisión y que las licitaciones de suministro, que afectan a los clientes regulados, tienen que considerar la indexación de precios a todos los componentes que afectan la operación del sistema, no sólo el IPC norteamericano.

Enseguida mostró el siguiente gráfico:



Al respecto, señaló que la curva celeste representa el precio que debiese tener el usuario final si los contratos están solamente indexados al IPC norteamericano, pero si los precios estuvieran indexados al diésel o al gas natural, los precios indudablemente suben —como se observa en la línea naranja y gris—, reflejando lo que realmente ocurre en la realidad, ya que el sistema eléctrico depende fuertemente de los combustibles fósiles y seguirá siendo así hasta que no tengamos líneas de transmisión y almacenamiento.

De esta forma, consideró que habría que revisar que los contratos fueran indexados a estas variables de riesgo y, quizás, ver la posibilidad de que los contratos vigentes sean renegociados o revisados de manera voluntaria para incorporar estos componentes de riesgo, porque, si bien es cierto la congestión de la línea de transmisión generó un problema, la guerra de Ucrania disparó el precio del gas y el carbón —que son los *commodities* que definen el precio en el mercado a corto plazo— y, por ello, se ha generado distorsión en el financiamiento de las energías renovables.

Por último, reforzó la idea de que la distribución de los ingresos tarifarios son una solución que podría implementarse en el corto plazo, pero todos los generadores deben competir y generar un beneficio directo al usuario, a través de la subasta y el fondo que ella generaría.

A su vez, el **Honorable Senador señor Prohens** preguntó al señor Humberto Verdejo por qué sólo algunas generadoras se benefician con el proyecto de ley, y si cree que las tarifas eléctricas subirán o bajarán en el próximo tiempo, teniendo en consideración que hay dos leyes aprobadas para estabilizar el precio de la energía eléctrica —PEC 1: Ley 21.185⁶ y PEC 2: Ley 21.472⁷—, cuenta que hay que pagar en algún minuto.

Por otro lado, consultó al señor Javier Bustos si es o no efectivo que en los últimos 5 años el cobro a los clientes libres venía bajando, y cómo ha

⁶ [Ley N° 21.185 que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas, del año 2019.](#)

⁷ [Ley N° 21.472 que crea un fondo de estabilización de tarifas y establece un nuevo mecanismo de estabilización transitorio de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios, del año 2022.](#)

sido la balanza entre la baja en el precio de los contratos y los costos de transmisión.

A continuación, el **Honorable Senador señor Castro González** preguntó qué elementos faltan en el proyecto, qué podría enmendarse y cuáles aspectos podrían criticarse.

Enseguida, la **Presidenta de la Comisión, Honorable Senadora señora Ebensperger**, consultó al señor Javier Bustos por qué cree que es criticable que la mayor cantidad de proyectos estén localizados en la zona norte entre Tarapacá y Atacama, si las condiciones para el desarrollo de las energías renovables se encuentran en dicha zona.

El **Académico del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Santiago de Chile, señor Dr. Humberto Verdejo**, expresó que el planteamiento del Ejecutivo de que esto será asignado, en términos de holguras, a las empresas que han sido más perjudicadas, es discriminatorio. Además, continuó, el hecho de que se diga que se definirán los ingresos extraordinarios, también implica un grado de arbitrariedad.

No obstante, aclaró que no está en contra del proyecto y afirmó que, dentro de las alternativas que se evalúan, es la mejor, pero el mecanismo se podría perfeccionar con la propuesta expuesta anteriormente —que los generadores subasten y compitan—. Agregó que, la autoridad, quizás, podría dar prioridad a las empresas que tienen dificultad de financiamiento con criterios claros, pero dejando la posibilidad a que todos concurren en las mismas condiciones. Remarcó la importancia de que esta subasta permita financiar el subsidio para las personas más vulnerables y amortizar los costos laterales.

En relación al alza de tarifas, explicó que la generación va a subir de precio de aquí al año 2027 porque hay que devolver el PEC 1 y el PEC2. También la transmisión subirá, porque se tienen que incrementar y mejorar las líneas, para que no exista vertimiento, y nadie ha querido modificar la normativa de la distribución porque se sabe que subirá la tarifa, no obstante la necesidad que se tiene que modernizar el sector eléctrico.

Por último, comentó que la demanda punta va a golpear a los renovables y a los convencionales, entonces si se quiere una solución para las empresas desfinanciadas, no se debe abrir un flanco que genere mayores perjuicios a todo el segmento.

Respecto al costo de la transmisión y el costo final, el **Director Ejecutivo de la Asociación de Clientes Eléctricos No Regulados (ACENOR), señor Javier Bustos**, expresó que cuando se observa la cuenta final de los clientes libres, desde el año 2020 el alza ha sido del 80%. Durante un tiempo, señaló, hubo precios más competitivos, pero hoy en día la cuenta

final es superior a la cuenta que se observaba el año 2015, antes de la reforma de la transmisión.

En cuanto al proyecto de ley, afirmó que los ingresos tarifarios se están pensando como una especie de seguro para las generadoras, sin embargo, se esperaba que las empresas pagaran una prima por ese seguro. Entonces, continuó, si hay algún tipo de reasignación de los ingresos tarifarios debería haber una compensación para los clientes, porque actualmente la transmisión es 100% pagada por la demanda, por lo cual, acceder a los beneficios de los ingresos tarifarios implicaría que se empiece a pagar algo de esa transmisión, ya sea a través del mecanismo propuesto por el señor Humberto Verdejo u otro.

En relación a las licitaciones del almacenamiento, mencionó que ocurre algo similar, ya que se esperaba que, si la infraestructura será utilizada mayoritariamente por algunos generadores, ellos contribuyan a su financiamiento, porque así, por ejemplo, un cliente de la sexta región cuando tenga que licitar con quien se contrata, el generador le podrá ofrecer un precio que podrá tener o no el uso de las baterías. Por otro lado, explicó, si esto se transfiere al cliente, se le está dando una ventaja competitiva a ciertos generadores en desmedro de otros.

En otro orden de ideas, manifestó que faltan elementos en la planificación de la transmisión en el proyecto de ley. Precisó que los clientes e interesados no van a poder reclamar respecto de obras que sean necesarias y urgentes, de acuerdo a la definición de la Comisión Nacional de Energía, lo que es una pérdida del estándar que tienen que tener los clientes en orden a poder aportar antecedentes y discrepar de obras que las tendrá que pagar el cliente. Agregó que lo anterior también aplica para las licitaciones de almacenamiento.

Respecto a los impactos en clientes, expresó que es importante repensar quién paga los presupuestos, pues el diseño que se usa en Chile escapa del estándar internacional, ya que aquí todo se transfiere al cliente, sin mayor mecanismo de eficiencia y sin mayor asignación de incentivos.

Indicó que llama la atención que el informe financiero de este proyecto de ley, con toda la complejidad que tiene el diseño de la planificación de la transmisión, no establezca ningún recurso adicional. Expresó que, entonces, surge la duda de si el cliente tendrá que asumir esos costos a través del Coordinador. También, consideró que se deben repensar todos los cargos sistémicos que se trasladan al cliente.

En relación a la localización, afirmó que el mejor recurso de muchas energías renovables está en la zona norte del país, pero el punto es tener un buen balance. Los proyectos en otros lugares del país, continuó, cuando ofrecen su energía no pueden competir con los proyectos del norte, que tienen un gran costo en transmisión, pero como no pagan la transmisión no les genera

gastos. Señaló que lo mejor es lograr un balance, porque si todo está localizado en una zona, se tiene que construir más transmisión, lo que genera costos que no se internalizan y que no se toman en cuenta en la decisión de inversión. Agregó que lo anterior se observa también en relación al almacenamiento.

A continuación, el **Honorable Senador señor Durana** expresó que es una necesidad legislar en esta materia y que las energías renovables son una solución para disminuir los costos de la tarifa eléctrica actual. Agregó que, al ser Senador en una región fronteriza, sabe que los costos de la energía en Chile son superiores a los de Perú y Bolivia.

Enseguida, consultó por la opinión de los expositores y del Ministro respecto a que el consumidor final asuma todos los costos para llegar a la meta de la carbono neutralidad y tener energías limpias y renovables. Remarcó que, a partir de las exposiciones, no se ve participación de las generadoras o de las empresas que van a transmitir la energía a lo largo del país, y que la legislación es antigua y no está acorde con los temas que se están discutiendo hoy.

Luego, el **Honorable Senador señor Prohens** manifestó que el país —con el acuerdo de París— tomó la decisión de descarbonizar al año 2050, luego se ha ido reduciendo al año 2040 y 2030, para lo cual se han sacado empresas del sistema. Al respecto, consultó si acelerar los procesos no teniendo las líneas de transmisión construida es parte del problema actual.

Además, mostró preocupación en relación a que las empresas de GNL están prontas a salir del sistema y preguntó cómo está preparado el país para afrontar dicha salida en el caso que no se resuelva el problema energético, tanto desde la perspectiva de la seguridad eléctrica, como desde el punto de vista tarifario.

A su turno, el **Académico del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Santiago de Chile, señor Dr. Humberto Verdejo**, afirmó que hay coyunturas que han llevado al país a esta situación: el año 2016 cuando se dijo que la transmisión la pagaba el usuario se pensó que los contratos de suministro iban a compensar el alza de las tarifas; la implementación del PEC 1 y PEC 2 distorsionó la realidad, y la especulación, porque dentro de la propuesta del Ministerio se establece que, si los ingresos tarifarios operan de la forma que se propone, la tarifa no va a subir un 11%, porque no van a caber más contratos renovables. Consideró que es demasiado riesgoso establecer dicha especulación, pues ya ha habido errores respecto a la transmisión y a los contratos de suministro. Agregó que se debe pensar el resolver el problema ahora y tomarse más tiempo para ver el mediano y largo plazo, porque la idea no es que haya un PEC 4 o PEC 5.

Posteriormente, señaló que los usuarios efectivamente pagan todo y que lo que faltaría sería un subsidio, porque lamentablemente el esquema

nuestro es de esa forma, el usuario paga todo, pero no se le puede seguir cargando la mochila permanentemente. Entonces, insistió que una medida paliativa, para resolver este momento transitorio, es la implementación de un subsidio.

En cuanto al rol del gas natural, indicó que está convencido de que el GNL es el articulador de la transición energética, porque el gas es lo que le dará al sistema eléctrico las mismas prestaciones que tienen las centrales hidráulicas: control de frecuencia, despacho en diferentes horas del día y flexibilidad. Mientras las centrales renovables, continuó, no tengan almacenamiento, ni control de frecuencia, no van a ser la respuesta para una descarbonización estructural. Añadió que la preocupación ha estado centrada en el precio de la energía y no en los costos de seguridad, que están disparados y, por ello, los clientes libres están pagando costos sistémicos muy altos.

Además, insistió en que el gas es el articulador de la transición energética, por lo que, hay que replantearse varias cosas, pues no hay planes de construcción de nuevas centrales a gas, ni de mantención de las centrales existentes.

A continuación, el **Director Ejecutivo de la Asociación de Clientes Eléctricos No Regulados (ACENOR), señor Javier Bustos**, reafirmó que los problemas de precios de la electricidad, en relación a los países vecinos, es una preocupación de todos los sectores productivos.

Expresó que la transición energética se puede hacer bien, buscando una trayectoria que permita descarbonizar a costos que sean competitivos, pues muchos países lo están haciendo. La decisión, continuó, de transferir los costos a los clientes, pone en riesgo la transición energética, porque al hacer más cara la electricidad, será más caro reemplazar leña, carbón o petróleo por electricidad. Por lo tanto, señaló que, incluso para negocios futuros como el hidrógeno verde, es fundamental tener precios de electricidad renovables y competitivos, lo cual necesita planificación e incentivos.

Junto con agradecer las presentaciones, el **Ministro de Energía, señor Diego Pardow**, expresó que se han planteado varias objeciones al proyecto de ley y consideró importante discutir el tema de los costos.

Respecto a los ingresos tarifarios, señaló que el cálculo realizado por Acenor es distinto, pues el Ministerio realizó el cálculo en base a un promedio y el resultado es \$1 peso.

Asimismo, en relación al recurso al Panel de Expertos, aclaró que únicamente se elimina en el caso del artículo 102 mandatado, y la razón de aquello es la urgencia, porque el Panel de Expertos implica plazos extensos, por lo que es un recurso excepcional.

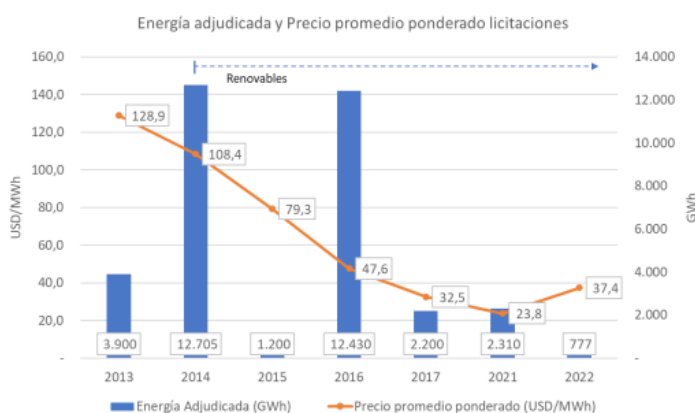
En cuando a la licitación de los sistemas de almacenamiento, consideró que Acenor toma el peor escenario posible, traspasando el mayor costo posible y no considerando los ingresos. El Ejecutivo, continuó, está abierto a encontrar mecanismos de licitación, por ejemplo, licitando sólo la diferencia.

Además, señaló que no hay contemplado ningún aumento en el presupuesto del Coordinador Eléctrico.

Por último, recordó que en esta materia hay una habilitación legal y un espacio reglamentario que se trabajará en paralelo, y que se tendrán en consideración los comentarios. Agregó que el Ministerio siempre ha estado dispuesto a encontrar otras maneras de disminuir los pagos laterales, varios de los cuales disminuyen con los sistemas de almacenamiento.

Posteriormente, en la siguiente sesión, el **Ministro de Energía, señor Diego Pardow**⁸, se refirió a algunos temas pendientes de las sesiones anteriores.

A partir de la primera generación de políticas que fomentan el ingreso de energías renovables, mostró el siguiente gráfico:



Señaló que en azul se puede observar la energía adjudicada mediante el sistema de subasta y en naranja se puede ver el precio ponderado de dólares por MWh. Entonces, consideró que esta primera generación de políticas consiguió una disminución de precios bastante notable, del orden de 130 USD/MWh el año 2013 a 30 USD/MWh en los últimos años.

En término de volumen contratado, expresó que la mitad corresponde a precios antiguos y la otra mitad a precios nuevos. Explicó que es importante tener en cuenta lo anterior, porque cuando se evalúa la situación

⁸ [Presentación del Ministro de Energía, 23 de agosto de 2023.](#)

particular de los contratos se distingue entre contratos antiguos y nuevos. Los contratos antiguos, continuó, responden a la generación fósil y tienen dos tipos de indexación —por precios del consumidor norteamericano (CPI) y por un polinomio de indexación de combustibles fósiles o sólo por CPI—.

Enseguida, expresó que la indexación por CPI busca aislar a las generadoras del riesgo de adquisición de equipos importados, que son con los cuales se construyen las centrales. Agregó que los contratos sobre la base de energías renovables no tienen una indexación a combustibles, porque no utilizan el combustible fósil como variable.

Entonces, afirmó que los contratos reflejan dos precios completamente distintos, dependiendo a que se indexen. Así, continuó, cuando los contratos tienen una indexación por combustible, los precios reflejados son más altos, pues el precio del carbón, el petróleo y el GNL, desde el año 2021 al año 2023, ha ido aumentando —el carbón y el GNL se ha multiplicado por 4 y el petróleo por 3—.

Luego, aclaró que gran parte de la disminución que se ha conseguido en términos de subasta, fue absorbida por el aumento de los precios de los combustibles, relacionado con la pandemia por Covid-19 y la guerra de Ucrania, por lo que no se ha materializado una disminución en los precios que enfrentan los clientes.

Además, expresó que, a medida que los contratos subastados desde el año 2015 empiecen a formar una mayor ponderación del precio con el cual se construye la cuenta de los clientes finales, se verá la disminución progresiva del precio que deben pagar los clientes.

Por último, consideró que la política de largo plazo de fomento a las energías renovables del Ejecutivo es la correcta en términos de sostenibilidad, precios y seguridad del suministro.

Posteriormente, el **Director Ejecutivo de la Asociación de Transmisoras de Energía, señor Javier Tapia**⁹, expresó que la transmisión es el pilar fundamental para el desarrollo sostenible y eficiente del país, pues la mayoría de los problemas actuales se solucionarían mejorando la infraestructura, y es clave para descarbonizar.

Enseguida, señaló que el año 2022 hubo un record de energías renovables en Chile en el sistema, no obstante lo cual existen problemas, como el riesgo de estrechez de abastecimiento en el sistema eléctrico y que ciertas empresas de energía renovable presentan problemas para cumplir sus obligaciones.

⁹ [Presentación del señor Javier Tapia, 23 de agosto de 2023.](#)

También, remarcó que la transmisión es clave para mejorar la calidad y seguridad de suministro, y que existen metas claras en esta materia, tales como reducir los cortes de energía a 4 horas el año 2035 y a 1 hora el año 2050, pero recordó que actualmente hay 60 horas de cortes de energía en algunas regiones. Entonces, insistió en que se necesita más infraestructura para solucionar los temas de calidad de suministro.

Luego, mencionó que hay algunas localidades en el país que dependen de una torre, como Alto Hospicio, y que, si esa torre falla, se corta la electricidad de toda la localidad. Agregó que, en otras zonas críticas, como Ñuble, los gremios están pidiendo una ley corta para destrabar proyectos eléctricos.

Señaló que, por todo lo anterior, realizaron un estudio con la Universidad de Chile para medir lo que faltaba el año 2022 en capacidad de transmisión y el resultado fue un déficit de 2.000 millones de dólares en infraestructura, cuestión que tiene que mandar el Estado.

Además, explicó que el impacto en las tarifas al avanzar en infraestructura es relativamente bajo. Actualmente, continuó, una tarifa promedio por KWh, en Santiago, es de \$130 pesos, por menos de 350 KW, y Acenor calculó un incremento del 8,4 en dicha tarifa derivada del actual proyecto de ley, por lo que, la transmisión sólo representaría un incremento máximo del 2% por un sistema más resiliente, seguro y con mejoras en calidad.

En relación al proyecto de ley, consideró que va en la dirección correcta, pues introduce temas clave para el desarrollo de la transmisión: incorpora un nuevo mecanismo para obras excepcionales o urgentes con una forma adecuada de remuneración; contempla un sistema de solución de las desavenencias entre transmisoras y contratistas derivadas de los sobrecostos de las obras; pone en manos de los transmisores la licitación de obras de ampliación, y promueve la competencia. Añadió que, sin perjuicio de lo anterior, hay aspectos perfectibles dentro de estos cuatro temas, como la exigencia de término del contrato, entre contratista y transmisor, para solucionar los problemas de sobrecostos.

Por otro lado, afirmó que la iniciativa tiene aspectos que deben ser mejorados, como que el proceso de planificación se extiende excesiva e injustificadamente, no se deja en claro que la seguridad en la operación es algo primordial y no es lo suficientemente explícito en señalar el carácter vinculante de la promoción de obras que permitan aumentar la resiliencia.

En cuanto a los tiempos de planificación, indicó que, actualmente, el proceso legal se demora 18 meses y que se estima que el término del proceso real es de 23 meses, pero con la propuesta del proyecto de ley el término del proceso legal sería de 28 meses y el término real estimado sería de 34 meses,

por lo tanto, va en contra de la celeridad con la que se debiese incorporar la infraestructura.

Posteriormente, expresó que el proyecto de ley no deja en claro el principio de seguridad, cuestión importante porque los efectos del cambio climático son una realidad evidente y cada vez más frecuente. Entregó como ejemplo las inundaciones y tormentas de arena que se producen en el norte. Entonces, consideró que hay que poner la seguridad primero, porque habrá eventos que afecten la infraestructura, e incorporar obras por resiliencia.

En otro orden de ideas, afirmó que se debe volver a la esencia original de esta iniciativa legal, centrándose en transmisión, abordando temas con consenso, que impliquen baja conflictividad y tengan alta incidencia e impacto. El mercado, continuó, necesita infraestructura y los problemas que se observan a nivel de generación y otros —en el mediano y largo plazo— se solucionan solo con mayor infraestructura. Agregó que, lamentablemente, en el proyecto de ley se han ido incorporando aspectos que no están completamente consensuados.

Finalmente, consideró que sería una excelente señal declarar expresamente en la ley que los proyectos de transmisión son de interés nacional, porque permitiría reducir los plazos de algunos permisos, priorizar proyectos, de manera de entregar a la infraestructura la importancia pública que tiene.

La **Presidenta de la Asociación Chilena de Energía Solar A.G., ACESOL, señora Bárbara Yáñez**¹⁰, comentó que su entidad tiene más de 150 socios y que trabajan en cuatro comités —regulación, PMGD y gran escala, autoconsumo con y sin inyección a la red, y sistemas solares térmicos—.

En relación al proyecto de ley, consideró que su nombre no es el más adecuado, porque es una iniciativa de modernización parcial del sistema, y que es importante abordar las temáticas en trasmisión, pero sin dejar de lado la distribución, tema que falta en el proyecto de ley.

Enseguida, el **Director Ejecutivo de la Asociación Chilena de Energía Solar A.G., ACESOL, señor Darío Morales**, se refirió a la evolución de la capacidad instalada solar en Chile y puntualizó que gran parte de la capacidad solar que se ha ido instalando, sobre 5,5 GW, está relacionada con proyectos de gran escala. Añadió que hay 2,5 GW instalados de proyectos PMGD o de mediana escala, y un número mucho menor de generación residencial o autoconsumo.

En relación a la distribución geográfica de la potencia solar, expresó que la capacidad solar más relevante se encuentra en la macro zona norte del

¹⁰ [Presentación de la señora Bárbara Yáñez y señor Darío Morales, 23 de agosto de 2023.](#)

país y que, a su vez, la generación distribuida de mediana escala se concentra desde la región de Coquimbo a la del Biobío aproximadamente.

Remarcó que Chile tiene la mejor radiación solar del mundo, por lo que es importante aprovechar las condiciones de la zona norte. Advirtió que, sin embargo, en generación distribuida el país se está quedando atrás.

Comentó que hace unos meses estuvo en la inauguración de la primera planta de PMGD de 9MW, en el Valle de Azapa, Arica.

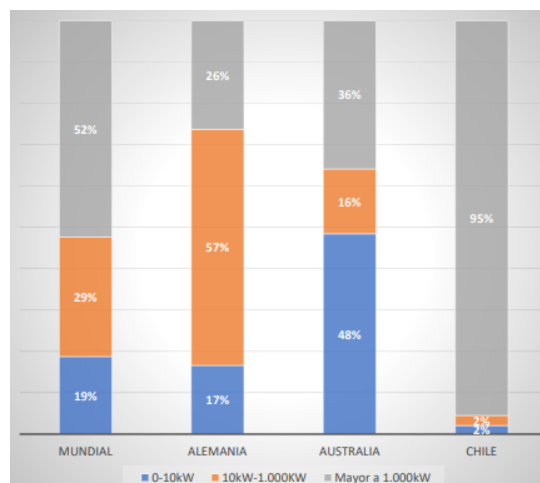
Luego, explicó que el problema es que hay una cantidad de consumo importante concentrada en la zona centro del país y no se está aprovechando todo el potencial de la zona norte para poder llevar esa energía al centro. Agregó que existen problemas de congestión en las redes de transmisión de la Araucanía hacia el sur, cuestión que genera mucha preocupación.

Entonces, consideró que, si el sistema estuviese adaptado, probablemente no habría problemas de desacople de costos marginales, habría soluciones para las empresas del sector solar que están viendo problemas comerciales bastante importantes. Por lo anterior, apoyó la idea de que la transmisión es un pilar relevante para apoyar la transmisión energética, pero no es el único pilar que se debe desarrollar.

En este sentido, manifestó que el sector requiere reformas profundas en relación a la forma en cómo se organiza el mercado e insistió en que ese debería ser el foco para lograr la transición energética.

Reiteró que falta una mirada acerca de la generación distribuida y residencial, especialmente si se quiere terminar con las centrales a carbón de la zona centro del país y afirmó que la generación distribuida, como todas las herramientas, tiene costos y beneficios, por lo que lo mejor es mezclar los sistemas.

Luego, mostró el siguiente gráfico para comparar los niveles de penetración de generación distribuida:



A partir de lo anterior, evidenció que, en Chile, sólo un 4% corresponde a generación distribuida y, por lo tanto, existe un potencial para crecer en esa área.

Asimismo, mencionó un estudio que está realizando ACESOL y la Universidad Adolfo Ibáñez, que muestra que las redes de baja tensión pueden soportar hasta 6 GW de potencia de generación distribuida sin hacer mayores cambios tecnológicos, es decir, se podría tener la misma capacidad instalada en generación distribuida que en generación a gran escala.

Al respecto, afirmó que no sólo se debe pensar en cómo llevar la energía hasta las ciudades, sino que también en cómo llevar la energía que llega a las fronteras de las ciudades hasta los enchufes de todas las personas, para lo cual es fundamental avanzar en una reforma a la distribución, pero como es un proceso largo, se deben tomar unas medidas de corto plazo que eventualmente podrían incorporarse en este proyecto de ley.

Posteriormente, señaló que la iniciativa legal tiene aspectos positivos, como la reasignación de los ingresos tarifarios, el proceso de planificación y expansión de la transmisión y las mejoras en el proceso de expansión de la transmisión zonal. También mencionó aspectos que mejorar, como las licitaciones de los sistemas de almacenamiento y la función de innovación del Coordinador Eléctrico Nacional, en relación a la necesidad de que se vincule de manera obligatoria con el Sistema Nacional de Innovación.

Por otro lado, consideró negativo que en el proyecto de ley se realicen cambios en la definición de potencia de punta y remarcó que es necesario incluir la inyección de clientes libres con autoconsumo, el aumento de límite para proyectos de autoconsumo, la regulación de costos de conexión, la entrega de subsidios a familias vulnerables y las metas de generación distribuida.

Por último, expresó que el proyecto de ley es un avance en la modernización del sector eléctrico, ya que permite hacer frente a los problemas de corto plazo, pero es necesario incluir algunas disposiciones —de corto plazo— que vayan en fomento de la generación distribuida.

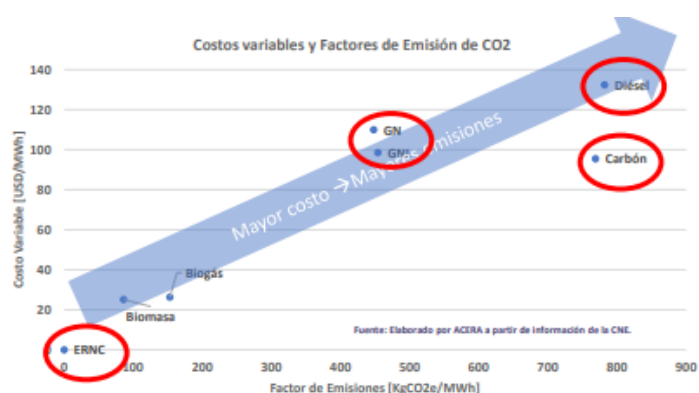
La **Directora Ejecutiva de la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento, ACERA A.G., señora Ana Lía Rojas**, comentó que la evolución tecnológica de los últimos años, con la irrupción de las ERNC, impone un gran desafío para diseñar e implementar una regulación que aproveche al máximo la oferta de generación barata, limpia y renovable, pero que es principalmente variable dependiendo del sol y el viento.

También, expresó que el proceso de actualizar la regulación del sector de manera integral va a tomar varios años y que todos los cambios de la última década han requerido de direcciones y decisiones de política de Estado. Señaló que los cambios que han ocurrido no han sido de forma espontánea y, por lo tanto, para lograr el objetivo de una energía segura, limpia, competitiva para los consumidores, se debe entender que este proceso de transformación tendrá detractores y que no se puede poner al legislador en la dicotomía de una cuenta eléctrica barata o el principio de la reducción de emisiones del sector eléctrico.

Afirmó que el proyecto de ley es un paso en el proceso de modernización de la regulación, necesario para dar las condiciones que permitan el desarrollo del sector mientras se discuten y deciden los cambios de fondo necesarios para el largo plazo.

Enseguida, recordó que la generación de energía eléctrica es responsable del 25% de las emisiones nacionales de gases de efecto invernadero y, por dicha razón, es fundamental actuar rápido.

En relación al principio de la coordinación y operación, expresó que busca propender a una operación del sistema eléctrico bajo en emisiones de gases de efecto invernadero y que ACERA considera correcto incorporar este principio en el proyecto de ley, pues es coherente con la Política Energética Nacional y con la Ley Marco de Cambio Climático. Agregó que este principio no es contradictorio —como han señalado algunas personas en esta Comisión— con el principio de operación eficiente al mínimo costo, para demostrar lo anterior, mostró el siguiente gráfico:



Explicó que en la medida en que las emisiones van aumentando, aumentan los costos variables, por lo tanto, las centrales que operan a diésel, carbón y gas natural, tienen más emisiones y más costos, en cambio, las que ERNC —cuyo costo variable sigue siendo 0—, tiene un factor de emisiones 0. De esta forma, concluyó, en la medida en que se propenda a un sistema eléctrico con mayor participación de energías renovables, el sistema tendrá una operación a menor costo y más eficiente.

En cuanto a la reasignación de los ingresos tarifarios, explicó que el sistema de transmisión presenta altas congestiones, que producen que la generación en las horas de congestión es limitada por el CEN y que el diferencial entre costos marginales en el punto de inyección con respecto al punto de retiro es muy alto. Entonces, indicó que los ingresos tarifarios —valorización de las diferencias inter nodales por los desacoples que existen en la transmisión— han ido aumentando de manera exacerbada con las congestiones. En el año 2021 y 2022, continuó, los ingresos tarifarios aumentaron en promedio 4 y 6 veces, respectivamente.

Por lo tanto, concluyó, los ingresos tarifarios que han ido al alza durante los últimos años, pasando a representar un porcentaje relevante del pago de la transmisión, es un dinero que se produce por una distorsión —congestiones: por atraso de la transmisión o inflexibilidades térmicas— del sistema eléctrico, que, no estando adaptado en la transmisión, genera dichos ingresos.

Luego, señaló que los ingresos tarifarios extraordinarios deben reasignarse dado que se debe realizar una corrección por la distorsión que ocurre por no cumplir el artículo 74 y 87 letra d) de la Ley General de Servicios Eléctricos¹¹, que habla de la creación de un mercado común para la energía y una expansión de la transmisión con holguras y redundancias.

Lo anterior, explicó, somete a los generadores a precios bajos o nulos de inyección de energía y a precios altos por el retiro de energía. Por lo tanto, expresó que la reasignación del exceso de los ingresos tarifarios permite

¹¹ [DFL N°244 Ley General de Servicios Eléctricos.](#)

reducir el riesgo de que nuevos generadores caigan en insolvencia y tiene un impacto en las cuentas; mitiga la evaluación de riesgo para participantes en las nuevas licitaciones, pues los riesgos son incorporados en los futuros precios de las licitaciones, y genera beneficios asociados, como la contribución a mantener precios competitivos de futuros contratos y “vivos” los actuales contratos que son muy eficientes.

Después hizo hincapié en que en los últimos 10 años ha habido una disminución de la tarifa de la generación en los clientes regulados de 100 USD/MWh y que, como señaló el Ministro de Energía, no se ha percibido en la cuenta final por las alzas y sujeciones que tiene la tarifa al tipo de cambio.

Posteriormente, expuso que las licitaciones efectuadas en el año 2015 permitieron una reducción de 19 pesos/KWh en la tarifa de energía que se traspa al cliente regulado, respecto al precio obtenido con las licitaciones previas. No obstante, continuó, si se dejasen de suministrar las 10 ofertas adjudicadas de menor precio de las licitaciones del año 2015, la reducción de precios aportada por dicha licitación sería de 13 pesos/KWh, es decir, la tarifa aumentaría entre 5 y 7 pesos/KWh.

En relación a la promoción de la competencia y fomento del almacenamiento, comentó que hay estudios que detectan la necesidad de incorporar del orden de 2.000 MW de sistemas de almacenamiento durante los próximos años, siempre que el objetivo sea el retiro del carbón al año 2030. Asimismo, indicó que la Política Energética Nacional considera 2.000 MW en sistemas de almacenamiento al año 2030 y 6.000 MW —es decir, 4.000 MW adicionales— al año 2050.

Para finalizar, remarcó que, actualmente, hay alrededor de 6 GW en desarrollo, pero no está asegurado su financiamiento, construcción y operación, por lo tanto, consideró que un marco regulatorio que aborde el problema del almacenamiento, a través de una señal del Estado de implementar una política de licitaciones, es positivo. Evidentemente, expresó, el proceso puede ser revisado y mejorado, incorporando premisas de competitividad y diseño para que el desarrollo del almacenamiento sea en forma oportuna, eficiente y bajo condiciones de competencia adecuadas.

Respecto a la exposición de la Asociación de Transmisoras de Energía, el **Ministro de Energía, señor Diego Pardow**, señaló que el Ministerio ha trabajado las observaciones con distintos gremios y que trabajaran con ellos también.

En relación a los aspectos que ACESOL propone incorporar, expresó que el proyecto de ley “de cuotas”¹² está en segundo trámite constitucional, por lo que incluir disposiciones de ese proyecto en este que está en primer trámite, implica atrasarlo más.

¹² [Boletín N° 14.755-08](#).

En cuanto a la exposición de ACERA, afirmó que cuando se hace un análisis de costo-beneficio es importante observar ambos, porque de lo contrario no se avanzaría. En materia de ingresos tarifarios, continuó, los cálculos que realiza el Instituto de Sistemas Complejos para la Ingeniería muestra que los costos son de 1 y los beneficios son de 10 y que, desde la perspectiva de los aumentos en tarifas que generarían potenciales quiebras, son de 1 es a 15.

Por último, comentó que, en materia de almacenamiento, el estudio sobre sistemas de almacenamiento del CEN señala que un sistema de almacenamiento de 2 GW es un sistema costo eficiente. Agregó que el Ministerio está abierto a mejorar el proyecto para que se generen los incentivos para minimizar el costo a los consumidores.

El **Honorable Senador señor Juan Luis Castro** le consultó a la Asociación de Transmisoras sobre la posición que tienen en relación a los cambios tarifarios de esta iniciativa, cuál debería ser la velocidad de cambio legal que se requiere para avanzar en transmisión, cuáles son los obstáculos que existen en el proyecto de ley y que aspectos podrían mejorarse.

Enseguida, le preguntó a ACERA si está a favor o en contra de este proyecto.

Finalmente, le expresó al Ministro que el tema tarifario es decisivo, por lo que se tiene que resolver.

Junto con sumarse a las palabras de su antecesor, el **Honorable Senador señor Durana** señaló que le llama la atención el ingreso tarifario presentado por ACERA y ACESOL, en que se determina un precio punta en el norte bajo, porque la inyección es de energías renovables y otro en la zona centro-sur, determinado por las generadoras termoeléctricas.

Entonces, le preguntó a ACERA y a ACESOL si esta iniciativa legal va en el camino correcto y cuáles son las indicaciones que se debiesen construir para mejorarlo.

En relación a la capacidad de almacenamiento, consideró contrarias las ideas del Ejecutivo con los expuesto por ACERA por lo que consultó por lo anterior.

El **Honorable Senador señor Quintana** expresó que observa consenso en esta sesión, ya que los conceptos no son controvertidos, por ejemplo, se puede contribuir a bajar los precios para los consumidores finales e igualmente bajar las emisiones.

Mencionó que le llama la atención el concepto de la generación distribuida, porque da la impresión que los incentivos estuvieran puestos para los grandes actores, como la minería, y no para los ciudadanos. Si ese fuera el caso, considero que debiese modificarse la iniciativa y el tema precio debe estar incorporado.

Luego, le consultó al Ministro de Energía si 1 o 2 años para la entrada de las obras de transmisión es un problema y cómo se puede resolverse en este proyecto de ley.

Consideró que no hay mayor controversia respecto del almacenamiento, pero existen problemas en relación a la transmisión y la seguridad, temas que debiesen tratarse en el proyecto de ley.

Posteriormente, el **Honorable Senador señor Prohens** le preguntó al Ministro de Energía cuáles son las proyecciones del próximo decreto tarifario.

Además, preguntó por una comparación de precios actualizada, porque se mostró información de hace 10 años.

También, mencionó que la Asociación de Transmisoras propuso declarar esta materia de interés nacional, cuestión que el Ejecutivo debería considerar, porque todos los problemas actuales son por la falta de infraestructura de transmisión y si se logra que una línea de transmisión, en vez de demorarse 10 años, se demore 6 años, sería un gran avance.

En el tema tarifario, indicó que, si es necesario un alza, es importante sincerarlo, y recordó que los Senadores vienen planteando el subsidio a las familias vulnerables desde hace mucho tiempo, cuestión fundamental para evitarle la carga a las familias.

Por su parte, la **Presidenta de la Comisión, Honorable Senadora señora Ebensperger**, afirmó que hay ciertos principios comunes que comparten todos los Senadores, como bajar las emisiones de carbono, el desarrollo de la energía solar, solucionar los problemas de las empresas generadoras, avanzar en transmisión y almacenamiento, pero no a costa del consumidor final.

Enseguida, consideró que este es un proyecto de ley que está destinado a salvar a algunas generadoras a costa de los clientes finales. Explicó que la región de Tarapacá empezó a probar con proyectos solares, porque se les prometió que bajarían las tarifas y por esa razón se tomó la decisión de hipotecar, a través de las concesiones, la Pampa del Tamarugal. Por lo tanto, continuó, se dejó de desarrollar en esos terrenos otros proyectos, como la agricultura en el desierto, por las promesas que se hicieron.

Además, comentó que es básico, para que se pueda avanzar en el proyecto, aclarar el tema tarifario, y aseveró que no está disponible para avanzar en otros temas si no se explican los impactos tarifarios o no se resuelven los subsidios.

Luego, recordó que la iniciativa tiene un informe financiero que señala que no genera mayores gastos, entonces, afirmó que, cuando se convierta en ley, claramente los costos los asumirá el cliente final.

Por otro lado, indicó que los expositores han esbozado que cuando se construyan todas las líneas de transmisión igualmente estará colapsado el sistema y habrá vertimiento, es decir, se seguirá muy atrasado.

El **Honorable Senador señor Castro**, a partir del artículo quinto transitorio de la ley del PEC 2 y el informe evacuado, consultó por las evaluaciones de los beneficios de protección tarifaria eléctrica para los clientes regulados pertenecientes al 40% más vulnerable.

A su turno, la **Presidenta de la Comisión, Honorable Senadora señora Ebensperger**, preguntó cómo juega ese informe con este proyecto de ley.

El **Ministro de Energía, señor Diego Pardow**, señaló que los temas que se han conversado en esta sesión se trabajarán en un paquete de indicaciones.

A continuación, el **Director Ejecutivo de la Asociación de Transmisoras de Energía, señor Javier Tapia**, remarcó que están todos de acuerdo con que se debe hacer algo con la infraestructura de la transmisión, pero las discusiones se quedan en otros puntos.

Insistió en que varios de los temas que se están discutiendo no producen soluciones estructurales, como el aumento de la infraestructura.

Respecto al tema de los costos, consideró que la respuesta va en el mismo sentido, porque los costos de infraestructura son mínimos, son el 10% de la cuenta.

Solicitó, por importancia y necesidad, avanzar en transmisión ahora y tener una discusión más larga de los otros temas.

A su vez, el **Director Ejecutivo de la Asociación Chilena de Energía Solar A.G., ACESOL, señor Darío Morales**, expresó que existen medidas que no están en el proyecto de ley de cuotas que son relevantes y podrían ser incorporadas en esta iniciativa. Una de ellas, continuó, está relacionada con la capacidad de inyección de los clientes libres, pues podría apoyar la reducción de precios y la mejora de la eficiencia de los suministros

energéticos de dichos clientes, y otra medida dice relación con subsidios para las familias más vulnerables, para poder hacer frente a sus costos.

Agregó que los usuarios de electricidad que podrían beneficiarse son los mismos que tienen subsidios de agua potable, por lo tanto, consideró que no hay razón para discriminar a este suministro básico.

La **Directora Ejecutiva de la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento, ACERA A.G., señora Ana Lía Rojas**, manifestó que ACERA tiene una sola voz y una sola posición, y que todo lo expuesto en esta presentación está resuelto por el consejo de la asociación.

Afirmó que está a favor del proyecto de ley, especialmente en los temas de almacenamiento e ingresos tarifarios, sin embargo, el almacenamiento puede tener un diseño distinto al propuesto en la iniciativa.

Reiteró que la asociación considera que se requieren 2.000 MW de almacenamiento al año 2030 y otros 4.000 MW al año 2050 para lograr la carbono neutralidad del sector eléctrico, y que el proyecto de ley intenta impulsar 2.000 MW de almacenamiento al año 2026, por lo tanto, indicó que ACERA está completamente de acuerdo con esas cifras.

Asimismo, señaló que siempre que se han hecho modificaciones importantes en el sector eléctrico es porque ha habido una política pública detrás. El mejor ejemplo, continuó, fue la inclusión de bloques horarios en las licitaciones de clientes regulados, a partir del año 2014 y 2015, que permitió la entrada de ERNC.

Luego, comentó que existen estudios que indican que los ingresos que se obtendrán con el almacenamiento van a permitir financiar el costo de ellos y, por tanto, el efecto en la tarifa no sería significativo, pues se autofinanciarán, además, con los ingresos que reciban del arbitraje.

En cuanto a los costos de reasignación de los ingresos tarifarios extraordinarios, explicó que se calculan en 1,3 pesos/KWh, siendo que hay ahorros y beneficios de 10 pesos/KWh, por lo que ese enfoque está correcto.

Se sumó a la preocupación en relación a los efectos en la cuenta final eléctrica, pero explicó que los costos en la cuenta serían más altos hoy de no haber entrado las ERNC a partir del año 2015, por la inclusión de los bloques horarios. Señaló que la responsabilidad en los efectos en la cuenta la tienen los contratos vigentes de combustibles fósiles y recordó que dichos contratos fueron firmados hace varios años, incluso el año 2013. Por lo tanto, consideró que el problema que se debe enfrentar es la dependencia de los fósiles y las tarifas eléctricas dolarizadas.

Finalmente, aclaró que el proyecto de ley no indica el tamaño de la licitación de almacenamiento, ni los millones de dólares, pues esos temas serán parte de una recomendación técnica de la Comisión Nacional de Energía, pero a partir de ciertos discursos y referencias se ha asimilado a una licitación de 2 GW o de 2.000 millones de dólares.

En la siguiente sesión, el **Ministro de Energía, señor Diego Pardow**¹³, señaló que los principales temas del proyecto de ley que tienen impacto en las tarifas son: los ingresos tarifarios, la licitación de almacenamiento, las obras necesarias y urgentes y la revisión del valor de inversión.

Enseguida, expresó que los ingresos tarifarios han ido variando mucho en los últimos dos años y reflejan este fondo que se forma a través del desacople que se produce entre los precios de inyección y retiro que hacen los generadores. Este es un fondo, continuó, que se financia por las empresas generadoras, no se crea a partir del bolsillo de los consumidores.

Al respecto, comentó que existen años normales y años extraordinarios, y que el año 2020 fue un año normal, pues los ingresos mensuales oscilaron alrededor de los 2.000 millones de pesos, produciéndose un reparto a los clientes finales de forma anual. Explicó que, en este caso, el efecto en la boleta del cliente tipo —aquel que consume 180 kW en la comuna de puente alto— tendría un descuento en su cargo de transmisión de 40 pesos.

Expresó que lo propone el proyecto de ley es para los años extraordinarios y explicó que, en ese caso, el reparto a los clientes sería de 5.000 millones de pesos mensuales, a las generadoras sería de 9.000 millones de pesos, y quedaría un remanente que no está asignado a una finalidad específica.

Expuso que, si no hubiera una devolución a los generadores, el descuento en boleta a los clientes sería de 560 pesos, pero con el reparto a los generadores, el descuento es de 160 pesos. Remarcó que sólo en los años extraordinarios se produce que el descuento en el cargo de transmisión disminuye de 560 a 160 pesos, y afirmó que el cliente con estos 400 pesos evita que los contratos que tienen bajo precio terminen.

Agregó que, si esos contratos terminasen, se observaría un aumento de 5 pesos por kWh de manera permanente, no solo en años extraordinarios, hasta que se reemplazaran esos contratos por nuevos contratos de 1.000 pesos. Además, señaló como efecto que, en las nuevas licitaciones, se comenzaría a internalizar el riesgo en contratos futuros y que es muy distinto cuando se paga por evento, que es el mecanismo propuesto.

¹³ [Presentación del Ministro de Energía, 13 de septiembre de 2023.](#)

Entonces, reafirmó que la disminución de 400 pesos del descuento evita un aumento en tarifas producto de quiebra de contratos o empeoramiento de las condiciones de subasta del orden de los 3.500 pesos. Cálculos, continuó, que se realizaron en conjunto con el Instituto de Sistemas Complejos de la Ingeniería, para efectos del cálculo de los ingresos tarifarios.

En relación a la licitación de almacenamiento, expresó que el proyecto de ley sólo proponía de manera genérica la forma de subasta. Agregó que, a través de las indicaciones, se avanzará en cómo tendría lugar la licitación, porque hay formas de subasta que pueden ser costosas para los consumidores. Por lo anterior, explicó que se hará una licitación dual, que replica lo que existe para las subastas de generación eléctrica de consumidores residenciales, pues hay una licitación para infraestructura y una para el servicio de almacenamiento. La diferencia entre ambas, continuó, es que el residual entre lo que las generadoras están dispuestas a pagar por el servicio y lo que las constructoras están dispuestas a cobrar por la licitación de infraestructura es financiado por el cliente, pero lo anterior está limitado por el umbral mínimo de adjudicación.

Luego, señaló que con el mecanismo dual de licitación se consigue minimizar el impacto a clientes y traspasar a la generación la mayor parte del riesgo. Asociado a lo anterior, comentó, en una inversión de 500 MW, con un umbral mínimo de un 80% y parámetros generales de inversión, en una cuenta de un cliente tipo, podría haber un diferencial en la boleta de aproximadamente 10 u 11 pesos. Indicó que si el diferencial es negativo o positivo va a depender de donde se localice la infraestructura, pues hay subestaciones que tienen mucha demanda y otras no, por lo tanto, el éxito depende también del trabajo que haga la Comisión Nacional de Energía.

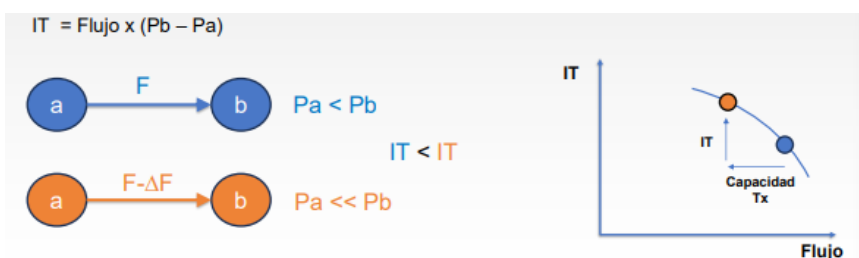
En relación a las obras necesarias y urgentes, afirmó que éstas no tienen un costo y que lo presentado por ACENOR en sesiones pasadas no es correcto, porque estas obras están dentro de la planificación de la transmisión, por lo que no es correcto decir que al apurarlas se genera el costo. Además, mencionó que en las indicaciones se está trabajando en un umbral máximo, para que las obras necesarias y urgentes sean un mecanismo excepcional y para obras pequeñas, como la ampliación de la capacidad de la línea Charrúa-Chillán y la habilitación de un segundo circuito en San Pedro-Quillota.

Respecto a la revisión del valor de inversión y los procesos de relicitación, indicó que pasa algo similar porque son obras que ya están mandatadas, pero se relicitan porque la licitación original no funciona, entonces, consideró igualmente incorrecto decir que esto tiene un efecto en las tarifas porque simplemente se está generando otra licitación para las mismas obras, cuestión que no tiene costo adicional en tarifas.

A continuación, el **Académico e investigador del Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI) de la Universidad de Chile, señor**

Rodrigo Moreno¹⁴, señaló que su presentación se refiere al mecanismo de reasignación de ingresos tarifarios contenido en el proyecto de ley.

Enseguida, explicó que los ingresos tarifarios —o rentas por congestión— son ingresos que percibe el operador del sistema, que en este caso es el Coordinador Eléctrico Nacional, producto de congestiones en el sistema, y que, cuando la línea congestionada desacopla los sistemas y crea diferenciales de precios muy altos, los ingresos tarifarios se exacerbaban. Mostró el siguiente gráfico:



A partir de lo anterior, afirmó que, a menor flujo o menores transferencias, los ingresos tarifarios aumentan.

Indicó que una red eléctrica sin congestión no genera ingresos tarifarios y, por el contrario, una red congestionada (con muchos cuellos de botella) genera ingresos tarifarios.

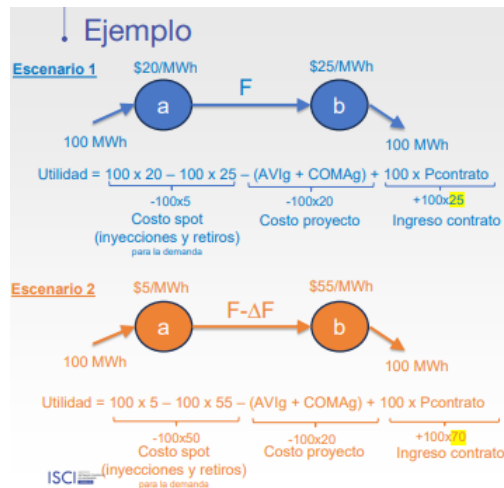
En Chile, continuó, los generadores que realizan inyecciones y retiros son quienes remunerar estos ingresos tarifarios y, por otro lado, los ingresos tarifarios recolectado del mercado spot se entregan a la demanda en la forma de un descuento al pago de la transmisión. Por otro parte, en el resto del mundo, los ingresos tarifarios recolectados se entregan a quienes poseen contratos por red, a quienes usan la transmisión o a quienes pagan la transmisión. Agregó que en el mundo estos criterios son convergentes, mientras que en Chile son divergentes, lo que complejiza el problema de la asignación.

Luego, consideró en general eficiente hacer que los generadores paguen los ingresos tarifarios, lo que ayuda a reducir las congestiones mediante, por ejemplo, sus decisiones de localización. No obstante, reconoció que en la medida que el privado no pueda gestionar adecuadamente parte del riesgo, es más eficiente que este sea traspasado directamente a los usuarios, que están en una mejor posición para absorberlo. De lo contrario, continuó, el agente termina traspasando ineficiencias a los usuarios a través de una prima en el precio más alta que los aumentos esperados de costos y una localización ineficiente lejos de las áreas convenientes de desarrollar. Remarcó la importancia del último punto, pues son efectivamente las empresas pequeñas

¹⁴ [Presentación del señor Rodrigo Moreno, 13 de septiembre de 2023.](#)

las que están más expuestas a estos riesgos, lo que disminuye la competitividad del mercado porque crea asimetrías.

Posteriormente, mostró el siguiente ejemplo:



Explicó que, en el segundo escenario, en donde las congestiones son más agresivas, los costos de ese generador son evidentemente mayores porque los precios de inyección y de retiro son más altos.

En la realidad, comentó, las inversiones se hacen por adelantado y bajo incertidumbre, y los inversionistas consideran y ponderan una serie de escenarios, pero son adversos al riesgo, por lo que ponderan más los escenarios adversos y el precio se eleva. Entonces, se preguntó si es eficiente hacer que los generadores tengan que subir el precio, creando estas primas, para poder cubrir esos riesgos, y consideró que puede haber una forma más inteligente para hacerlo.

Expuso que las simulaciones demuestran que, al crear estos mecanismos, como los creados por el proyecto de ley, se pueden bajar los riesgos asociados a estos escenarios adversos, creando ahorro en las primas que vienen en los contratos futuros, del orden de los 13 dólares por MWh.

También, comentó que Chile es uno de los únicos mercados de precios nodales sin instrumentos de manejo de riesgos de congestiones, lo que corresponde a una clara falla en su diseño. Explicó que los mercados avanzados con precios nodales presentan una variedad de mecanismos e instrumentos de manejo de riesgo de congestiones que permiten asignar parte de los ingresos tarifarios a los afectados por altos costos de congestión. Incluso, agregó, en Chile existen cláusulas en contratos privados que permiten compartir el riesgo a los ingresos tarifarios de una forma equitativa. Por lo tanto, se propone mejorar el diseño de mercado ampliando el alcance del artículo 114 bis a casos más generales.

De esta forma, manifestó que la idea base de la propuesta es devolver parte de los ingresos tarifarios cuando alcanzan niveles extraordinariamente altos, fijando un umbral, e indicó que lo excesivo se devolverá y lo que está bajo el umbral se mantiene asignado a la demanda. Agregó que el mecanismo debe asegurar que la devolución se encuentre en niveles adecuados, que los agentes sigan expuestos a diferencias de precios y pagando ingresos tarifarios, que sólo actúe en situaciones particulares y disminuyan las primas por riesgo y, por lo tanto, al precio de la energía.

En relación a algunos resultados interesantes del mecanismo propuesto, mencionó que los clientes recibirían 8.750 MM CLP/mes lo que está por sobre lo históricamente percibido. Explicó que habrá una proporción (1 peso, menos del 1% de la cuenta del cliente residencial) entregada a los generadores, sólo cuando actúa al mecanismo. También, comentó que, al ver menos riesgo, los generadores bajarán las primas por riesgo (alrededor de 11 pesos), y este beneficio será permanente, no sólo en el año malo. Esto tiene que ver con los contratos nuevos, continuó, porque habrá menos riesgo en el mercado eléctrico chileno, pero esto se puede aplicar a los contratos existentes, con la salvaguarda de que exista un mecanismo que asegure que los generadores que se están beneficiando son aquellos que tienen un efecto importante de la tarifa a la baja.

Finalmente, expresó que la propuesta de los ingresos tarifarios significa una mejora significativa de la regulación, expandiendo un principio que ya contenía la Ley General de Servicios Eléctricos, en el artículo 114 bis, siendo el resultado más cercano a las mejores regulaciones en el mundo que sí cuentan con mecanismos que permiten crear coberturas ante riesgos de altas congestiones para los participantes del mercado eléctrico. Además, remarcó que esta cobertura es un seguro que reduce la prima por riesgo para los generadores y los contratos nuevos; es conveniente en el corto plazo, pues beneficia a aquellos contratos que son útiles para mantener la tarifa baja, y todos estos beneficios exceden con creces los costos del mecanismo para el consumidor.

A su turno, el **Director Ejecutivo de la Asociación Concentración Solar de Potencia, ACSP, señor Cristián Sepúlveda**¹⁵, comentó que su organismo gremial se constituyó el año 2018 y actualmente agrupa alrededor de 25 socios de distintas nacionalidades, principalmente desarrolladores, proveedores y especialistas.

Expuso que existen dos tecnologías, la concentración solar de torre, como el proyecto Cerro Dominador, y la concentración solar de cilindro parabólico, con presencia mundial, principalmente en Europa, Australia, Estados Unidos y un primer proyecto en Latinoamérica, en Chile.

¹⁵ [Presentación de ACSP, 13 de septiembre de 2023.](#)

Asimismo, mencionó que esta tecnología tuvo una etapa de letargo, sin embargo, desde el año pasado ha aumentado considerablemente el requerimiento de CSP, liderado por China. Agregó que esta semana Egipto lanzó 250 MW de esta tecnología, principalmente para plantas de desalinización.

Enseguida, distinguió entre almacenamiento de corta duración y de larga duración y remarcó que esta industria es de larga duración, y que apunta principalmente al bloque nocturno. Al respecto, mostró la siguiente lámina para enseñar los proyectos:



Indicó que la CSP supera las 5 horas de almacenamiento, permitiendo despachar lo generado durante el día en la noche.

En relación al proyecto de ley, expresó que el cumplimiento de las metas de la descarbonización y reducción de emisiones requieren de una mayor penetración de energías renovables sostenibles en el tiempo. Consideró que se ha avanzado por el camino correcto, por ejemplo, hace varios años ya se está hablando de almacenamiento, que es un suministro energético seguro y estable.

Asimismo, afirmó que el proyecto de ley tiene elementos positivos como la reasignación de ingresos tarifarios, la seguridad de la matriz y el impulso a la modernización e innovación de la misma. Sin embargo, continuó, es determinante corregir las bases de licitación de almacenamiento para que éstas no privilegien a una tecnología de forma arbitraria, dejando fuera a tecnología como la CSP.

Explicó que el almacenamiento, como concepto regulatorio, está asociado únicamente a baterías. Sin embargo, indicó, hay otras tecnologías que pueden aportar con ese atributo, como las centrales con capacidad de regulación, donde se incluyen las CSP, el bombeo y las centrales hidroeléctricas de pasada. Añadió que es necesario considerar a todas las

tecnologías disponibles que tienen el atributo de almacenamiento para evitar discriminaciones y maximizar los beneficios de cada una.

En cuanto a las limitaciones de la licitación, señaló que las baterías tienen un costo alto y eficiencia económica no superior a las 5 horas; se favorece sólo a las baterías, desestimando otras tecnologías, a través de un financiamiento directo desde los usuarios finales; las grandes inversiones, como CSP, no están en condiciones de cumplir con el plazo de entrar en operación al año 2026, y produciría una competencia desleal por cubrir la demanda nocturna, ya que apunta a los grandes actores del mercado.

Expresó que, dentro de las metas establecidas en la Política Energética Nacional, se establece que para el año 2050 se espera tener 6.000 MW de almacenamiento y para el año 2030 se esperan 2.000 MW, pero la licitación propuesta no contempla garantías o etapas que aseguren que este almacenamiento esté disponible en las fechas.

Entonces, consideró que con esta iniciativa no se resuelve el problema de fondo, dado que, si la licitación sólo contempla baterías y éstas sólo almacenan 5 horas, difícilmente se podría cubrir la demanda de la noche. Por lo tanto, afirmó, el verdadero desafío es trasladar energía del día a la noche dada la sobreoferta energética en el día, y la CSP almacena, genera y distribuye según requiera la autoridad. Añadió que, como asociación, se preguntan si el proyecto contempla a las baterías como pasivos ambientales, pues son 4.000 contenedores adicionales de baterías y nadie ha dicho que se hará con ellos después de 10 o 15 años.

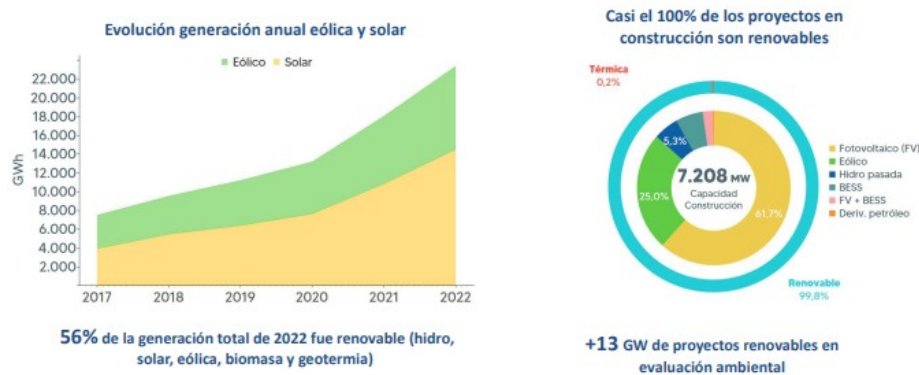
Luego, comentó que acaba de ser publicado el informe anual IRENA, el que señala que los costos de la CSP han bajado casi un 58% entre los años 2010 y 2022, por lo tanto, esta tecnología es altamente competitiva y eficiente.

Por último, expresó que esta iniciativa tiene la oportunidad de diferenciarse de otras que se han impulsado con el objetivo de fomentar el almacenamiento, buscando una licitación que conceptualice este atributo de una forma eficiente y robusta, aprovechando las diversas tecnologías y sus atributos para que la matriz se pueda fortalecer con cada una de ellas. De esta forma, afirmó, el país estará preparado para el segundo tiempo de la transición energética.

A continuación, el **Presidente Ejecutivo de Generadoras de Chile, señor Claudio Seebach**¹⁶, recordó que representan a los principales operadores e inversionistas en energías renovables solar, eólica, hidroeléctrica, almacenamiento e hidrógeno verde y comentó que la industria energética está liderando la reactivación económica e impulsando la transición energética hacia energías renovables.

¹⁶ [Presentación de Generadoras de Chile, 13 de septiembre de 2023.](#)

Enseguida, afirmó que el sector energía lidera la acción climática hacia la carbono neutralidad gracias a un crecimiento renovable en la matriz eléctrica y el retiro responsable del carbón. Por lo anterior, continuó, casi el 100% de los proyectos en construcción son renovables, lo que ha ido evolucionando en el tiempo, como se observa en los gráficos siguientes:



Fuente: Generadoras de Chile en base a información proporcionada por la Plataforma de Datos de la consultora SPEC.

Luego, se refirió a ciertos elementos prioritarios del proyecto de ley. Recordó que el proyecto presentado inicialmente planteaba 3 bases: abordar aspectos que cuenten con consenso general entre los distintos grupos de interés, avanzar en materias que impliquen una baja conflictividad en su discusión legislativa y promover modificaciones legales que tengan alta incidencia e impacto a nivel regulatorio.

Asimismo, expresó que el objetivo original del proyecto de ley era la promoción de la transición energética con énfasis en la transmisión; planificación, desarrollo y valorización de obras de transmisión, y presupuesto I+D para el Coordinador Eléctrico Nacional, pero finalmente fueron incorporadas medidas que no habían sido parte del trabajo pre legislativo: desarrollo y planificación de la transmisión, planificación energética de largo plazo, nuevos principios de operación del sistema eléctrico, presupuesto I+D para el Coordinador Eléctrico Nacional, licitación de almacenamiento como infraestructura, redistribución de ingresos tarifarios, restricciones excepcionales al régimen de acceso abierto, redefinición de la demanda de punta y habilitar participación de transmisión con almacenamiento en generación.

De los contenidos del proyecto de ley, consideró prioritario avanzar en la discusión legislativa de los siguientes temas: mejor desarrollo y planificación de la transmisión, perfeccionar la propuesta de licitación de almacenamiento que se propone, y fortalecer las capacidades y recursos de la Comisión Nacional de Energía y del Coordinador Eléctrico Nacional.

Posteriormente, afirmó que, dado que esta industria está liderando la inversión en renovables, lo que se requiere es acompañarlo de un sistema

de transmisión robusto y oportuno. En ese sentido, continuó, las propuestas de la iniciativa apuntan en la dirección correcta, pues se va a permitir una gestión más efectiva en las redes, se maximizan los recursos actualmente disponibles, se apunta a agilizar el desarrollo de obras urgentes en el caso de ser necesarias, y se hace posible avanzar en otras medidas que mejoran la gestión y planificación actual.

Además, destacó que la industria de generación está impulsando la inversión directa en almacenamiento, sin costo adicional para los clientes. La cartera, continuó, suma más de 1.800 MW de almacenamiento, entre operación, pruebas, construcción y desarrollo.

Agregó que para concretar más inversión en almacenamiento son fundamentales la publicación de las modificaciones al Reglamento de Transferencias de Potencia y Operación y Coordinación. Esta reglamentación, indicó, es importante para evaluar el impacto regulatorio de la propuesta que incorpora el proyecto de ley, incluso, el mero anuncio de la licitación afectó la decisión de inversión de muchos proyectos de almacenamiento ya en desarrollo.

Por otro lado, propuso que la licitación de almacenamiento debería hacerse según los principios de competencia y asignación de riesgos entre los segmentos del sector eléctrico, minimizando el costo y el riesgo para los clientes finales. El proyecto de ley, explicó, no incentiva la diversificación del riesgo tecnológico, una adecuada asignación del riesgo financiero, ni una adecuada gestión operacional de los activos. Por lo tanto, consideró que, deberían considerarse los siguientes principios: maximizar el beneficio social, minimizar el costo y el riesgo para los clientes, identificar requerimientos de acumulación de energía renovable, desarrollar una licitación competitiva de servicios o atributos, y no discriminación por tecnología o estado de desarrollo.

Expresó que la iniciativa incorpora nuevas funciones y procesos lo que exigiría fortalecer las capacidades y recursos de la Comisión Nacional de Energía y del Coordinador Eléctrico Nacional, para lo cual es necesario asignar recursos adecuados.

Luego, indicó que los elementos del proyecto de ley que propone adecuar o no innovar son: el principio de propender a una operación del sistema bajo en emisiones, la indemnización por suspensión del mercado de corto plazo, la redefinición de la demanda de punta y las restricciones excepcionales al régimen de acceso abierto.

Respecto al primer elemento, expresó que propender a un sistema bajo en emisiones podría resultar en una operación menos segura y más costosa, sin necesariamente lograr el objetivo, porque el Coordinador ya tiene la responsabilidad de operar el sistema de manera segura y al mínimo costo y existen otros instrumentos que regulan la mitigación de emisiones, como la Ley

Marco de Cambio Climático, la Ley de Cuotas ERNC, Norma de Emisiones Térmicas (en revisión) e Impuestos a las emisiones (en revisión). Entonces, afirmó que este principio ya está cubierto por la regulación ambiental e incorporarlo como objetivo al Coordinador, podría generar conflictos con los actuales objetivos, dificultaría más la trazabilidad de la operación y los balances, y no contaría con un análisis de su impacto regulatorio.

Ante lo anterior, propuso, en vez de incorporar un nuevo principio de operación, otorgarle al Coordinador Eléctrico Nacional instrumentos para el cumplimiento de políticas de reducción de emisiones con innovaciones tecnológicas. Para lo cual recomendó que haya un principio de *accountability* anual en aspectos de I+D para la transición energética, que se incentive el uso de tecnologías de gestión de la infraestructura de transición existente, que se haga un monitoreo activo de los hitos de control para el retiro de centrales a carbón y una alta inserción de generación renovable variables, y que se entreguen recursos presupuestario y de capital humano adecuados para administrar todas las tareas y procesos que requiere la transición energética.

El segundo elemento al cual se refirió fue la indemnización por suspensión del mercado de corto plazo. Al respecto, expresó que la propuesta no desincentiva el incumplimiento de contratos, de hecho, el proyecto de ley formaliza una opción de salida y entrada al mercado, lo que tiene como consecuencias que se desnaturaliza el cumplimiento de contratos de suministro con clientes regulados y aumenta la incertidumbre para el resto de los suministradores.

Propuso que se establezca una sanción económica que desincentive el análisis estratégico del no cumplimiento de contratos, que no debiera inhibir ni alterar las potestades de la SEC.

Como tercer y cuarto elemento mencionó la redefinición de la demanda punta y las restricciones al régimen de acceso abierto, y recomendó no innovar ni ajustar estos aspectos.

En conclusión, señaló que el proyecto de ley no cumple con los principios de amplio consenso, baja conflictividad y alta incidencia presentados, ya que abarca muchos más elementos que no fueron parte de la discusión pre legislativa. Por lo tanto, recomendó sólo enfocarse en mejorar la planificación y desarrollo de la transmisión, transitar a una licitación competitiva que maximice el beneficio social y minimice el costo y riesgo de los clientes, y no innovar en puntos que no constituyen mejoras.

A continuación, el **Presidente de Conadecus, señor Hernán Calderón**, señaló que la presentación la realizará el señor Oscar Cabello.

Enseguida, el **Asesor en Regulación de Conadecus, señor Oscar Cabello**¹⁷, se preguntó si es razonable que el usuario pague el almacenamiento y comentó que siempre el usuario es quien paga, de un modo u otro, todos los costos de los servicios. Sin embargo, añadió que hay formas de cobrar estos costos.

Recordó que el ex Ministro Pacheco, el año 2015, anunció que el precio de la electricidad bajaría a partir del año 2020, pero la realidad actual es muy distinta.

Para explicar el problema, señaló que, por ejemplo, en un taxi el principal insumo es la bencina, pero si se cambia la modalidad de cobro y se separa el cobro entre la carrera propiamente tal y la bencina, inevitablemente el taxista no buscará combustible barato, sólo le pasará la cuenta al usuario y evidentemente el precio va a subir.

Además, aclaró que el almacenamiento no corresponde a la transmisión como lo señala el proyecto de ley, sino que es parte de la generación pues se está juntando energía.

Asimismo, consideró que el hecho que la transmisión sea cobrada directamente al usuario, torna imposible hacer eficiente el emplazamiento geográfico de las centrales generadoras y, en consecuencia, los costos de almacenamiento deberían ser íntegramente absorbidos por las generadoras, las que la regularán vía tarifa.

En ese sentido, señaló que no le parece lógica la forma que plantea la iniciativa de apoyar a las generadoras de ERNC que tienen dificultades financieras, porque estas generadoras cometieron el error de pensar que la transmisión tendría holgura suficiente para que pudieran generar energía barata en el norte y venderla a mayor precio en el sur, pero por diversos motivos las obras de ampliación se atrasaron y ha habido problemas de congestión. De hecho, continuó, el año 2015 las ofertas de las empresas fueron muy atractivas y lograron muchos contratos, pero hoy están requiriendo apoyo para no quebrar, el proyecto de ley pretende obtener dichos recursos de otras generadoras y de los usuarios, vía tarifas, lo cual es injusto.

Expresó que, en una economía de mercado, los aciertos de los empresarios se premian con rentabilidad y los errores con la quiebra, pero las quiebras tienen un efector reparador, ya que permiten que los activos tengan un mejor destino o nueva forma de operar más eficiente. Por eso, afirmó, si algunas de las ERNC llegan a quebrar sus activos seguirán operativos y terminarán por ser adquiridos por otros empresarios que los operarán de mejor manera.

¹⁷ [Presentación de Conadecus, 13 de septiembre de 2023.](#)

Posteriormente, indicó que el actual artículo 7 de la Ley General de Servicios Eléctricos restringe severamente la posibilidad de que las empresas de transmisión puedan participar en generación o en distribución, porque son un monopolio natural, que podrían tener ventajas indebidas si se expanden hacia otros segmentos.

Recordó que las resoluciones N° 488 de 1997 y N° 667 de 2003, de la Comisión Resolutiva Antimonopolios, refuerzan la idea de no facilitar la integración vertical en el sector eléctrico, es más, el único segmento medianamente competitivo en la industria eléctrica es la generación, pero está lejos de ser plenamente competitivo.

Por otro lado, se refirió al artículo 147 de la Ley General de Servicios Eléctricos, el cual dispone que sólo los usuarios con una potencia conectada superior a los 500 kW tienen el derecho a optar a una tarifa regulada o a un precio libre. Así, continuó, con la tarifa regulada el usuario es cliente cautivo del monopolio natural —que es la distribuidora—, mientras que en el precio libre el usuario puede elegir a una generadora, ser cliente directo de esta y aprovechar las mejores ofertas. Sin embargo, señaló, el mismo artículo 147 establece que el Ministerio de Energía podrá rebajar el límite de 500 kW, previa consulta al Tribunal de la Libre Competencia (TDLC). Al respecto, consideró inexplicable que el Ministerio no haya hecho la consulta al TDLC, de modo que haya más clientes que puedan elegir a su proveedor, incluso, planteo que debería bajarse —no a 300 o a 100 kW— a cero para que todos puedan elegir a su proveedor y el mercado eléctrico sea más competitivo.

Explicó que la cuenta del cliente regulado típico se compone de la siguiente forma: 70% por generación, 10% por transmisión, 18% por distribución y 2% otros, entonces, si se baja el componente generación vía competencia, las cuentas de los usuarios finales bajarán. Añadió que, históricamente, los clientes libres han accedido a mejores precios de generación que, incluso, las distribuidoras.

Enseguida, afirmó que, si hubiese libre elección del generador, las cuentas de energía eléctrica bajarían, y dependeríamos más del mercado y menos de la regulación y de los modelos de costos. También, señaló que el propio mecanismo de precios marginales tiene distorsiones, que en ciertos horarios obligan a algunas generadoras pequeñas a vender su energía a bajo precios, la que es comprada por generadoras deficitarias que la revenden a un mejor precio. Este tipo de distorsiones, agregó, prácticamente no existirían si los usuarios pudieran elegir al generador de su preferencia.

Consideró que es importante observar lo que ha ocurrido en las telecomunicaciones, pues durante los años 80 y 90 del siglo pasado dio un salto al abrir ese mercado a la libre competencia.

Por otro lado, recordó que el año 2021 la Fiscalía Nacional Económica aprobó la adquisición de la participación accionaria de State Grid de China en la distribuidora CGE, reconociendo que la integración vertical era riesgosa y remitió los antecedentes a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para que determinara si esa integración infringía o no lo dispuesto en el artículo 7 de la LGSE. La SEC, afirmó, nunca se ha pronunciado, ni siquiera cuando Conadecus se lo solicitó por escrito. Consideró que, hay una infracción al artículo 7, porque State Grid es también el principal accionista de la transmisora Transelec.

En relación a la descarbonización, comentó que es razonable reducir las emisiones de gas de efecto invernadero, pero se preguntó qué mayores costos ocasionará al sistema y a los usuarios y cuál sería la mejor manera de racionalizar esos costos.

Luego, expresó que Chile no es de los países más contaminantes del mundo, tal como lo muestra la siguiente tabla:

	Población		CO ₂ y equivalentes		Emisión
	(millones - %)		(miles de ton. anuales - %)		(ton/hab)
China	1.414	17,82%	12.942.868	28,06%	9,2
EEUU	334	4,21%	5.505.181	11,94%	16,5
India	1.396	17,59%	3.200.821	6,94%	2,3
Rusia	146	1,84%	2.331.479	5,06%	16,0
Alemania	84	1,06%	692.751	1,50%	8,2
Francia	65	0,82%	376.006	0,82%	5,8
Resto de la UE	299	3,77%	2.049.792	4,44%	6,9
Argentina	47	0,59%	361.433	0,78%	7,7
Chile	20	0,25%	106.722	0,23%	5,3
Resto del mundo	4.131	52,05%	18.553.868	40,23%	4,5
Total	7.936	100,00%	46.120.921	100,00%	5,8

Al respecto, señaló que los usuarios asumirían un tremendo costo, siendo que la contaminación del país no es tan relevante, y está a punto de cumplir el compromiso de meta de descarbonización al año 2030.

Entonces, consideró razonable que las autoridades hayan dispuesto que en Chile no se construyan más centrales térmicas de carbón, pero no sacar a las que están en operación, dejar de construir centrales térmicas de gas —que contaminan menos las de carbón y tienen múltiples ventajas— e impulsar únicamente las ERNC, dejando de lado la hidroelectricidad.

Por lo anterior, sugirió revisar el impulso que el Estado le está dando a determinadas tecnologías renovables no convencionales, y tomar en cuenta otras tecnologías, como las centrales hidráulicas de embalse y de pasada, las centrales geotérmicas, la cogeneración residencial e industrial, y las centrales mareomotrices.

En otro orden de ideas, se refirió a los pequeños medios de generación distribuida (PMGD), que son sistemas, generalmente, de paneles

solares, con una potencia máxima de 9 MW, que es inyectada a las redes de media tensión de las empresas distribuidoras y con tarifa preferencial, que la pagan los generadores y los clientes regulados y libres. Aclaró que los PMGD impactan en el mercado de generación, ya que tienen asegurada la venta de su producción, y no compiten con los demás generadores.

Por último, manifestó que Chile cuenta con un buen sistema eléctrico, pero que se ha encarecido en los últimos años, lo que pone en riesgo la aptitud exportadora, el bienestar de los consumidores y la propia electromovilidad.

A continuación, el **Honorable Senador señor Castro** consultó cómo observan los expositores el fenómeno de la infraestructura y el impacto de tarifas.

A su vez, la **Presidenta de la Comisión, Honorable Senadora señora Ebensperger**, señaló que el fortalecimiento de la infraestructura en transmisión debe ser el propósito de todos y, por lo tanto, un objetivo de Estado.

En relación al proyecto de ley, preguntó quién va a pagar lo que se va a legislar, porque algunos dicen que no habrá un aumento en la cuenta de los usuarios finales, pero otros dicen que sí. Agregó que tampoco hay acuerdo respecto a cuánto será el costo final.

Por otro lado, mencionó que el informe del proyecto de ley señala que no generará gasto, pero cuando se estudie la iniciativa es claro que generará gastos.

Asimismo, comentó que las tarifas deberían ir a la baja, pero este proyecto de ley parece que va en el sentido contrario.

Finalmente, le consultó al señor Claudio Seebach, si la situación de las generadoras es tan grave, por qué es el sector donde hay más inversión.

Enseguida, el **Presidente Ejecutivo de Generadoras de Chile, señor Claudio Seebach**, expresó que, producto de la transformación tecnológica en la generación, se requiere del fortalecimiento de la infraestructura.

En relación al almacenamiento, indicó que ya se está desplegando de manera competitiva un conjunto de inversión, que no tiene costo para el cliente. En caso de que haya requerimientos adicionales, continuó, deberían buscarse atributos que minimicen el costo y riesgo del cliente final.

Además, consideró que hay que revisar las capacidades que tiene el Estado, a través de la CNE y el Coordinador Eléctrico Nacional, revisando los recursos con los que cuentan.

Por último, explicó que hay una enorme cartera de inversión en desarrollo y los temas que las apremian tienen que ver con otras dimensiones, como los permisos, lo que requiere una mirada de asociación público-privada en la transición energética.

A su turno, el **Académico e investigador del Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI) de la Universidad de Chile, señor Rodrigo Moreno**, afirmó que no hay dudas de que la infraestructura de red es clave para el futuro, sin infraestructura de red, siempre habrá sobrecostos.

Luego, expresó que es evidente que hay que pagar las inversiones y la pregunta es cuáles son los beneficios. La base del problema que resuelve la autoridad, continuó, es precisamente empujar aquellas inversiones que presentan mayores beneficios que costos. En ese sentido, aseveró que los costos bajan en el largo plazo por definición, pero con inversión. Agregó que se necesita una mejora estructural para determinar cómo se van a remunerar esas inversiones.

Aclaró que son dos discusiones separadas: una tiene que ver con los costos-beneficios en general y la otra con la forma en cómo se asignan estos costos para que tengan un correlato con los beneficios.

Seguidamente, la **Asesora del Ministerio de Energía, señora Ana Lía Uriarte**, mencionó que al Ministerio le anima hacerse cargo de la Ley Marco de Cambio Climático, que apunta a la transición energética.

También, sostuvo que el almacenamiento se ve como un tema clave para el futuro del país, pensando en los ciudadanos y en el crecimiento económico. Añadió que, si no se avanza decididamente en transmisión, van a haber problemas y se frenará el crecimiento económico.

En este sentido, expresó que se quiere una regulación sobre la transmisión que aborde institucionalidad, un mecanismo de “estabilización” y protección al usuario, entre otros.

Insistió en que se solicitará un análisis independiente que permita avanzar en un sinceramiento de las tarifas, con una persona o institución de consenso.

Manifestó que el Ministerio tiene una visión y quieren contrastarse con otras voces y opiniones.

Finalmente, señaló que avanzar en una matriz energética de energías limpias, no sólo significa avanzar en autonomía energética y contribuir menos con los gases de efecto invernadero, sino que es avanzar en la salud de las personas del país, pues cuando las carboneras funcionan emiten material particulado que tienen un costo en salud jamás sincerado.

La **Presidenta de la Comisión, Honorable Senadora señora Ebensperger**, comentó que nadie pone en duda los principios de la descarbonización y el cuidado del medio ambiente y la salud de las personas, pero no a costa de los ciudadanos, menos de los más vulnerables.

En la siguiente sesión, el **Director Ejecutivo de la Asociación de Generadoras Pequeñas y Medianas, señor Matías Cox**,¹⁸ mencionó que representan a 14 empresas socias, que tienen 3.300 MW de capacidad instalada, lo que representa aproximadamente el 12% de la capacidad del SEN.

Respecto al proyecto de ley de transición energética, recalcó que es un proyecto necesario e importante para el desarrollo del sector.

Recordó que, en abril del año 2023, el Ministerio de Energía presentó un proyecto de ley en base a 3 lineamientos: abordar aspectos que cuenten con consenso general entre los distintos grupos de interés, avanzar en materias que impliquen una baja conflictividad en su discusión legislativa, y promover modificaciones legales que tengan alta incidencia e impacto a nivel regulatorio.

De esta forma, continuó, se quería trabajar 3 pilares: desarrollo eficiente de las obras de transmisión, sector eléctrico enfocado en el cambio climático y promoción de la competencia y fomento al almacenamiento.

Sin embargo, señaló que en junio del año 2023 el Ministerio comenzó a agregar otros elementos al proyecto de ley, que tienen que ver más con la contingencia que con una visión a largo plazo, por ejemplo, la reasignación de los ingresos tarifarios y la licitación de almacenamiento.

Luego, consideró que las incorporaciones al proyecto de ley que más dudas le generaron fueron: la modificación a la definición de potencia suficiencia; la posibilidad de que, a través de sociedades anónimas filiales o coligadas, las transmisoras puedan participar en el segmento de generación, y la incorporación de un nuevo principio al Coordinador Eléctrico en relación a propender a una operación del sistema eléctrico bajo en emisiones de gases de efecto invernadero.

¹⁸ [Presentación de la Asociación de Generadoras Pequeñas y Medianas, 27 de septiembre de 2023.](#)

En cuanto al Informe de Impacto Regulatorio, recordó que el Instructivo Presidencial que incorpora las directrices de la Guía Chilena para una Buena Regulación, de 5 de abril de 2019, indica que todos los proyectos de ley que ingresan al Congreso Nacional e involucran aspectos regulatorios, deben estar acompañados de un informe que establezca los impactos en la productividad, incluyendo un análisis de costo-beneficio de la regulación. En este caso, continuó, al revisar el Informe de Impacto Regulatorio presentado por el Ministerio no se generan certezas, más bien se generan dudas en relación a las bases que se tuvieron para hacer las regulaciones. Mostró el siguiente cuadro para ilustrar sobre los afectados por los costos y beneficios:

Afectados	Costos	Beneficios
Personas naturales	No	Sí
Consumidores	No	No
Trabajadores	No	No
Empresas	No	Sí
Micro, pequeñas y medianas empresas (Mipymes)	No	No
Sector público	Sí	No

Consideró que este cuadro no se explica en el Informe de Impacto Regulatorio y que, en un sistema tan complejo como el energético, es fundamental saber cuál es el balance de los costos y beneficios.

Posteriormente, sostuvo que, para que el proyecto de ley pueda avanzar, se deben responder ciertas preguntas: ¿En qué se traduce el nuevo rol del Coordinador en el Proyecto de Ley?; ¿Cambian o hay orden de prelación entre los principios de seguridad y calidad de la operación del Sistema Eléctrico Nacional?; respecto al Informe de Impacto Regulatorio ¿En qué se traduce que no existan costos por parte de las empresas y/o personas naturales?; ¿Se ha estimado el impacto respecto a la pérdida de señales de localización en el futuro, dada la reasignación de los ingresos tarifarios?; ¿Cómo desincentiva el establecimiento de inversión privada en almacenamiento la instalación de 2.000 MW de almacenamiento remunerado como infraestructura?; ¿Qué aplicación y qué problema se quiere solucionar con la solución de almacenamiento propuesta?; ¿Qué relación tiene con la idea matriz del proyecto el cambio de demanda máxima, y con ello, cual es el perjuicio generado para las empresas que participan en el mercado de potencia?, y ¿Dónde está la estimación de ello?.

Finalmente, felicitó al Ministerio de Energía por poner esta discusión sobre la mesa y que el Congreso Nacional le dé celeridad. Además, insistió en que la discusión de esta iniciativa se debería centrar en los temas en los que hay consenso en el sector y que los problemas se conversen en una mesa de trabajo a largo plazo, y manifestó la disposición del gremio para participar en esta discusión.

A continuación, el **Socio Director de la Consultora Moray Energy, señor Rodrigo Quinteros¹⁹**, comentó que la consultora tiene más de 10 años de existencia y se enfoca en apoyar a inversionistas del sector y a grandes consumidores.

Para contextualizar, indicó que en Chile hay una distribución de recursos naturales dispar, pues la zona norte es privilegiada en recursos solares y, por lo tanto, existe un evidente beneficio en desarrollar infraestructura de transmisión, y en la zona sur el recurso eólico es de mejor calidad y existe más disponibilidad de terrenos.

Asimismo, mencionó que la reforma a la Ley 20.936 del año 2016 buscó impulsar la transición energética en el sector con una serie de medidas para incentivar el desarrollo de ERNC y aumentar la competencia por el mercado de generación en beneficio de los usuarios finales. Agregó que los procesos licitatorios regulados resultaron adjudicados a nuevos actores a precios muy competitivos y lograron ser financiados, pero han tenido problemas porque la expansión de transmisión no ha sido exitosa.

En relación al proyecto de ley, consideró positiva la reasignación de ingresos tarifarios, pues mitiga los riesgos de comercialización de energía basada en proyectos ubicados en regiones; aumenta la competencia en la comercialización de energía a usuarios finales, reduciendo el riesgo de consolidación; no es un salvataje para la coyuntura dado que el problema fue identificado el año 2015; es una corrección a un diseño incompleto de mercado que adolece de coberturas para comercialización, y no genera aumento de costos a los usuarios.

Por otro lado, en cuanto a la licitación de almacenamiento, señaló que es disruptivo y genera incertidumbre en inversión privada, pues el sector privado ha reaccionado a los incentivos y ha desarrollado almacenamiento. Sugirió que, si se implementa, se cambie el modelo y se licite el servicio para que el mercado despeje la necesidad y su valor.

Luego, expresó que es razonable la reasignación de los ingresos tarifarios, porque los que están asumiendo riesgos en la comercialización son los generadores y los usuarios están accediendo a precios estables y fijos, por lo tanto, están protegidos de ese riesgo.

En cuanto al riesgo de consolidación, afirmó que es de los puntos que más le preocupa. El sector eléctrico, continuó, mueve mucha inversión y, si los inversionistas perciben que el riesgo asociado a escenarios de congestiones les obliga a absorber ingresos tarifarios que dependen de la expansión del sistema y de condiciones de mercado, no entrarán nuevos competidores o los precios subirán por encima del valor esperado de ingresos tarifarios.

¹⁹ [Presentación de la Consultora Moray Energy, 27 de septiembre de 2023.](#)

Como sugerencias, recomendó extender la aplicación de la reasignación de los ingresos tarifarios al Sistema Zonal, pues cerca de un 30% de los ingresos tarifarios se generan en dicho sistema y gran parte de los retiros que hacen los generadores están en esa categoría; mejorar la redacción del texto para aclarar que la compensación llega a aquellas generadoras que están tomando riesgos de comercializar a través del sistema de transmisión; determinar que todo ingreso tarifario que exceda al umbral definido vaya a los generadores para mitigar los riesgos de comercialización, porque de esta forma se favorece al usuario final; limitar la reasignación en el caso que sea excesiva, y señalar que el cálculo de la reasignación debe realizarse a nivel horario para evitar distorsiones.

Para finalizar, en relación a la licitación de almacenamiento, sostuvo que, si se va a intervenir, la forma menos invasiva es generar una licitación de servicio de almacenamiento, y sugirió que cambiar el orden de las licitaciones, primero la licitación de servicio y luego la licitación de infraestructura.

Luego, el **Director Ejecutivo de la Asociación de Pequeñas y Medianas Centrales Hidroeléctricas A.G., señor Rafael Loyola**, manifestó que la asociación busca visibilizar a la energía hidroeléctrica, que es la energía renovable con mayor presencia en el mundo (65%). Agregó que representan a productoras de energía renovable hídrica de hasta 20 MW y realizan sociedades con los regantes, para compartir beneficios con muchos usuarios de agua.

A su turno, el **Presidente de la Asociación de Pequeñas y Medianas Centrales Hidroeléctricas A.G., señor José Manuel Contardo**²⁰, expuso que el proyecto de ley va en la línea correcta y remarcó que es importante incentivar el almacenamiento, sin embargo, señaló que tiene inquietudes relacionadas con los lineamientos del incentivo al almacenamiento, lo que podría ir en contra de un mercado eficiente, competitivo y sostenible.

En relación a la licitación de sistemas de almacenamiento, recordó que hubo una reciente modificación a la LGSE para que los privados puedan invertir en almacenamiento y lo están haciendo, y esta nueva licitación entraría a competir con estos proyectos. Afirmó que los beneficios que se han presentado son sensibles a los supuestos sobre los cuales existe mucha dispersión, pues a la fecha no se conocen los modelos y supuestos que respaldan los datos y beneficios que señala el Ministerio.

En este sentido, mostró un estudio realizado por el Coordinador Eléctrico en que llega a conclusiones similares a las que llegó el Ministerio:

²⁰ [Presentación de la Asociación de Pequeñas y Medianas Centrales Hidroeléctricas, 27 de septiembre de 2023.](#)



Sin embargo, sostuvo que, al analizar los costos de inversión en almacenamiento, existen diferencias relevantes en los costos de inversión entre lo que considera el Coordinador y la Agencia Internacional NREL, y en los costos de combustibles hay diferencias importantes entre lo indicado por el Coordinador y la Comisión Nacional de Energía. El reporte del Coordinador, continuó, establece un beneficio del orden de los 500 millones de dólares, pero si se consideran los parámetros comentados anteriormente, se puede llegar a una situación completamente opuesta.

Expresó que forzar el almacenamiento con una licitación producirá una fuerte afectación competitiva en el mercado mayorista de generación, y elimina o retrasa los incentivos privados, pues se reduce el arbitraje de precios.

Entonces, afirmó que el esquema de licitación de la iniciativa no asegura la eficiencia económica; no promueve la competencia en el mercado de generación; no hay neutralidad tecnológica, y traslada riesgos a los clientes, lo que oculta las señales de precio eficientes. Agregó que un suministro eficiente y justo requiere fomentar una competencia sana entre distintos actores renovables, en igualdad de condiciones y que, conceptualmente, el almacenamiento es propio del mercado de generación y no de transmisión.

Por lo anterior, consideró más adecuado buscar mecanismos de fomento al desarrollo en el mercado de la generación y/o demanda, que permitan la incorporación del almacenamiento o de la generación nocturna. Al respecto, indicó que pueden existir requisitos en licitaciones reguladas, reglamento de potencia y fondos de fomento concursables.

Luego, se refirió a la reasignación de impuesto tarifarios. Para contextualizar, mostró unos gráficos con perfiles horarios, que muestran que a principio de año hubo desacoples entre el sistema norte y el sistema sur. Explicó que el desacople no se produce en la noche, se genera en el día, cuando la generación del norte producto de la generación solar, no alcanza a llegar al sur. Esa condición, continuó, está cambiando desde julio por las lluvias y la consecuente generación hidroeléctrica, y cambiará por la alta penetración solar fotovoltaica que se está desarrollando. Entonces, afirmó que el desacople casi va a ser imperceptible, especialmente en horario solar.

De esta forma, aseveró que la prioridad no está en la transmisión, la mayor urgencia es promover la generación renovable en horario nocturno, donde, además de baterías, tecnologías como la hidroeléctrica, geotermia y la concentración solar de potencia son muy apropiadas.

Agregó que, dado que habrá poco desacople, el impacto económicamente puede ser poco relevante, los estudios que se han hecho muestran que el desacople en horario solar es muy bajo. En términos conceptuales, afirmó, si el impacto va a ser bajo, sería bueno que se mantengan los ingresos tarifarios en los clientes.

En cuanto a la integración vertical, señaló que tiene dudas de la pertinencia de este tema. Recordó que la ley corta 1 del año 2004 llevó a Endesa a vender Transelec, por el peligro que implicaba la integración generación-transmisión. Entonces, consideró que relajar las normas de prohibición de integración vertical va en una línea contraria a lo que se ha intentado hacer para el fomento de la libre competencia, por lo que sugirió mantener la prohibición de integración vertical como está consagrada.

Posteriormente, en relación a la inclusión de un cuarto principio de la operación —propender a una operación del sistema eléctrico bajo en emisiones de gases de efecto invernadero—, manifestó que está a favor de una matriz limpia para Chile; sin embargo, la inclusión de este principio se aleja de las consideraciones técnicas y económicas del sistema y podría prestarse para arbitrariedades, ineficiencias económicas y, eventualmente, al fomento equivocado de inversiones que conllevan sobrecostos a los clientes finales. Añadió que, actualmente, ya existe choques entre seguridad y eficiencia e, incluso, se ha propendido a la seguridad más que a la eficiencia en algunos casos.

Expresó que una matriz limpia es una meta país, transversalmente compartida, pero no la lograremos si no tomamos en cuenta la eficiencia. Al contrario, insistió, encareceremos los costos para los usuarios y perjudicaremos nuestra base de crecimiento como país.

Por lo anterior, sugirió que no se incluya este principio y que se propenda a una matriz limpia, promoviendo mecanismos técnicos y económicos de largo plazo, como el incremento del impuesto verde, polos de desarrollo, atributos, aprobaciones ambientales y la asignación preferente en la potencia de suficiencia.

En resumen, insistió en que es correcto promover el almacenamiento, pero no como transmisión; el proyecto de ley no mejora la situación de las empresas renovables del norte, beneficia sobre todo a las generadoras incumbentes que se encuentran sobrecontratadas, y hay un serio problema de sobreoferta no competitiva de PMGD fotovoltaica que ya está generando impactos relevantes en las cuentas a clientes finales. Añadió que el

Coordinador ha advertido de este problema, solicitando una modificación reglamentaria para corregir el mecanismo de estabilización.

A su turno, la **Directora de Chile Sustentable, señora Sara Larrain**²¹, comentó que Chile Sustentable es una fundación que ha seguido la transformación energética del país, desde la crisis del gas.

Luego, expresó que la primera versión del proyecto de ley era sólo para corregir la no aplicación de la ley de transmisión del año 2016 y, por lo tanto, todos los atrasos en el desarrollo y la extrema congestión en la transmisión. Al respecto, responsabilizó al Ejecutivo de no implementar la legislación que el Congreso aprobó.

Además, señaló que, como consecuencia de la congestión, hay vertimiento de energía limpia, lo que genera distorsiones de mercado por exceso de ingresos tarifarios. En este sentido, consideró que la ley va en la dirección correcta al redistribuir los ingresos tarifarios para reducir las distorsiones de mercado y generar alivio en los riesgos.

Expresó que el escenario en los próximos 5 años presenta el mismo problema de congestión y que existe un sentido de urgencia en relación a abordar las distorsiones y riesgos excesivos.

Posteriormente, indicó que la ley incorpora instrumentos habilitantes para la carbono neutralidad al año 2050. Al respecto, consideró que la licitación de capacidad de almacenamiento, a través de un formato servicio o específico, es absolutamente fundamental para apoyar la expansión de Energías Renovables Variables. Dicha expansión, continuó, ya está en una situación compleja de congestión en la transmisión, no llegará rápido la transmisión y no hay franja fiscal, por lo tanto, acelerar con la licitación una capacidad de almacenamiento es absolutamente fundamental. Sobre este punto, remarcó, también hay un sentido de urgencia y debería intervenir el sector político, porque se necesita una decisión en relación a la oportunidad de responder a necesidades urgentes, como las que está presentando esta expansión.

Asimismo, afirmó que hay mecanismos habilitantes para el desarrollo eléctrico de largo plazo que son compatibles con la Ley Marco de Cambio Climático, con el cumplimiento de compromisos climáticos, con avances en la descontaminación local y mayor independencia energética.

Por otro lado, se refirió a 3 aportes específicos del proyecto de ley. El primero de ellos, mencionó, es que el proyecto de ley resuelve vacíos e ineficiencias para el desarrollo de la transmisión y los obstáculos que no fueron enfrentados debido a la no aplicación de la ley del año 2016.

²¹ [Presentación de Chile Sustentable, 27 de septiembre de 2023.](#)

Como segundo aporte, señaló que la iniciativa establece la facultad del Ejecutivo para realizar licitación de infraestructura de almacenamiento, acelerando el desarrollo de este segmento que contribuye a reducir los vertimientos de energía limpia, a generar un desplazamiento horario de generación limpia para abastecer la demanda, y ahorrar en infraestructura de transmisión y soporte a la misma.

Expresó, como tercer aporte, que la iniciativa reasigna ingresos tarifarios extremos generados a causa de la congestión de la transmisión. Explicó que el mecanismo de reasignación de ingresos tarifarios está en la ley del año 2016, y claramente se hizo para reducir una distorsión de mercado. Con esta iniciativa, aclaró, lo que se está focalizando es resolver el problema de exceso de ingresos tarifarios.

En otro orden de ideas, afirmó que hay aportes institucionales en el proyecto de ley, pues se están generando facultades institucionales para planificar y dar certidumbre a la inversión. En este sentido, precisó, el mecanismo de ingresos tarifarios y el almacenamiento entregan certidumbre a la inversión, porque le otorga al Ministerio de Energía atribuciones para avanzar hacia un sistema eléctrico bajo en emisiones, pero le exige desarrollar planificación de corto, mediano y largo plazo. Añadió que se le exige hacer diversos informes que robustecen el curso del desarrollo eléctrico: diagnóstico del estado actual y futuro de la transmisión; análisis de la flexibilidad, inercia y robustez de la red; verificación de la constructibilidad de las obras que proponga la CNE, etc.

Señaló que acelerar el almacenamiento no es un capricho del actual Gobierno, esto está en la Política Energética Nacional, en donde se determinó la necesidad de construir infraestructura de almacenamiento de 2.000 GW al año 2030 y 6.000 GW al año 2050, para la operación óptima de un sistema eléctrico 80% y 100% renovable respectivamente. Añadió que la Política Energética Nacional se ha determinado por consenso de la sociedad civil, de los empresarios y de los gobiernos.

Expuso que la iniciativa entrega la facultad al Ejecutivo para llamar a licitación, pero esto no es nuevo, permite dar una señal a la inversión de largo plazo y acceder a un financiamiento más favorable porque hay una certeza de este nicho de inversión. Comentó que el año 2008 se puso como meta un 10% de ERNC, el año 2012 se puso como meta 20%, y el año 2014 se hizo licitación de suministro para clientes regulados con bloques horarios.

Luego, afirmó que, a nivel internacional, la Agencia de Naciones Unidas para Energías Renovables ha señalado que Chile está en fase 3 dentro de las fases de transición de los sistemas energéticos en base a fósiles y renovables. Explicó que, en la mencionada fase, la generación de energías renovables determina el patrón de operación del sistema y, por lo tanto, se

deben tener todos los dispositivos necesarios para poder responder a las necesidades.

Finalmente, en relación a la reasignación de exceso de ingresos tarifarios por congestión, afirmó que permite compensar a los afectados por la congestión y reduce riesgos a la inversión en energía limpia.

Posteriormente, en la sesión siguiente, el **Ministro de Energía, señor Diego Pardow**²², se refirió a algunos antecedentes en relación al subsidio y su mecanismo de financiamiento. Al respecto, afirmó que este tema es estratégicamente importante y es parte de las políticas consideradas a largo plazo por el Ejecutivo. Además, continuó, el tema coyuntural es relevante, pues el origen y discusión que se está dando es a propósito del informe técnico preliminar de la Comisión de Minería y Energía, que muestra alzas hasta de un 50% en algunos grupos de clientes, cuestión que se agudiza en los años 2024, 2025 y 2026.

En este sentido, explicó que se está trabajando en un proyecto de ley para estabilizar las alzas de tarifas y que existen grupos de consumidores que son empujados hacia la pobreza energética incluso con alzas estables, graduales y razonables, por lo que se está abordando con urgencia. Añadió que la idea es comenzar a entregar estos subsidios a mediados del próximo año.

Lo anterior, afirmó, se suma a la estrechez fiscal y la imposibilidad de financiar nuevos gastos permanentes sin nuevos ingresos permanentes que señala el informe trimestral del Consejo Fiscal Autónomo.

Asimismo, comentó que, a partir de las observaciones del informe trimestral, se han ido cambiando algunos componentes y se ha llegado a un mecanismo de financiamiento, para el segundo semestre del año 2024 y años 2025 y 2026, que se hace cargo a través del cargo por servicio público y un aporte fiscal en el Fondo de Estabilización. De esta forma, precisó, se recaudarían 120 millones de dólares aproximadamente, lo que permitiría financiar en esos 5 semestres un subsidio con una cobertura de 850.000 clientes. Propuso que, si se quisiera aumentar la cobertura, habría que considerar una sobretasa temporal en el impuesto a las emisiones, lo que permitiría extenderlo a 85.000 hogares por cada dólar de sobretasa.

En relación a la estructura del subsidio, expresó que se aprovecha una habilitación legal que ya existe en el artículo 151 de la Ley General de Servicios Eléctricos y que se está trabajando en el Decreto Supremo. Además, explicó que este sería un subsidio focalizado en el tramo del 40% más vulnerable de la población, con un consumo básico energético de 130 kWh al mes.

²² [Presentación del Ministro de Energía, 15 de noviembre de 2023.](#)

Afirmó que la recaudación entre el cargo por servicio público y el aporte fiscal permite estabilizar las tarifas, respetando las consideraciones de estrechez fiscal y la velocidad requerida dada su urgencia.

Por último, consideró que el subsidio de agua potable y este son esencialmente similares en cobertura y que la idea de este programa es poder disminuir el valor de las cuentas en un 48% aproximadamente.

A continuación, el **Ministro de Hacienda, señor Mario Marcel**, mencionó que los grandes desequilibrios fiscales se originan por el sistema de pensiones o por los subsidios a tarifas, cuestión que se ha visto en el país, por ejemplo, con el subsidio al Transantiago. Entonces, consideró que es fundamental ser prudente en esta materia y tratar de definir este tipo de políticas dentro de márgenes acotados y que tengan consistencia con otras políticas que se pudiesen implementar.

Afirmó que esta iniciativa surge con la intención de apoyar a las familias en el pago de las cuentas de electricidad, por el hecho de que las tarifas tendrán una evolución en el tiempo y por la política de reducción de emisiones, que va cambiando las fuentes de generación energética.

Aclaró que la legislación permite implementar un mecanismo con estas características —de carácter transitorio y financiado con recursos generados dentro del sistema tarifario—, lo que entrega mayor flexibilidad y control al subsidio. Además, explicó que en esta materia se debe determinar el objetivo y luego estimar los costos y fuentes de financiamiento y que, en este caso, se recurre a algunos recursos que se generan dentro del mismo sistema y otros que ha comprometido el Estado, a través del Fondo de Estabilización de Tarifas, lo que permitiría una cobertura comparable al subsidio de agua potable.

Sin embargo, continuó, si se quiere aumentar la magnitud del subsidio, se podría hacer con los recursos que se generen con el impuesto a las emisiones. Sobre este punto, destacó que Chile ha asumido compromisos ambiciosos en materia de reducción de emisiones y, más aún, los llevo a la legislación. Estas metas, señaló, no son posibles de alcanzar si no hay mecanismos tributarios que alteren los precios relativos de tal manera de incentivar ciertos comportamientos de parte de los consumidores. Agregó que, en el trabajo que se ha hecho en torno a los impuestos verdes, se ha estimado que el aumento del impuesto a las emisiones del sector de generación de energía eléctrica permitiría avanzar un 25% de las metas de reducción de emisiones al año 2050 y que dicho aumento va a ocurrir, ligado o no al tema del subsidio.

Finalmente, expresó que se plantea como temporal el aumento del impuesto a las emisiones de energía eléctrica porque se busca cambiar comportamientos, no sólo gravar, y cuando sucede el cambio se reduce la

recaudación. Añadió que las tarifas se reducirán en la medida en que vayan saliendo del sistema las centrales con cortos marginales más altos.

El **Honorable Senador señor Castro** señaló que entiende que el subsidio tiene 3 componentes: un recargo a los usuarios con mayor consumo, un aporte fiscal de 20 millones de dólares y una recaudación extraordinaria de 80 millones de dólares.

Luego, preguntó por el rol de los usuarios y las Pymes con este mecanismo propuesto.

Por último, consultó por la sostenibilidad de un impuesto que va a la declinación y los efectos que tienen los contratos regulados.

A su turno, la **Honorable Senadora señora Ebensperger** expresó que entiende que siempre la recaudación va a rentas generales, salvo excepciones establecidas en la Constitución. Entonces, consultó cómo el aumento al impuesto verde —con el cual no está de acuerdo— podría dirigirse directamente a financiar este subsidio, si debe ingresar a rentas generales.

Enseguida, el **Honorable Senador señor Quintana** manifestó preocupación dado que se está retrocediendo en acuerdos que el Congreso tenía en materia de impuestos a las emisiones.

Por otro lado, preguntó por la caracterización socioeconómica de los beneficiarios.

El **Presidente de la Comisión, Honorable Senador señor Durana**, consideró que se debe trabajar la estabilización del precio en función del PEC 1 y PEC 2 y, por otro lado, se debe avanzar en este proyecto de ley sobre transición energética.

Luego, preguntó qué se hace después de los 3 años en que funcionará el subsidio y cómo se enfrentará el alza de las tarifas, el cual es inevitable con el proyecto de transición energética.

Asimismo, consultó cuánto tienen proyectado que aumentará el valor de la cuenta de luz, tanto para clientes residenciales, como para Pymes, y si existen otras alternativas para financiar el subsidio o sólo se ha tenido en consideración el impuesto.

En relación a la pregunta acerca de por qué el subsidio se hace por consumos básicos, el **Ministro de Energía, señor Diego Pardow**, contestó que se puede discutir a la hora de redactar el reglamento si se incluirán cargos por transmisión y distribución. Recordó que la ley habilita un decreto supremo que crea el subsidio de manera temporal, pero hay materias que se tendrán que discutir al momento de redactar el Reglamento.

Respecto de las Pymes, señaló que hay que tener en cuenta que el proyecto de estabilización busca graduar las alzas, haciéndose cargo de la preocupación principal de las pequeñas y medianas empresas que en el mecanismo transitorio de protección al cliente (MPC) están en el grupo no protegido y, por lo tanto, estaban más expuestas. El mecanismo de estabilización, continuó, también se hace cargo de modular aquellas alzas.

Por otro lado, insistió en que se debe tener en cuenta que el cargo por servicio público, tal como fue concebido en la Ley 21.472, es un cargo que se aplica a los grandes consumos.

En cuanto a la sostenibilidad de la sobretasa en el impuesto, expresó que la idea es establecer en un mismo artículo una sobretasa que permita extender la cobertura del subsidio en los 5 semestres. Explicó que se considera ese periodo porque son los dos años en donde hay estabilidad en la recaudación. Por lo anterior, propuso que, junto con introducir la sobretasa, se inicie una mesa de trabajo para legislar de manera integral el sistema de emisiones.

Luego, comentó que se busca priorizar el proyecto de ley de transición para que se apruebe al final de esta legislatura.

Por último, respecto a si el proyecto aumenta los costos, afirmó que la exposición a mayores costos por parte de los usuarios es un tema que estaría bastante despejado.

A su turno, el **Ministro de Hacienda, señor Mario Marcel**, remarcó que son dos cosas distintas, pero complementarias entre sí: la creación del subsidio y el aumento de la cobertura.

Insistió que el subsidio beneficiaría a 850.000 hogares, con costo de 120 millones de dólares y una cobertura de 48% de una cuenta tipo. Por otro lado, indicó que otra cosa es si se quiere aumentar la cobertura a través de una sobretasa sobre emisiones.

En relación a la pregunta de la Senadora Ebenspeger, expresó que efectivamente la Constitución Política de la República no permite hacer afectación de impuestos, por lo tanto, lo que se ha hecho en estos temas es establecer en la ley un impuesto y un compromiso de gasto que corresponde a los ingresos que se prevé recaudar por esa vía.

Manifestó que es cierto lo señalado por el Senador Castro en relación a la sostenibilidad del impuesto a las emisiones y que, por ello, se ha planteado dentro de la lógica de un mecanismo transitorio, que tiene una vigencia de 3 años.

Finalmente, señaló que se ha estado trabajando en la adecuación del sistema tributario para ayudar al cumplimiento de metas ambientales (reforma fiscal verde), hubo un proceso de consulta, pero se prefirió resolver primero los temas de pacto fiscal para poder plantear este proyecto. Añadió que este proyecto no busca un objetivo recaudatorio, sino que cambiar comportamientos, por lo que tiene periodos de transición relativamente largos.

A continuación, la **Honorable Senadora señora Ebensperger** mencionó que antes se hablaba de 200 millones de dólares, de los cuales 100 millones de dólares se pagaban por el cargo al servicio público y 100 millones de dólares debía poner el Ejecutivo, pero actualmente el Ejecutivo expresa que está en condiciones de poner sólo 20 millones de dólares y que para aumentar el subsidio se tendría que establecer un impuesto. Agregó que, además, cuando se comenzó a hablar del subsidio se tenía la idea de ayudar a 4 millones de personas.

Asimismo, comentó que en la discusión del presupuesto de este año el Consejo Fiscal Autónomo informó que, a falta de recursos, deberían hacerse reasignaciones porque hay partidas subejecutadas. En este sentido, considero que, cuando se analiza el subsidio al Transantiago, se observa que nadie se preocupa de la evasión y si se trabajara en ello podría haber recursos para temas importantes como este.

Por todo lo anterior, consultó por qué no hacen un esfuerzo para hacer reasignaciones y así no aumentar el impuesto a emisiones.

El **Honorable Senador señor Prohens** señaló que, lo que se dijo hace años atrás en relación a que las energías renovables serían más baratas, no es real. Afirmó que una de las razones es la falta transmisión y se preguntó porque no se puede acelerar lo anterior declarándolo de interés nacional.

Luego, comentó que hay 150 MW construidos, 750 MW en construcción y 6.400 MW en solicitud, y que la historia dice que el 40% de lo que se solicita se construye.

Expresó que todo va afectando al consumidor final, especialmente a la gente más vulnerable del país. Agregó que hay que pagar la cuenta generada por congelar las tarifas en el estallido social y la pandemia. Entonces, consideró fundamental ayudar a la gente más vulnerable y transparentar las tarifas, porque un sistema como el actual no es sostenible.

Por otro lado, mencionó que la discusión había comenzado con 150 KW por vivienda de subsidio, pero hoy ya estamos en 130 KW, y no hay que olvidar que en todas las casas de Chile puede haber un calefactor, estufa u otros artefactos eléctricos que pueden hacer que el consumo del hogar sea mayor.

Asimismo, afirmó que el cobro de impuestos verdes irá a las tarifas, porque las empresas nunca van a perder, van a sacar cálculos y las aumentarán.

Por último, expresó que no está de acuerdo con cargarle el bolsillo a las familias, por lo que debe encontrarse un mecanismo distinto.

A continuación, el **Honorable Senador señor Castro** pidió si pueden precisar la desagregación de las 850.000 familias, para saber de quienes se está hablando.

Preguntó por qué no puede subsidiarse enteramente la canasta el año 2024 y por qué el impuesto verde es solamente para el año 2025 y 2026. Además, consultó por qué no se pueden subir los 20 millones de dólares que aportará el fisco el año 2024, considerando además que se estaría financiando precio de energía, no la transmisión y distribución (que también subirán).

En relación a lo planteado por la Senadora Ebensperger, el **Presidente de la Comisión, Honorable Senador señor Durana**, consultó si se ha estudiado algún mecanismo similar al Mecanismo de Estabilización de Precios de los Combustibles (MEPCO) que permita un subsidio por parte de las mismas generadoras, obviamente con beneficios tributarios.

El **Ministro de Energía, señor Diego Pardow**, precisó que, cuando se iniciaron las conversaciones sobre el subsidio, se hablaba de personas, pero ahora se está hablando de hogares, por lo tanto, la cantidad de personas beneficiadas es la misma.

En relación a la analogía con el subsidio de agua potable, señaló que éste también se financia, en parte, con un subsidio cruzado de los mayores consumos en época estival. Según datos de la Dirección de Presupuestos, continuó, el año 2022 supuso un gasto fiscal de 115 millones de dólares, es decir, ambos subsidios tienen la misma magnitud.

Enseguida, el **Ministro de Hacienda, señor Mario Marcel**, señaló que hay que hacer esfuerzos por aumentar la eficiencia del sector público y reasignar recursos a fines prioritarios, como salud o educación.

Luego, se refirió a la comparación con el subsidio de agua potable. Dicho subsidio, continuó, se legisló el año 1989, año en que el fisco tenía grandes superávits fiscales, sin embargo, la situación actual es distinta, sobretudo porque la transición demográfica hace que las presiones sobre el gasto en salud y en pensiones sean muy grandes. Entonces, consideró que hay materias con alcances mayores a este subsidio que están sobre la mesa.

Comentó que la próxima semana se tendrá el resultado de la consulta que se hizo al Comité de Expertos sobre crecimiento tendencial y

holguras y espacio fiscal. En ese momento, señaló, se verá un análisis más de largo plazo sobre este tema y, además, se tendrá a la vista el informe de la OCDE sobre potenciales reasignaciones dentro del presupuesto.

Expresó que comprometer recursos por 80 millones de dólares por año, para los próximos 3 años, sería una irresponsabilidad del Ejecutivo. Añadió que es necesario acostumbrarse a que, mientras no haya modificaciones importantes en materia tributaria, esta es la realidad del país, lo que significa que, cuando se quiera asumir compromisos de gastos importantes, se tendrá que buscar su propia fuente de financiamiento, ya no se puede invocar a los ingresos generales de la Nación.

Finalmente, manifestó que es un paso importante porque se está discutiendo la forma de hacer un subsidio que no ha tenido respuesta en años, pero se ha trabajado en una alternativa que puede hacerlo posible.

La **Honorable Senadora señora Ebensperger** insistió en que podría revisarse y el Ejecutivo aportar con un monto mayor.

Además, le preguntó al Ministro cómo se evalúan los beneficiarios porque hay casos, como cuando hay allegados o viven múltiples familias en una vivienda, en que el consumo eléctrico va a ser mayor, pero igual son personas que necesitan ayuda.

En relación a la pregunta del Senador Quintana, el **Ministro de Energía, señor Diego Pardow**, respondió que esa información está acompañada en el informe.

Luego, a propósito de la consulta de la Senadora Ebensperger, señaló que la idea siempre ha sido intentar evitar los saltos que tiene el registro social de hogares, para que no se produzcan injusticias. Entonces, explicó que, según el diseño, se subsidia hasta un máximo de 130 KW/h mes, pero al momento de postular queda establecido que la canasta es más pequeña, si vive en una vivienda una sola persona, y más grande, si vive una familia grande o con allegados.

Mencionó que, cuando se pensó en una reforma estructural al sistema de emisiones, lo que muestra la literatura en general es que es fundamental tener un mecanismo que aisle a los consumidores vulnerables de las consecuencias de este tipo de mecanismos correctivos, porque si no se hacen políticamente inviables. Un subsidio como este, continuó, aunque sea temporal, permite el entrenamiento de un mecanismo que después se puede usar como un pilar de la reforma estructural de emisiones.

Posteriormente, explicó que la mesa técnica realizó 5 sesiones, 4 ordinarias y 1 extraordinaria, porque se realizó una adicional acerca del mecanismo de licitación de almacenamiento. Consideró que la mesa fue muy

positiva, dado que asistieron asesores, representantes de la industria y de otros Ministerios, y la discusión fue constructiva, lo que generó diversos cambios a la propuesta original.

En relación al mecanismo de licitación de almacenamiento, señaló que existían dos preocupaciones: si podía producirse un efecto adverso en el funcionamiento del mercado y el potencial impacto en la cuenta de las personas. Respecto a la primera preocupación, comentó que se realiza un chequeo de mercado inicial y se propone un artículo transitorio para una licitación por única vez, siempre y cuando las obras en construcción no superen el umbral (gigas de almacenamiento) que el propio Coordinador ha señalado que es necesario cumplir. De esta forma, afirmó, si se cumplen esos gigas, la licitación sería innecesaria, por lo tanto, no se realizaría. Agregó que el chequeo lo realizaría de forma periódica la Comisión Nacional de Energía y sólo si es que el mercado no está avanzando con la velocidad necesaria se realizaría la licitación. Por otro lado, en cuanto a la preocupación del potencial impacto en la cuenta de las personas, indicó que el chequeo de mercado inicial limita la dimensión máxima de las infraestructuras y que el mecanismo es dual, porque está la licitación de infraestructura y la licitación de servicios de almacenamiento, estableciendo un umbral máximo de diferencia, de tal manera que el potencial impacto a los consumidores está muy acotado.

Expresó que, respecto a los temas de desarrollo eficiente de obras en transmisión, hay muchas mejoras específicas que tienen que ver con la forma en que está redactado el texto, pero la preocupación principal decía relación con la forma de evitar que una institución excepcional —que busca hacerse cargo de las obras retrasadas o abandonadas— se transforme en general. Explicó que, para evitar aquello, se establecen umbrales máximos, para que la excepcionalidad se mantenga, y generando controles ex post de eficiencia.

En cuanto a los ingresos tarifarios extraordinarios, puntualizó que se estableció un límite máximo a compensar, de tal manera de asegurar una preferencia en la compensación a los consumidores en términos de lo que ha sido históricamente, es decir, para que únicamente ocurra en eventos que han sido extraordinarios, como los del año 2022. Además, señaló que se establece un diferencial de precios y, además, se exploraron metodologías para desarrollarlas a nivel reglamentario.

El **Honorable Senador señor Quintana** insistió con su pregunta anterior acerca de cuál es el nivel socio económico que tienen los beneficiados por el subsidio, porque si se beneficia a sectores altos no está de acuerdo con la fórmula planteada.

A su turno, el **Honorable Senador señor Prohens** precisó que en el subsidio del agua, el sobreconsumo lo paga el usuario, no lo paga la empresa sanitaria, en cambio, en este caso pagará la empresa.

La **Honorable Senadora señora Ebensperger** consultó si el Ministro sintió que las posiciones están más alejadas en el tema del almacenamiento que en los otros.

Enseguida, el **Presidente de la Comisión, Honorable Senador señor Durana**, manifestó que la Comisión se focalizará en el mecanismo de la estabilización del precio y en lograr acuerdos para poder seguir avanzando en todos los temas.

El **Ministro de Energía, señor Diego Pardow**, reiteró que los mecanismos de financiamiento son: el aporte fiscal, el cargo por servicio público —que lo pagan principalmente los grandes consumos— y una sobretasa al impuesto a las emisiones —donde el contribuyente serían las generadoras—.

Recalcó que el cargo por servicio público es el mismo que ya está vigente hoy, no se extiende en el tiempo, ni se aumenta en su magnitud.

Consideró que en el tema de almacenamiento es donde existieron mayores divergencias, por eso se realizaron dos sesiones. Ahora bien, continuó, la mayor divergencia es empírica, relacionada con qué está ocurriendo hoy en el mercado, pero hoy no existen los elementos para determinarla porque es una diferencia en relación a lo que ocurrirá en 6 meses más. Entonces, propuso que la licitación sea condicional a aquello, es decir, si los proyectos tienen cierre financiero y son declarados en construcción, no sería necesaria la licitación.

Por último, el **Honorable Senador señor Castro, don Juan Luis**, recordó que las generadoras en las reuniones dijeron que no se sienten representados por las opiniones del Ejecutivo, entonces, consultó si existen límites o bordes, y cuál es el nivel de acuerdo al que se llegará.

En la siguiente sesión, el **Presidente Ejecutivo del Consejo Minero, señor Joaquín Villarino**²³, manifestó que, después de seguir el proyecto de ley todo este tiempo, entiende que el texto presentará cambios, y las observaciones que realizará se hacen en ese entendido.

Expresó que la industria minera está comprometida con la mitigación, el cambio climático, las energías renovables y la transición energética, lo que se ve reflejado en que prácticamente el 60% del consumo energético del sector proviene de energías renovables, porcentaje que en cinco años más subirá a 71%. Resaltó que hay una creciente incorporación de estas energías, las cuales certifican. y que las compañías mineras tienen metas al respecto.

²³ [Presentación del Consejo Minero, 29 de noviembre de 2023.](#)

Indicó que lo bueno de las energías renovables no ha ido acompañado con menores costos, por lo que, al momento de legislar, se debe tener en consideración los beneficios de las renovables y que el sector minero está comprometido con las mismas. Preciso que Chile tiene uno de los costos de energía más altos en comparación con otros países de actividad minera relevante.

Luego, se refirió a cuatro aspectos del proyecto de ley: ajustes a la regulación de la transmisión, reasignación de Ingresos Tarifarios, licitación de obras de almacenamiento y financiamiento de un subsidio y/o estabilización de tarifas a clientes regulados.

En relación al primer aspecto, recordó que la transmisión es esencialmente pagada por la demanda y su expansión es decidida, no por el mercado, sino por la autoridad.

Además, expresó, a partir del trabajo de la mesa técnica, prevalecerán dos ideas: la facilitación de la expansión de obras “necesarias y urgentes”, y, en algunos casos, aumentar los valores de las obras ya adjudicadas. Al respecto, comentó que está de acuerdo con la facilitación de las obras de expansión, porque a todos les interesa que haya mayor transmisión; sin embargo, con algunos de los cambios que se están planteando se corre el riesgo de aprobar obras que no son costo-eficientes y no tienen la evaluación e instancias de discusión adecuadas para determinarla. Por lo tanto, recomendó que, con independencia del tipo de obra (normal o urgente), siempre se analice su impacto en eficiencia para el sistema eléctrico, antes de aprobar la ejecución y que, en todos los casos, se requiera un informe técnico del Coordinador Eléctrico Nacional, y las propuestas de nuevas obras se den a conocer públicamente para que los afectados hagan observaciones y se pueda requerir que el Panel de Expertos Eléctrico dirima las posibles discrepancias.

En cuanto a la reasignación de Ingresos Tarifarios, mencionó que se está proponiendo que los Ingresos Tarifarios extraordinarios se reasignen a los generadores más expuestos a congestión, idea que se mantendría, según entiende, del trabajo de la mesa técnica.

Aclaró que la reasignación de los Ingresos Tarifarios extraordinarios no está bien fundada y no está destinada a pagar los costos que puedan sufrir las generadoras porque no se hayan ejecutado obras de transmisión, pues eso ya está regulado en el artículo 114 de la ley vigente. En cambio, continuó, el proyecto propone reasignar Ingresos Tarifarios 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. Sobre este punto, remarcó que estos riesgos ya son transferidos a los clientes libres, en las tarifas convenidas contractualmente, por lo tanto, los clientes terminarán pagando dos veces. Añadió que el monto anual de transferencia de

los clientes a los generadores beneficiados por esta medida se ha estimado en US\$200 millones.

Ante lo anterior, recomendó que, si el Gobierno busca reducir los riesgos de los generadores por el pago de mayores Ingresos Tarifarios, se debe partir considerando los mecanismos de mercado existentes y, si adicionalmente busca atenuar riesgos a través de la regulación, se puede diseñar un esquema de estabilización de Ingresos Tarifarios o seguros que no signifiquen una transferencia neta de clientes a generadores. Consideró que lo más sencillo y evidente es que, tal como hoy los clientes son quienes reciben los Ingresos Tarifarios porque financian la transmisión, los generadores también reciban parte de los mismos en la medida que paguen parte de la transmisión.

El tercer aspecto es la licitación de las obras de almacenamiento. Al respecto, agradeció la disposición del Gobierno para hacer cambios en el proyecto original, pues había discrepancias en relación al tamaño, naturaleza y costo de las obras. Resaltó que el almacenamiento podría ser una nueva carga para los clientes, siendo que los beneficiarios directos son los generadores. Se ha visto, continuó, que el generador hidroeléctrico invierte en embalses y el de gas paga los gaseoductos, entonces, consideró que el generador que necesita infraestructura de almacenamiento debiese pagarla.

Comentó que, si la licitación cubre al menos un 80% de la obra, lo que significa pasar el test de mercado, se puede pasar a una segunda licitación de infraestructura, en caso que exista un remanente. Añadió que el remanente lo deben pagar los generadores beneficiados, que son los que inyectan la energía en los horarios de abundancia y retiran en horarios de escases.

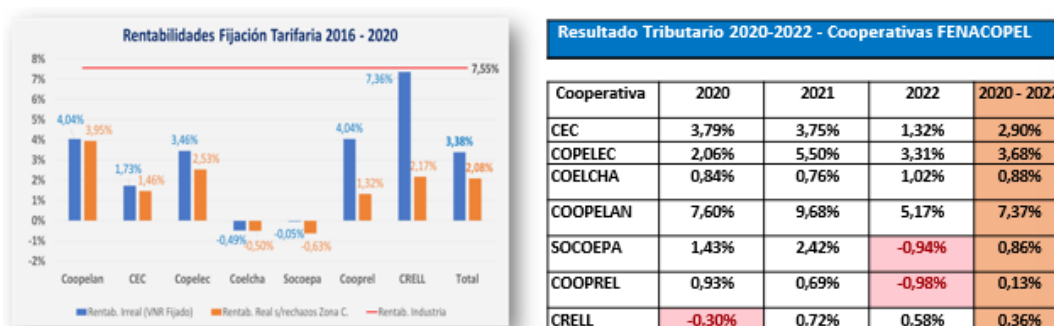
En relación al financiamiento de un subsidio y/o estabilización de tarifas a clientes regulados, afirmó que se va en la línea correcta, pues no replica el mecanismo establecido en la Ley N° 21.472.

Por último, sobre la instalación masiva de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), mencionó que este es un tema omitido en el proyecto de ley, pero que es necesario abordar.

Luego, el **Gerente de FENACOPEL, señor Patricio Molina**²⁴, comentó que las cooperativas eléctricas son concesionarias de servicio público de distribución, hay desde Curicó a Puerto Montt, atienden más de 210.000 clientes, y poseen más de 24.000 kilómetros de redes de distribución, lo que constituye el 12% de todas las redes de Chile, es decir, más que ENEL y Chilquinta juntos. Expresó que las cooperativas buscan mejorar el nivel de vida de los clientes y ser un aporte en su desarrollo.

²⁴ [Presentación de FENACOPEL, 29 de noviembre de 2023.](#)

Enseguida, señaló que, entre el año 2016 y 2020, en promedio las cooperativas tuvieron una rentabilidad del 2,98% aproximadamente, como se observa a continuación:



En relación a la situación económica de las cooperativas, indicó que, dado este margen acotado, es un negocio complejo de manejar. Explicó que las leyes de emergencia del año 2019, generaron un impacto en las cooperativas de 50 millones de dólares, luego con la pandemia se generaron alzas y sumado a la inflación y a eventos naturales catastróficos, el año 2023 el impacto fue de 1,8 millones de dólares.

Asimismo, señaló que existe una serie de problemas: importante baja de ingresos por el congelamiento de tarifas desde el 2019; no hay reajuste de IPC desde 2019; hay leyes que fomentaron el impago y recaudación de deuda diferida en varios años, por lo que las cooperativas asumirán costos de generación y transmisión al absorber saldos impagos de personas vulnerables y hay atraso de 3 años de Tarifas 2020-2024 (acordes al servicio que prestan las Cooperativas).

También, afirmó que existe un aumento constante de costos: alza de materiales, mano de obra y servicios (pandemia e inflación), reajustabilidad de tarifas de generación y transmisión, y eventos naturales catastróficos, gastos que no están contemplados en tarifas ni respecto de los cuales existe aporte.

Ante la situación descrita anteriormente, explicó que las cooperativas han tenido que disminuir los planes de inversión proyectados; privilegiar labores esenciales de operación, mantención y administración para la prestación del servicio eléctrico; suspender pagos a parte de los proveedores de energía eléctrica, afectando la cadena de pago; restringir al máximo las obras de mejoramiento de las redes eléctricas; emplear recursos de otras actividades ajenas al servicio eléctrico, y endeudarse con la Banca.

Expuso que la cruda realidad es que las cooperativas tienen un creciente déficit y una compleja situación financiera, por lo que se requiere de manera urgente tomar ciertas medidas para poder mantener el suministro eléctrico y la fuente laboral. En este sentido, mencionó como medidas

urgentes: la entrada en vigencia urgente del Decreto Tarifario 2020-2024, pero mientras se tramite se requiere el descongelamiento inmediato de las actuales tarifas (traspaso de variación del IPC) y una vez que entre en vigencia la reliquidación que se realice debe ser en pocas cuotas; establecer vías de financiamiento (subsidios, fondos de estabilización, etc.) para que amortigüen alzas de tarifas a clientes para que el sistema de distribución siga su adecuado funcionamiento y desarrollo.

Por otro lado, expresó que el proyecto de ley debe ser ingresado a la brevedad por el Ejecutivo y ser de rápida tramitación por el Legislativo. Lo anterior, continuó, por la urgencia de las materias que contendrá, en especial las correspondientes a normalizar las tarifas de distribución gradualmente y la creación de un subsidio para clientes vulnerables, debido a su efecto en los clientes finales y Cooperativas.

En relación a las posibles indicaciones que se presentarán, apuntó considerar el potencial del cambio que se busca generar, así como la forma en que se enfrentarán los mayores costos eléctricos como consecuencia de la electrificación de los consumos. Para lo anterior, sugirió un mecanismo de estabilización de precios de la electricidad con fondos públicos, mejorar el sistema de la Ley de Equidad Tarifaria, y avanzar a la Tarifa Única Nacional por tipo de cliente.

Finalmente, afirmó que la solución para las cooperativas debe ser inmediata, dados los problemas de liquidez y deudas con generadoras. Añadió que el subsidio ayuda a ciertos clientes, mientras que un efecto transversal y de mayor impacto sería el revisar contratos de suministro de altos valores, y que debe velarse por que el subsidio llegue a la familia que realmente lo necesita, siendo fundamental el identificarla como cliente de las empresas eléctricas.

Posteriormente, El **Director Ejecutivo de WPD, señor Lutz Kindermann**²⁵, comentó que la empresa produce 100% de energía renovable y tiene presencia en 30 países. En Chile, continuó, está desde el año 2009 y actualmente está construyendo parques eólicos en la región del Biobío y la Araucanía.

A continuación, manifestó su preocupación por la situación que vive el mercado eléctrico hace un año y medio, y consideró muy importante que no se ponga en riesgo la inversión en energías renovables.

Enseguida, el **Director de Asuntos Corporativos y Sostenibilidad de WPD, señor Mauricio Henríquez**, expuso que los generadores renovables en Chile se ven enfrentados a vertimientos, lo que se tradujo en que la mitad de la energía eléctrica que produjo la empresa no pudo ser inyectada al

²⁵ [Presentación de WPD, 29 de noviembre de 2023.](#)

sistema, el costo marginal es cero, lo que produce que el 60% de lo inyectado se valoriza en cero, y existen diversos pagos laterales.

Remarcó la importancia de bajar los precios de electricidad a las familias. En este sentido, aclaró que casi la mitad de las familias el año pasado recibió electricidad proveniente de combustibles fósiles, que son fuentes más caras y que contaminan. Señaló que solo 1/5 de la energía renovable pudo ingresar en los contratos y consideró que estos contratos son los que hay que cuidar.

Luego, mostró los 12 contratos más caros y más baratos de electricidad del año 2022:

EMPRESA	PRECIO PROMEDIO INDEXADO A DIC 2022 (US\$/MWh)	PRECIO PROMEDIO ADJUDICADO (US\$/MWh)	AÑO INICIO DE CONTRATOS	ENERGÍA ASIGNADA 2022 (MWh/año)	TIPO INDEXACIÓN
AES ANDES	282,8	53,5	Antes de 2010	761.286	Carbón
ENEL	234,0	124,7	2013	2.226.015	Carbón-Petróleo-BNL-CPI
AES ANDES	193,2	58,0	Antes de 2010	515.973	Carbón-CPI
AES ANDES	186,6	55,9	Antes de 2010	142.240	Carbón-CPI
ENGIE	165,0	107,1	2018	3.163.338	CPI-Carbón-BNL
ENGIE	161,4	93,6	2012	1.536.446	BNL-CPI
COLBÚN	158,6	119,2	Antes de 2010	1.045.015	CPI
PANGUIPULLI (ENEL)	151,7	121,4	2013	254.397	CPI
El Campesino	145,3	108,5	2019	2.510.258	CPI-BNL
M. REDONDO (ENGIE)	141,8	106,7	Antes de 2010	69.668	CPI
Energía Cerro El Morado	139,4	114,0	2016	23.169	CPI
ENEL	138,9	93,1	2014	854.824	Carbón-Brent-CPI

EMPRESA	PRECIO PROMEDIO INDEXADO A DIC 2022 (US\$/MWh)	PRECIO PROMEDIO ADJUDICADO (US\$/MWh)	AÑO INICIO DE CONTRATOS	ENERGÍA ASIGNADA 2022 (MWh/año)	TIPO INDEXACIÓN
WPD MALLECO (Malleco)	60,41	49,33	2021	246.814	CPI
WPD MALLECO (Malleco II)	59,97	48,98	2021	119.305	CPI
WPD NEGRETE	58,98	48,17	2021	62.444	CPI
Aela Generación S.A.	56,40	46,06	2021	55.014	CPI
PUELOCHE SUR EÓLICA	53,26	43,50	2021	178.799	CPI
CONDOR ENERGÍA (Esperanza)	52,13	42,57	2021	330.089	CPI
HUEMUL ENERGÍA (Oiani)	51,44	42,01	2021	233.809	CPI
CONDOR ENERGÍA (C° Tigre)	50,65	41,37	2021	288.822	CPI
CONDOR ENERGÍA (Tchamma)	47,94	39,15	2021	275.068	CPI
HUEMUL ENERGÍA (Coihue)	47,64	38,91	2021	398.856	CPI
HUEMUL ENERGÍA (Ceman)	46,91	38,31	2021	398.856	CPI

Entonces, concluyó que una familia con una cuenta de electricidad promedio, si tuviera más contratos de energías renovables (más baratos) podría tener un descuento en la cuenta de electricidad de aproximadamente 9.000 pesos.

Advirtió que el país quemó 4.570 millones de dólares en carbón y gas natural y existe una normativa que no refleja el costo de producir electricidad con fuentes renovables.

Afirmó que el proyecto de ley es relevante porque da a entender que hay un problema que hay que corregir y da señales correctas. Consideró que es urgente, dado que, si no se actualiza la normativa, se volverá a concentrar el mercado de generación eléctrica, por lo cual se pierde competencia y aumentarán los precios de la electricidad.

Finalmente, se comprometió a mandar a la Secretaría de la Comisión un documento con propuestas.

- Puesto en votación el proyecto de ley, en general, fue aprobado por la mayoría de los miembros de la Comisión, Honorable Senadora señora Ebensperger y Honorables Senadores señores Castro, Durana y Quintana. Se abstuvo el Honorable Senador señor Prohens.

- - -

TEXTO DEL PROYECTO

En mérito de los acuerdos precedentemente expuestos, la Comisión de Minería y Energía tiene el honor de proponer a la Sala la aprobación, en general, del siguiente proyecto de ley:

PROYECTO DE LEY:

“Artículo único. Modifícase el decreto con fuerza de ley N° 4/20018, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 4/20018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la ley general de servicios eléctricos, en materia de energía eléctrica, en el siguiente sentido:

1. Modifícase el numeral 1 del artículo 2° en el siguiente sentido:
 - a. Reemplázase, en el literal c), el punto final por la expresión “; y”.
 - b. Incorpórase el siguiente literal d), nuevo: “d) Sistemas de almacenamiento de energía.”.
2. Modifícase el artículo 7° en el siguiente sentido:

a. Incorpórase, en el inciso cuarto, luego del punto y aparte, que pasa a ser seguido, la expresión “Asimismo, deberán tener giro exclusivo de transmisión de energía eléctrica.”.

b. Elimínase, en el inciso quinto, la expresión “generación o”.

c. Reemplázase los incisos sexto y séptimo por los siguientes:

“Estas sociedades, solo a través sociedades anónimas filiales o coligadas, podrán desarrollar otras actividades que comprendan en cualquier forma, el giro de generación, almacenamiento que no sea destinado a incorporarse como infraestructura asociada a sistemas de transmisión, u otras.

La participación individual y conjunta de las empresas operadoras o propietarias de los sistemas de transmisión nacional, en el desarrollo de actividades que comprendan de cualquier forma el giro de generación o almacenamiento que no sea destinado a incorporarse como infraestructura asociada a sistemas de transmisión, no podrá exceder del umbral máximo de participación establecido mediante resolución del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, de acuerdo a las condiciones de competencia del mercado eléctrico, respecto de la capacidad instalada de generación y almacenamiento que no sea destinado a incorporarse como infraestructura asociada a sistemas de transmisión, en el sistema eléctrico respectivo.”.

d. Agréganse los siguientes incisos octavo, noveno, décimo y undécimo nuevos, pasando el actual inciso octavo a ser duodécimo y así sucesivamente:

“La participación individual y conjunta de las empresas que operan en cualquier otro segmento del sistema eléctrico, o de los usuarios no sometidos a fijación de precios en el sistema de transmisión nacional, no podrá exceder, directa o indirectamente, del umbral máximo de participación que determine mediante resolución el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, de acuerdo a las condiciones de competencia del mercado eléctrico, respecto del valor anual de transmisión por tramo (V.A.T.T) del sistema de transmisión nacional.

Las limitaciones referidas a la participación conjunta se extienden a grupos empresariales o personas jurídicas o naturales que formen parte de empresas de los distintos segmentos, según corresponda, en los términos señalados en la ley N° 18.045, de Mercado de Valores, o que tengan acuerdos de actuación conjunta con las empresas transmisoras, generadoras y distribuidoras.

Las empresas que participen en los distintos segmentos deberán informar anualmente al Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional sus respectivas estructuras de propiedad, así como cualquier acto

que pueda afectar el umbral máximo de participación dispuesto de conformidad con el presente artículo. El Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional deberá monitorear la participación de las empresas en los distintos segmentos a que hace referencia los incisos séptimo y octavo del presente artículo, y deberá un emitir un informe anual a la Superintendencia que contenga, al menos, la participación individual y conjunta de las empresas dichos segmentos. Asimismo, el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional deberá informar a la Superintendencia el incumplimiento de los umbrales máximos de participación cuando tenga conocimiento del hecho.

El incumplimiento de la obligación de información de parte de las empresas establecida en el inciso anterior, así como de los umbrales máximos de participación, se considerará una infracción gravísima que será sancionada de conformidad a lo dispuesto en el título IV de la ley N° 18.410.”.

e. Sustitúyanse, en el inciso octavo que ha pasado a ser duodécimo, la expresión “los porcentajes del ocho y cuarenta ya señalados” por “los umbrales máximos de participación individual y conjunta que determine el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia”; y la expresión “límite del 40% señalado en el inciso anterior” por “umbral que el Tribunal de Defensa de Libre Competencia haya determinado.”.

f. Incorpóranse los siguientes incisos décimo cuarto, décimo quinto y décimo sexto, nuevos:

“Una vez publicada la resolución a que se refiere el presente artículo, los propietarios de las instalaciones construidas, pertenecientes a los distintos segmentos, cuya participación exceda los umbrales máximos que se determinen de conformidad a los incisos precedentes, podrán mantener la propiedad de dichas instalaciones, pudiendo sobrepasar dichos umbrales, sin perjuicio de las medidas que pueda establecer el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia para resguardar la competencia. En todo caso, dichas instalaciones serán consideradas para el cómputo del umbral que el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia haya determinado.

No obstante lo dispuesto en el inciso precedente, el propietario de dichas instalaciones no podrá participar en la propiedad de ninguna obra de manera tal que aumente su participación en el segmento respectivo.

El Tribunal de Defensa de la Libre Competencia dictará la resolución que determine los umbrales máximos de participación que se refieren los incisos precedentes, a solicitud del Ministerio de Energía.”.

3. Incorpórase en el inciso segundo del artículo 8 ter, a continuación de la coma que sigue a la expresión “en adelante, “cooperativas””, la frase “y aquellas que operen en sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de

generación sea inferior a 200 megawatts a los que se refieren los artículos 173 y 199,”.

4. Modifícase el artículo 10 en el siguiente sentido:

a. Reemplázase la expresión “Los reglamentos que se dicten” por “La normativa que se dicte”.

b. Reemplázase la expresión “indicarán los pliegos de normas técnicas que deberá dictar” por “indicará aquellos pliegos técnicos que deberán ser dictados por”.

c. Reemplázase la palabra “progresos” por la expresión “ajustes o adecuaciones”.

5. Intercálase, en el título del Capítulo II, la expresión “, de sistemas de almacenamiento de energía”, entre las expresiones “de subestaciones” e “y de líneas de distribución”.

6. Intercálase, en el literal d) del inciso primero del artículo 19°, la expresión “o sistemas de almacenamiento de energía” entre la expresión “de las subestaciones” y la coma que le sigue.

7. Intercálase, en el literal e) del inciso tercero del artículo 25°, la expresión “, sistemas de almacenamiento de energía” entre las expresiones “de distribución” e “y subestaciones”.

8. Modifícase el artículo 34° bis en el siguiente sentido:

a. Intercálase, en el inciso cuarto, la expresión “, sistemas de almacenamiento de energía” entre las expresiones “líneas de transmisión, subestaciones” e “y caminos de acceso”.

b. Intercálase, en el inciso sexto, la expresión “, sistemas de almacenamiento de energía” entre las expresiones “líneas de transmisión, subestaciones” e “y caminos de acceso”.

9. Reemplázase, en el literal a) del artículo 41°, la expresión “esta ley o en sus reglamentos,” por “la normativa vigente”.

10. Modifícase el artículo 51° en el siguiente sentido:

a. Intercálase, en el encabezado, la expresión “sistemas de almacenamiento de energía,” entre las expresiones “líneas de transporte,” y “subestaciones”.

b. Intercálase, en el numeral 2, la expresión “, sistema de almacenamiento de energía” entre las expresiones “central generadora” y “o subestación”.

c. Intercálase, en el numeral 3, la expresión “y sistema de almacenamiento de energía” entre la expresión “subestaciones eléctricas” y la coma que le sigue.

11. Modifícase el artículo 72°-1 en el siguiente sentido:

a. Reemplázase en el numeral 2 del inciso primero la expresión “, y” por un punto y coma.

b. Reemplázase, en el numeral 3 del inciso primero, el punto y aparte por la expresión “; y”.

c. Agrégase un numeral 4, nuevo, al inciso primero, del siguiente tenor:

“4.- Propender a una operación del sistema eléctrico bajo en emisiones de gases de efecto invernadero.”.

d. Intercálase el siguiente inciso segundo, nuevo, pasando el actual inciso segundo a ser tercero y así sucesivamente:

“El reglamento establecerá la metodología para la aplicación de estos principios.”.

12. Reemplázase el actual artículo 72°-13 por el siguiente:

“Artículo 72°-13.- Funciones del Coordinador en el ámbito de investigación, desarrollo e innovación en materia energética. Para el cumplimiento de sus funciones, el Coordinador podrá disponer de recursos permanentes para realizar y coordinar investigación, desarrollo e innovación en materia energética con el objetivo de adaptar la operación y coordinación del sistema eléctrico a las condiciones actuales y futuras del mismo, en conformidad con los principios de la coordinación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 72°-1, y al cumplimiento de los objetivos y metas establecidos en la ley N° 21.455, Marco de Cambio Climático.

Para estos efectos, con ocasión de la presentación del presupuesto anual conforme a lo establecido en el artículo 212°-11, y en el formato que la Comisión establezca, el Coordinador deberá presentar un plan de innovación y modernización de la operación y coordinación del sistema eléctrico, cuyos contenidos y horizonte se definirán en el reglamento a que hace referencia el citado artículo. El plan antes citado deberá contener, al menos, lo siguiente:

a) Plan de acción con las medidas tendientes a la automatización de (i) las metodologías de trabajo y requerimientos de detalle que sean necesarios para el adecuado cumplimiento y ejecución de sus funciones y obligaciones; (ii) la operación del sistema eléctrico; y (iii) de los balances asociados al mercado eléctrico;

b) Propuesta de desarrollo de herramientas de control y supervisión que permitan un uso óptimo de la capacidad de transmisión mediante tecnologías de mejoramiento de red, tales como, capacidad dinámica de líneas, automatismos para control de transferencias, entre otros. En ese sentido, el Coordinador propondrá, mediante un análisis técnico con visión sistémica, soluciones transitorias o permanentes que permitan un uso óptimo de la capacidad de transmisión existente y proyectada, así como el aumento de la flexibilidad operacional del sistema eléctrico, de conformidad a lo que establezca el reglamento;

c) Avance, revisión y actualización de las medidas que formen parte del plan de innovación y modernización de la operación y coordinación del sistema eléctrico del año anterior, si hubiere; y

d) Otras acciones y medidas orientadas a operar el sistema eléctrico, en conformidad con el numeral 4 del artículo 72°-1.

El plan de innovación y modernización de la operación y coordinación del Sistema Eléctrico deberá ser remitido al Ministerio, a la Superintendencia y a la Comisión. Además, deberá ser publicado en el sitio web del Coordinador y contemplar una etapa de observaciones por parte de los interesados.

Adicionalmente, el Coordinador podrá:

a) Efectuar un análisis crítico permanente de su quehacer, del desempeño del sistema y del mercado eléctrico;

b) Analizar y considerar la incorporación de nuevas tecnologías al sistema eléctrico considerando la evolución de los equipos y técnicas que se puedan integrar al desarrollo del sistema y sus procesos;

c) Promover la interacción e intercambio permanente de experiencias y conocimientos, con centros académicos y de investigación, tanto a nivel nacional como internacional, así como con otros coordinadores u operadores de sistemas eléctricos;

d) Participar activamente en instancias y actividades, tanto nacionales como internacionales, donde se intercambien experiencias, se promuevan nuevas técnicas, tecnologías y desarrollos relacionados con los sistemas eléctricos; y

e) Promover la investigación a nivel nacional, procurando la incorporación de un amplio espectro de agentes relacionados a este ámbito de investigación.

Los recursos necesarios para dar cumplimiento a las obligaciones que establece el presente artículo deberán detallarse y justificarse en el presupuesto anual del Coordinador, debiéndose cautelar la eficiencia en el uso de éstos, y deberá ser coherente con las medidas y acciones establecidas en el plan de innovación y modernización de la operación y coordinación del Sistema Eléctrico. Asimismo, los proyectos aprobados en el presupuesto relacionados con la investigación, desarrollo e innovación deberán ser publicados en el sitio web del Coordinador, en los plazos y formas que fije el reglamento.”.

13. Modifícase el artículo 72°-19 en el siguiente sentido:

a. Suprímese, en el inciso tercero, la expresión “No podrán integrar el comité las personas, naturales o jurídicas, sus representantes o dependientes, o relacionados, que hayan solicitado la elaboración o modificación de la norma en estudio.”.

b. Agréganse los siguientes incisos cuarto, quinto y sexto, nuevos, pasando los actuales incisos cuarto, quinto y sexto actuales a ser séptimo, octavo y noveno, respectivamente:

“No será necesario constituir el comité consultivo especial referido en el inciso anterior para aquellas modificaciones de normas técnicas que no sean sustantivas. Se entenderá que son modificaciones no sustantivas aquellas que tengan como propósito realizar actualizaciones o adecuaciones de referencias internacionales, modificación de disposiciones transitorias o cumplimientos de plazos, entre otras que defina la Comisión.

Adicionalmente, no será necesario constituir el comité consultivo especial para aquellas modificaciones de normas técnicas que sean urgentes, situación que deberá ser establecida fundadamente por la Comisión mediante resolución exenta.

Las excepciones de la realización del comité consultivo especial establecidas en los incisos cuarto y quinto del presente artículo no eximen el deber por parte de la Comisión de realizar un proceso de consulta pública, en los términos establecidos en el inciso siguiente.”.

14. Modifícase el artículo 73° en el siguiente sentido:

a. Reemplázase, en el inciso primero, la expresión “líneas y subestaciones eléctricas” por “líneas, subestaciones eléctricas y sistemas de almacenamiento de energía,”.

b. Reemplázase, en el inciso segundo, la expresión “líneas y subestaciones eléctricas” por “líneas, subestaciones eléctricas y sistemas de almacenamiento de energía,”.

15. Reemplázase, en el artículo 74°, la expresión “líneas y subestaciones eléctricas” por “líneas, subestaciones eléctricas y sistemas de almacenamiento de energía,”.

16. Intercálase, en el inciso primero del artículo 75°, la expresión “sistemas de almacenamiento de energía, así como” entre la palabra “constituidos por” y la expresión “las líneas”.

17. Modifícase el inciso primero del artículo 76° en el siguiente sentido:

a. Reemplázase la expresión “líneas y subestaciones eléctricas radiales” por “líneas, subestaciones eléctricas radiales y sistemas de almacenamiento de energía,”.

b. Intercálase la expresión “y sistemas de almacenamiento de energía” entre las expresiones “centrales generadoras” y “al sistema eléctrico”.

18. Modifícase el artículo 77° en el siguiente sentido:

a. Reemplázase la expresión “líneas y subestaciones eléctricas” por “líneas, subestaciones eléctricas y sistemas de almacenamiento de energía,”.

b. Reemplázase la expresión “clientes libres o” por “clientes libres,”.

c. Reemplázase la expresión “conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión” por “o sistemas de almacenamiento de energía que no sean destinados a incorporarse como infraestructura asociada a sistemas de transmisión”.

19. Modifícase el artículo 79° en el siguiente sentido:

a. Agrégase el siguiente inciso segundo, nuevo, pasando el actual inciso segundo a ser tercero y así sucesivamente:

“Sin perjuicio de lo dispuesto en el inciso precedente, el reglamento podrá establecer excepciones al régimen de acceso abierto, para sistemas de almacenamiento de energía que formen parte del sistema de transmisión, así

como cualquier infraestructura que, para su adecuado funcionamiento, requiera de la exclusividad en el uso de sus componentes.”.

b. Reemplázase, en el inciso segundo, que ha pasado a ser tercero, la expresión “ley o el reglamento le otorguen” por “normativa vigente le otorgue”.

20. Reemplázase, en el artículo 81°, la expresión “propias o contratadas” por la expresión “o sistemas de almacenamiento de energía”.

21. Agrégase el siguiente artículo 83°, nuevo, pasando el actual artículo 83° a ser el nuevo artículo 83° bis:

“Artículo 83°.- De la planificación energética de largo plazo y sus instrumentos. El Ministerio de Energía deberá llevar a cabo una planificación energética de largo plazo, la que comprenderá los siguientes tres instrumentos:

- a) Plan Nacional de Energía;
- b) Planes Estratégicos de Energía en Regiones; y
- c) Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica.”.

22. Reemplázase el actual artículo 83°, que ha pasado a ser 83° bis, por el siguiente:

“Artículo 83° bis.- Plan Nacional de Energía. Cada ocho años, el Ministerio de Energía deberá desarrollar, en el marco del proceso de planificación energética de largo plazo, un Plan Nacional de Energía, el cual definirá:

- a) Escenarios energéticos de expansión de la demanda y oferta energética nacional, considerando criterios de resiliencia;
- b) Proyecciones de oferta y demanda energética nacional, para un horizonte de al menos treinta años, identificando la infraestructura requerida para responder a las necesidades de transmisión eléctrica que habiliten la reconversión productiva en las regiones del país, en el marco de una transición energética, y la distribución eficiente en el territorio del parque generador futuro;
- c) Características de la infraestructura energética habilitante, identificando claramente las necesidades de transmisión eléctrica estratégicas, así como los aspectos de adaptación al cambio climático y resiliencia; y
- d) Las demás materias que determine el reglamento.

Para la definición de los elementos señalados en el inciso precedente se deberá tener en consideración lo dispuesto en los instrumentos de gestión del cambio climático.

El Plan Nacional de Energía considerará los intercambios internacionales de energía; la información sobre criterios y variables ambientales y territoriales disponibles; así como los planes estratégicos de energía en regiones y los polos de desarrollo energético regionales vigentes al inicio del referido plan; las acciones y medidas emanadas de los instrumentos de gestión del cambio climático definidos en la ley N° 21.455, Ley Marco de Cambio Climático, así como cualquier otro antecedente relevante para el plan.

El Ministerio de Energía deberá emitir un Informe de Incidencia en la Gestión del Cambio Climático respecto del Plan Nacional de Energía, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 39 de la ley N° 21.455, Ley Marco de Cambio Climático.

El Plan Nacional de Energía será sometido al procedimiento de evaluación ambiental estratégica, conforme a lo establecido en el Párrafo 1° del Título II de la ley N° 19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente. En dicho marco, el informe identificará, al menos:

a) Las acciones para apoyar el cumplimiento de los objetivos y metas de mitigación, adaptación y relativas a los medios de implementación, establecidas en la Estrategia Climática de Largo Plazo, la Contribución Determinada a Nivel Nacional, y, especialmente, los Planes Sectoriales de Mitigación y de Adaptación al Cambio Climático;

b) Las medidas para aumentar la resiliencia climática del sector eléctrico ante los riesgos y efectos adversos del cambio climático.

El reglamento establecerá el procedimiento y las demás materias necesarias para la implementación eficaz del presente artículo”.

23. Modifícase el artículo 84° en el siguiente sentido:

a. Reemplázase en el inciso primero la expresión “Procedimiento de Planificación Energética” por “Procedimiento para la elaboración del Plan Nacional de Energía”.

b. Reemplázase, en el inciso primero, la expresión “la planificación energética de largo plazo” por “el Plan Nacional de Energía vigente”.

c. Reemplázase, en el inciso primero, la expresión “dar inicio al proceso. Dentro de los ocho meses siguientes al inicio del proceso señalado precedentemente, el Ministerio deberá emitir un informe preliminar de planificación” por “dar inicio al diseño del Plan Nacional de Energía”.

d. Reemplázase, en el inciso segundo, la expresión “Con la antelación que señale el reglamento, el” por “El”.

e. Reemplázase, en el inciso segundo, la expresión “establecido en el reglamento” por “previsto en el procedimiento de la evaluación ambiental estratégica”.

f. Agrégase un inciso tercero, nuevo, del siguiente tenor:

“El Ministerio publicará el Plan Nacional de Energía en su sitio web.”.

24. Agrégase el siguiente artículo 84° bis, nuevo:

“Artículo 84° bis.- Planes Estratégicos de Energía en Regiones. El Ministerio de Energía deberá dictar los planes estratégicos de energía en regiones para cada una de éstas, los cuales corresponden a instrumentos que orientan el desarrollo energético de la región, con un enfoque territorial, y que deberán ser considerados en los análisis de los distintos instrumentos del proceso de planificación energética de largo plazo definido en el artículo 83°.

Los planes estratégicos de energía en regiones aplicarán la evaluación ambiental estratégica, conforme a lo establecido en el párrafo 1° bis del Título II de la ley N°19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente.

Previo a la aprobación de cada plan, se requerirá informe al Comité Regional de Cambio Climático respectivo sobre la coherencia del Plan con los instrumentos de gestión del cambio climático correspondientes. El informe se deberá evacuar dentro del plazo de 30 días, contados desde la recepción de la solicitud. Transcurrido dicho plazo, sin que se haya emitido el informe, el Ministerio de Energía podrá continuar con la tramitación del Plan respectivo.

Los planes serán aprobados mediante decreto exento expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”.

El reglamento establecerá el procedimiento, contenidos y materias necesarias para el desarrollo de los planes estratégicos de energía en regiones.”.

25. Modifícase el artículo 85° en el siguiente sentido:

a. Reemplázase, en el inciso primero, la expresión “Definición de Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica. En la planificación energética de largo plazo” por “Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica. En el Plan Nacional de Energía”.

b. Agrégase, en el inciso primero, a continuación del punto y aparte que ha pasado a ser seguido, la siguiente oración:

“En las respectivas regiones en que se emplacen dichas áreas, el Ministerio deberá dictar el instrumento denominado Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica, mediante decreto exento expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”. Este instrumento será sometido al procedimiento de evaluación ambiental estratégica, conforme a lo establecido en el Párrafo 1° bis del Título II de la ley N° 19.300, sobre Bases Generales de Medio Ambiente.”.

c. Agrégase un inciso segundo, nuevo, pasando el actual inciso segundo a ser tercero y así sucesivamente:

“Si un Polo de Desarrollo de Generación Eléctrica se diseña en una región que cuente con un Plan Estratégico de Energía vigente y evaluado estratégicamente, éste se eximirá del procedimiento de evaluación ambiental estratégica. Asimismo, el Ministerio podrá diseñar el Plan Estratégico de Energía en Regiones y el Polo de Desarrollo de Generación Eléctrica de manera conjunta, en aquellas regiones identificadas por el Plan Nacional de Energía para emplazar dicho polo de desarrollo.”.

d. Reemplázase, en el inciso segundo, que ha pasado a ser tercero, la expresión “en el país, ubicadas en las regiones en las que se emplaza el Sistema Eléctrico Nacional,” por la expresión “en las regiones del país”.

e. Suprímese, en el inciso segundo, que ha pasado a ser tercero, la expresión “La identificación de las referidas zonas tendrá en consideración el cumplimiento de la obligación establecida en el artículo 150° bis, esto es, que una cantidad de energía equivalente al 20% de los retiros totales afectos en cada año calendario, haya sido inyectada al sistema eléctrico por medios de generación renovables no convencionales.”.

f. Elimínase, en el inciso tercero, que ha pasado a ser cuarto, la expresión “Para estos efectos y antes de la emisión del señalado informe, el Ministerio deberá realizar una evaluación ambiental estratégica en cada provincia o provincias donde se encuentren uno o más polos de desarrollo, conforme a lo establecido en el Párrafo 1° bis del Título II de la ley N° 19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente.”.

g. Agrégase el inciso sexto, nuevo, que se indica a continuación:

“Adicionalmente, y fundado en los antecedentes del Plan Nacional de Energía vigente y de su Informe de Actualización, el Ministerio podrá definir nuevas regiones en las cuales aplicar el instrumento de Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica, antes del vencimiento del respectivo periodo de vigencia,

mediante decreto exento expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”.”.

26. Sustitúyese el actual artículo 86° por el siguiente:

“Artículo 86°.- Decreto de Plan Nacional de Energía. Antes del vencimiento del plazo del respectivo período de vigencia, el Ministerio deberá aprobar el Plan Nacional de Energía, mediante decreto exento expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, definiendo los elementos señalados en el inciso primero del artículo 83° bis, debiendo acompañar los antecedentes fundantes que correspondan.

A los cuatro años de publicado el Plan Nacional de Energía, el Ministerio deberá actualizar la proyección de oferta y de demanda energética, a través de la emisión de un informe de actualización del Plan Nacional de Energía, el que deberá ser aprobado mediante decreto exento expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”. Cuando el respectivo informe de actualización implique modificar las necesidades de transmisión eléctrica estratégicas, se entenderá ésta como una modificación sustancial a efectos de la evaluación ambiental estratégica, en cuyo caso se elaborará un nuevo Plan Nacional de Energía sometido a evaluación ambiental estratégica, de acuerdo al procedimiento establecido en el artículo 84°, antes del vencimiento del periodo de vigencia del Plan en actualización.

La actualización del Plan Nacional de Energía deberá ser aprobada mediante decreto exento expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”.”.

27. Modifícase el artículo 87° en el siguiente sentido:

a. Reemplázase, en el inciso primero, la expresión “Anualmente” por “Cada dos años,”.

b. Reemplázase, en el inciso segundo, la expresión “la planificación energética de largo plazo” por “el Plan Nacional de Energía”.

c. Intercálase, en el inciso segundo, a continuación de la expresión “artículo 83°” la palabra “bis”.

d. Intercálase, en el literal a) del inciso segundo, a continuación de la expresión “hidrológicas extremas” y antes del punto y coma, la expresión “, aplicando criterios de resiliencia cuyas directrices y focalización serán establecidas en el Plan Nacional de Energía de manera coherente con la ley N° 21.455, Ley Marco de Cambio Climático”.

e. Intercálase en el inciso tercero, a continuación de la expresión “objetivos de eficiencia energética” y antes de “que proporcione”, la expresión “y otros,”.

f. Reemplázase, en el inciso tercero, la expresión “en coordinación con los otros organismos sectoriales competentes que correspondan” por “en el Plan Nacional de Energía definido en el artículo 83° bis.”.

g. Elimínase, en el inciso tercero, la expresión “Para estos efectos, el Ministerio deberá remitir a la Comisión, dentro del primer trimestre de cada año, un informe que contenga los criterios y variables señaladas precedentemente.”.

h. Incorpórase el inciso séptimo, nuevo, que se indica a continuación:

“El reglamento podrá establecer criterios diferenciados para la consideración de los objetivos señalados en el inciso segundo, para efectos de la expansión de los sistemas de transmisión zonal, según el impacto sistémico; capacidad; ubicación geográfica; presencia de clientes, medios de generación o sistemas de almacenamiento de energía que hagan uso del sistema de transmisión; entre otros criterios técnicos.”.

28. Modifícase el artículo 88° en el siguiente sentido:

a. Reemplazase en el inciso primero la expresión “anual” por “bienal”.

b. Elimínase, en el inciso tercero, el literal “b) Que la capacidad máxima de generación esperada, que hará uso de dichas instalaciones, para el primer año de operación, sea mayor o igual al veinticinco por ciento de su capacidad, caucionando su materialización futura según lo establezca el reglamento;”, pasando sus literales c) y d) a ser los nuevos literales b) y c) respectivamente.

29. Modifícase el artículo 89° en el siguiente sentido:

a. Reemplázase, en el inciso segundo, la expresión “calidad de servicio de líneas y subestaciones eléctricas” por “calidad de servicio de líneas, subestaciones eléctricas y sistemas de almacenamiento de energía”; y la expresión “aquellas líneas o subestaciones eléctricas” por “aquellas líneas, subestaciones eléctricas o sistemas de almacenamiento de energía”.

b. Intercálase, en el inciso quinto, a continuación de la expresión “polos de desarrollo” y antes del punto final que le sigue, la expresión “, o para otros usos que determine fundadamente la Comisión, de acuerdo a lo que indique el reglamento”.

30. Sustitúyese el actual artículo 91°, por el siguiente:

“Artículo 91°.- Procedimiento de Planificación de la Transmisión. El proceso de Planificación de la Transmisión será realizado cada dos años por la Comisión, de acuerdo con lo que se establece en el artículo 87°, el presente artículo y en el respectivo reglamento.

El proceso bienal considerará dos instancias de definición de obras. La primera de ellas, al término del primer año del proceso bienal, teniendo en cuenta los plazos específicos que determine el presente artículo y el reglamento, tendrá el fin de promover obras que la Comisión defina de forma temprana durante el proceso. La segunda instancia, al término del segundo año, contemplará el conjunto de obras que hayan requerido de mayores tiempos de análisis.

Al inicio del proceso bienal, la Comisión deberá contar con la información necesaria para la conformación de proyección de generación y de demanda futura para los distintos escenarios energéticos definidos en el Plan Nacional de Energía, conforme a lo señalado en el artículo 83° bis.

La Comisión elaborará un informe preliminar que contenga las proyecciones de oferta y demanda eléctrica para cada escenario del Plan Nacional de Energía. Este informe será sometido a una etapa de observaciones, conforme a lo que disponga el reglamento. A partir de las observaciones recogidas, la Comisión deberá emitir una versión final de dicho informe, dentro del primer mes del año de inicio del proceso bienal. Los plazos específicos y requerimientos de información para el proceso de elaboración de las proyecciones de oferta y demanda eléctrica para cada escenario del Plan Nacional de Energía serán detallados en el reglamento.

La Comisión convocará, mediante un medio de amplia difusión pública y a través de su sitio web y medios institucionales, a una etapa de presentación de propuestas de proyectos de expansión de la transmisión. Los promotores de dichos proyectos de expansión deberán presentar a la Comisión sus propuestas fundadas dentro del primer mes del año de inicio del proceso bienal. Estas propuestas serán publicadas en el sitio web de la Comisión.

En el caso de propuestas de obras que tengan su origen en proyectos específicos de generación o sistemas de almacenamiento de energía que aún no hayan entrado en operación, el reglamento establecerá los requisitos y las garantías de ejecución de los proyectos que correspondan.

Dentro de un plazo de tres meses a partir de la publicación del informe final de proyecciones para escenarios energéticos, el Coordinador deberá enviar a la Comisión un informe de diagnóstico del estado actual y proyectado del sistema de transmisión eléctrica. El informe deberá considerar la información proveniente de las proyecciones de oferta y demanda eléctrica

definida por la Comisión, y los proyectos propuestos por los promotores especificados en el inciso anterior. En dicho informe, el Coordinador identificará, en particular, aquellas instalaciones de transmisión que pudiesen superar su capacidad de transporte, proponiendo medidas y acciones que puedan maximizar la capacidad de transmisión en conformidad con los principios de la coordinación de la operación definidos en el artículo 72°-1, y de manera coherente con el plan de innovación y modernización de la operación y coordinación del sistema eléctrico definido en el artículo 72°-13.

A partir de la información entregada por el Coordinador, de las propuestas de los promotores, de las necesidades de transmisión eléctrica estratégica definidas en el Plan Nacional de Energía, y de sus propios análisis, la Comisión propondrá un conjunto de obras de expansión de la transmisión para los distintos segmentos.

Durante el tercer trimestre del primer año del proceso bienal, la Comisión emitirá un primer informe técnico preliminar con un conjunto de obras del plan de expansión de la transmisión, el que deberá ser publicado en su sitio web. Junto con el informe técnico preliminar, la Comisión deberá publicar en este sitio web el listado total de obras de transmisión propuestas por promotores y el Coordinador, con sus respectivas características y justificando fundadamente la incorporación o exclusión de cada una de ellas en el referido informe.

Dentro del plazo de quince días a contar de la publicación del informe técnico preliminar, los participantes y usuarios e instituciones interesadas podrán presentar sus observaciones a la Comisión.

Dentro de los treinta días siguientes al vencimiento del plazo para presentar observaciones, la Comisión emitirá y comunicará el informe técnico final del plan de expansión, aceptando o rechazando fundadamente las observaciones planteadas, el que deberá ser publicado en su sitio web.

Dentro de los veinte días siguientes a la comunicación del informe técnico final, los participantes y usuarios e instituciones interesadas podrán presentar sus discrepancias al Panel de Expertos respecto a la propuesta de expansión presentada por la Comisión. El Panel de Expertos emitirá su dictamen en un plazo máximo de cuarenta y cinco días corridos contados desde la respectiva audiencia a que hace referencia el artículo 211°.

Si no se presentaren discrepancias, dentro de los tres días siguientes al vencimiento del plazo para presentarlas, la Comisión deberá remitir al Ministerio de Energía el primer informe técnico definitivo con el plan de expansión de la transmisión bienal. En el caso que se hubiesen presentado discrepancias, la Comisión dispondrá de quince días desde la comunicación del dictamen del Panel, para remitir al Ministerio de Energía el informe técnico

definitivo con el plan de expansión de la transmisión, incorporando lo resuelto por el Panel.

Dentro de un plazo de cinco meses a partir de la entrega del informe de diagnóstico del estado actual y proyectado del sistema de transmisión eléctrica, el Coordinador deberá enviar a la Comisión un nuevo informe, el que deberá contener un análisis relativo a flexibilidad, inercia, robustez de la red y estándares de seguridad y calidad de servicio del sistema. Este análisis podrá ser actualizado por el Coordinador en base a nuevos antecedentes que entregue la Comisión, en el contexto del análisis del artículo 91° bis. Asimismo, este informe deberá contener una propuesta de expansión para los distintos segmentos de la transmisión, la que deberá considerar lo dispuesto en el artículo 87°, y podrá incluir los proyectos de transmisión presentados por los promotores a la Comisión.

A partir de las propuestas de expansión de la transmisión del Coordinador, de las propuestas de los promotores, de las necesidades de transmisión eléctrica estratégica definidas en el Plan Nacional de Energía, y de sus propios análisis, la Comisión propondrá un segundo conjunto de obras de expansión de la transmisión para los distintos segmentos.

Durante el tercer trimestre del segundo año del proceso bienal, la Comisión emitirá un segundo informe técnico preliminar con un conjunto de obras del plan de expansión de la transmisión, el que deberá ser publicado en su sitio web. Junto con el informe técnico preliminar, la Comisión deberá publicar en este sitio web el listado total de obras de transmisión propuestas por promotores y el Coordinador, con sus respectivas características y justificando fundadamente la incorporación o exclusión de cada una de ellas en el referido informe.

Dentro del plazo de quince días a contar de la publicación del informe técnico preliminar, los participantes y usuarios e instituciones interesadas podrán presentar sus observaciones a la Comisión.

Dentro de los treinta días siguientes al vencimiento del plazo para presentar observaciones, la Comisión emitirá y comunicará el informe técnico final del segundo conjunto de obras del plan de expansión bienal, aceptando o rechazando fundadamente las observaciones planteadas, el que deberá ser publicado en su sitio web.

Dentro de los veinte días siguientes a la publicación del segundo informe técnico final, los participantes y usuarios e instituciones interesadas podrán presentar sus discrepancias al Panel de Expertos respecto a la propuesta de expansión presentada por la Comisión, el que emitirá su dictamen en un plazo máximo de cuarenta y cinco días corridos contados desde la respectiva audiencia a que hace referencia el artículo 211°.

Para los efectos anteriores, se entenderá que existe discrepancia susceptible de ser sometida al dictamen del Panel, si quien hubiere formulado observaciones al informe técnico preliminar, perseverare en ellas, con posterioridad al rechazo de las mismas por parte de la Comisión, como también, si quien no hubiere formulado observaciones al informe técnico preliminar, considere que se debe mantener su contenido, en caso de haberse modificado en el informe técnico final.

Si no se presentaren discrepancias, dentro de los tres días siguientes al vencimiento del plazo para presentarlas, la Comisión deberá remitir al Ministerio de Energía el informe técnico definitivo con el plan de expansión anual de la transmisión. En el caso que se hubiesen presentado discrepancias, la Comisión dispondrá de quince días desde la comunicación del dictamen del Panel, para remitir al Ministerio de Energía el informe técnico definitivo con el plan de expansión de la transmisión, incorporando lo resuelto por el Panel”.

31. Incorpórase el siguiente artículo 91° bis, nuevo:

“Artículo 91° bis.- Constructibilidad de obras propuestas. Sin perjuicio de lo señalado en el artículo 91°, será deber del Coordinador realizar un análisis de factibilidad, constructibilidad y plazos de construcción de las obras de ampliación que sean definidas por la Comisión, y de aquellas que aquél incorpore conforme a su propio diagnóstico. La empresa propietaria de la obra que es objeto de ampliación deberá colaborar en el levantamiento de información para este proceso, de acuerdo a los requerimientos que efectúe el Coordinador.

Este análisis deberá realizarse de forma previa a la emisión de cada uno de los informes técnicos preliminares, de forma tal que dichos informes hayan incorporado la información necesaria como parte de la propuesta de obras realizada por la Comisión.

Para efectos de lo indicado en el inciso primero del presente artículo, será deber del Coordinador determinar la mejor aproximación de los plazos y períodos de desconexión en el sistema eléctrico que requiera la obra, teniendo en cuenta las condiciones operacionales del período de construcción, para ser incorporado en la definición del plazo de la obra y en su valorización.

Los plazos y metodología para los análisis serán definidos en el reglamento.”.

32. Incorpórase el siguiente artículo 91° ter, nuevo:

“Artículo 91° ter.- De las obras necesarias y urgentes que se excluyen del proceso de planificación de la transmisión. El Ministerio de Energía, mediante decreto exento, expedido bajo la fórmula “por orden del

Presidente de la República”, podrá disponer que se ejecuten las obras de expansión a que se refiere el artículo 89°, que deban excluirse del proceso de planificación de la transmisión por ser necesarias y urgentes para el sistema, de acuerdo al procedimiento que establece el presente artículo y el reglamento.

De oficio o a solicitud del Coordinador o del Ministerio, la Comisión podrá dar inicio a este procedimiento elaborando una propuesta preliminar, que contendrá, entre otras materias que defina el reglamento, la descripción de la obra; la justificación de su necesidad y urgencia; las razones que sustenten su omisión o exclusión del proceso de planificación; el plazo estimado de ejecución y entrada en operación; y su valorización preliminar. Esta propuesta deberá contar con informe técnico del Coordinador y la aprobación del Ministerio.

Posteriormente, la propuesta a que se refiere el inciso anterior deberá ser publicada por la Comisión en su sitio web y puesta en conocimiento del propietario de la obra objeto de ampliación, si corresponde, y de los participantes y usuarios e instituciones interesadas inscritas en el registro a que se refiere el artículo 90°, para que presenten sus observaciones a la misma dentro de los cinco días siguientes a la comunicación de la propuesta.

Dentro de los diez días siguientes al vencimiento del plazo para presentar observaciones, la Comisión emitirá una propuesta definitiva, aceptando o rechazando fundadamente las observaciones planteadas. La referida propuesta definitiva deberá contener, entre otras materias que defina el reglamento, las condiciones de ejecución y explotación de la obra; las características técnicas de la obra; el plazo de ejecución de la obra y su fecha de entrada en operación; su valorización; y la calificación de la obra de expansión dentro de alguno de los segmentos definidos en el artículo 73°.

La propuesta definitiva a que se refiere el inciso anterior deberá ser puesta en conocimiento del propietario de la obra objeto de ampliación, si corresponde, y de los participantes y usuarios e instituciones interesadas inscritas en el registro a que se refiere el artículo 90°.

Dentro de los tres días siguientes a la publicación de la propuesta definitiva, la Comisión deberá emitir su informe técnico con la recomendación para el Ministerio de Energía de instruir la ejecución de la obra de ampliación necesaria y urgente, el que contendrá, entre otras materias que defina el reglamento, las condiciones de ejecución y explotación de la obra; las características técnicas de la obra; el plazo de ejecución de la obra y su fecha de entrada en operación; su valorización y la calificación de la obra de expansión dentro de alguno de los segmentos definidos en el artículo 73°.

Dentro de los diez días siguientes a la recepción del informe técnico a que hace referencia el inciso anterior, el Ministerio de Energía dispondrá, mediante decreto exento, expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de

la República”, que se ejecute la respectiva obra de expansión. Las referidas obras necesarias y urgentes deberán ser licitadas conforme a lo dispuesto en el artículo 95°, considerando un procedimiento simplificado y con los menores plazos posibles, de acuerdo con lo que disponga el reglamento.

El Coordinador o la empresa propietaria de la obra que es objeto de ampliación, según corresponda, en un plazo no superior a veinte días de recibidas las propuestas, deberán resolver la licitación y adjudicarán los derechos de ejecución y explotación del proyecto de obra nueva, o la adjudicación de la construcción y ejecución de las obras de ampliación, según corresponda, en conformidad a las respectivas bases.

Asimismo, comunicarán el resultado de la licitación a la respectiva empresa adjudicataria y se informará a la Comisión, a la Superintendencia y al Coordinador en el caso de obras de ampliación, respecto de la evaluación de los proyectos y de la adjudicación, conforme a los plazos y condiciones que establezca el reglamento.

Dentro de los cinco días siguientes a dicho informe, la Comisión remitirá al Ministro de Energía un informe técnico con los resultados de la licitación, incluyendo en el caso de las obras de ampliación el “valor anual de la transmisión por tramo” (V.A.T.T.) a remunerar a la empresa transmisora propietaria de dicha obra, con todos los antecedentes del proceso. Sobre la base de dicho informe técnico, el Ministerio dictará un decreto exento, expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, que fijará, tratándose de las obras nuevas:

- a) Los derechos y condiciones de ejecución y explotación de la obra nueva;
- b) La empresa adjudicataria;
- c) Las características técnicas del proyecto;
- d) La fecha de entrada en operación;
- e) El valor de la transmisión por tramo de la obra nueva, conforme al resultado de la licitación;
- f) Las fórmulas de indexación del valor señalado en la letra e) anterior; y
- g) La calificación de la obra nueva dentro de alguno de los segmentos definidos en el artículo 73°.

En el caso de las obras de ampliación, el decreto exento señalado en el inciso anterior fijará:

- a) El propietario de la o las obras de ampliación;
- b) La empresa adjudicataria encargada de la construcción y ejecución de la obra o las obras de ampliación;
- c) Las características técnicas del proyecto;
- d) La fecha de entrada en operación;
- e) El V.I. adjudicado;
- f) El A.V.I. determinado a partir del V.I. señalado en la letra anterior;
- g) El C.O.M.A. que corresponderá aplicar hasta el siguiente proceso de valorización,
- h) Las fórmulas de indexación del valor señalado en la letra e) y g) anteriores; y
- i) La calificación de la o las obras de ampliación dentro de alguno de los segmentos definidos en el artículo 73°.

El reglamento desarrollará las demás materias, requisitos, condiciones y procedimientos que sean necesarios para la debida y eficaz implementación de las disposiciones contenidas en este artículo.”.

33. Modifícase el artículo 92° en el siguiente sentido:

- a. Reemplázase, en el inciso primero, la expresión “el informe técnico definitivo de la Comisión a” por “cada uno de los informes técnicos definitivos de la Comisión a los”.
- b. Reemplázase, en el inciso primero, la palabra “anterior” por el guarismo “91°”.
- c. Reemplázase, en el inciso segundo, la palabra “sesenta” por “treinta”.
- d. Reemplázase, en el inciso segundo, la expresión “recibido el informe técnico definitivo” por “recibidos cada uno de los informes técnicos definitivos”.
- e. Intercálase, en el inciso tercero, la expresión “elaborará un informe de complejidad que” entre las expresiones “el Ministerio” y “considerará criterios”.

f. Reemplázase, en el inciso tercero, la expresión “la complejidad de su implementación” por “la dificultad de su implementación”.

34. Reemplázase en el inciso segundo del artículo 93°, la expresión “El estudio preliminar de franja deberá someterse” por “Además, el procedimiento para la determinación de franjas preliminares deberá someterse”.

35. Modifícase el artículo 94° en el siguiente sentido:

a. Reemplázase, en el inciso primero, la palabra “dictado” por “publicado”.

b. Reemplázase, en el inciso segundo, la expresión “El gravamen” por “El eventual gravamen”.

36. Sustitúyese el actual artículo 95° por el siguiente:

“Artículo 95°.- Licitación de Obras Nuevas y de Ampliación. Las licitaciones de obras de expansión deberán cumplir con los principios de no discriminación arbitraria, transparencia y estricta sujeción a las bases de licitación. La información correspondiente al resultado de estas licitaciones deberá ser de dominio público a través de un medio electrónico.

Las bases de licitación de las obras de expansión deberán especificar, a lo menos, las condiciones objetivas que serán consideradas para determinar la licitación, la información técnica y comercial que deberán entregar las empresas participantes, los requisitos técnicos y financieros que deberán cumplir los oferentes, los plazos, la descripción del desarrollo del proceso y de las condiciones de adjudicación, las características técnicas de las obras de transmisión, los procesos de auditoría de las obras, así como las demás materias que establezca el reglamento. Asimismo, las bases deberán contener las garantías de ejecución y operación de los proyectos y las multas por atraso en la entrada en operación del o los proyectos.

La Comisión podrá fijar el valor máximo de las ofertas de las licitaciones de las obras de expansión en un acto administrativo separado de carácter reservado, que permanecerá oculto hasta la apertura de las ofertas económicas respectivas, momento en el que el acto administrativo perderá el carácter reservado.

Corresponderá al Coordinador elaborar las bases y efectuar una licitación pública internacional de los proyectos de obras nuevas contenidos en los decretos señalados en el inciso segundo del artículo 92° y en el artículo 91° ter, si corresponde. El costo de la licitación será de cargo del Coordinador.

El Coordinador podrá agrupar una o más obras nuevas con el objeto de licitarlas y adjudicarlas conjuntamente.

Las obras de ampliación fijadas en el decreto a que hace referencia el inciso primero del artículo 92° y el artículo 91° ter, si corresponde, serán licitadas y adjudicadas por el propietario de la obra que es objeto de ampliación, quien deberá elaborar las bases de licitación en concordancia con lo establecido en el presente artículo, siendo también responsable de la supervisión y correcta ejecución de la misma, hasta su entrada en operación, debiendo garantizar el debido cumplimiento de estas obligaciones conforme a lo que disponga el reglamento. En caso de pluralidad de empresas propietarias, la licitación deberá efectuarse por el conjunto de ellas, considerando las respectivas prorratas señaladas en el decreto de expansión.

El propietario podrá agrupar una o más obras de ampliación con el objeto de licitarlas y adjudicarlas conjuntamente.

Previo al proceso de licitación de obras de ampliación y conforme a lo que establezca el reglamento, el Coordinador podrá verificar el alcance administrativo y técnico de las bases de licitación y su concordancia con lo establecido en el decreto señalado en el artículo 92° y en el artículo 91° ter, si corresponde, pudiendo instruir modificaciones a las bases. Asimismo, el Coordinador deberá monitorear las condiciones de competencia en los procesos de licitación de las obras de ampliación, conforme lo indicado en el artículo 72°-10.

El Coordinador o el propietario de la obra que es objeto de ampliación, según corresponda, deberá licitar nuevamente aquellas obras cuya licitación haya sido declarada desierta

En caso de que se licite nuevamente una obra de expansión respecto de la cual la Comisión haya fijado el valor máximo de la oferta de licitación, el Coordinador o el propietario de la obra, podrá solicitar a la Comisión el ajuste de dicho valor conforme a lo dispuesto en el reglamento.

En caso de que la licitación de una obra de expansión sea declarada desierta por segunda vez, el propietario de la obra que es objeto de ampliación o el Coordinador, según corresponda, deberá comunicarlo a la Comisión. La Comisión deberá resolver si es necesario persistir con la obra o sobre la necesidad de modificar las especificaciones de ésta originalmente establecidas en el proceso de planificación siguiente, según lo establecido en el reglamento.

En caso de término anticipado del contrato adjudicado para la ejecución de una obra de ampliación, el propietario de la obra que es objeto de ampliación será responsable de su ejecución en tiempo y forma, de acuerdo con lo establecido en las bases de licitación y en el decreto de adjudicación a que se refiere el artículo 96°. El propietario de la obra podrá, alternativamente,

tomar posesión inmediata de las obras por sí mismo o relicitar su ejecución; en este último caso, el adjudicatario original no podrá participar en la nueva licitación. Para la remuneración de dicha obra se considerará el V.I. adjudicado, sin perjuicio de que el propietario podrá solicitar la revisión de dicho valor mediante el mecanismo establecido en el artículo 99°.”.

37. Modifícase el artículo 96° en el siguiente sentido:

a. Intercálase, en el inciso primero, entre las expresiones “El Coordinador” y “en un plazo no superior”, la expresión “o las empresas propietarias de las obras que son objeto de ampliación, según corresponda,”.

b. Reemplázase, en el inciso primero, la palabra “deberá” por “deberán”.

c. Reemplázase, en el inciso primero, la palabra “adjudicará” por “adjudicarán”.

d. Intercálase, en el inciso primero, entre la expresión “conformidad a las” y la palabra “bases”, la palabra “respectivas”.

e. Elimínase, en el inciso primero, la expresión “Asimismo, se comunicará el resultado de la licitación a la empresa adjudicataria de la obra nueva respectiva y a las empresas transmisoras propietarias de las obras de ampliación, según corresponda, y se informará a la Comisión y a la Superintendencia respecto de la evaluación de los proyectos y de la adjudicación.”.

f. Incorpórase un inciso segundo, nuevo, pasando el actual inciso segundo a ser tercero y así sucesivamente, del siguiente tenor:

“Asimismo, comunicarán el resultado de la licitación a la respectiva empresa adjudicataria y se informará a la Comisión, a la Superintendencia y al Coordinador en el caso de obras de ampliación, respecto de la evaluación de los proyectos y de la adjudicación, conforme a los plazos y condiciones que establezca el reglamento.”.

g. Reemplázase, en el inciso segundo, que ha pasado a ser inciso tercero, la palabra “cinco” por “diez”.

h. Reemplázase, en el literal h) del inciso final, la expresión “del valor señalado en la letra g) anterior” por “de los valores señalados en las letras e) y g) anteriores”.

38. Modifícase el artículo 99° en el siguiente sentido:

a. Intercálase, en el inciso primero, entre las expresiones “el artículo 92°” y “serán adjudicadas”, la expresión “, y aquellas obras nuevas necesarias y urgentes que se excluyen del proceso de planificación de la transmisión conforme a lo dispuesto en el artículo 91° ter.”.

b. Intercálase, en el inciso tercero, entre las expresiones “el artículo 92°,” y “se resolverán”, la expresión “y aquellas obras de ampliación necesarias y urgentes que se excluyen del proceso de planificación de la transmisión conforme a lo dispuesto en el artículo 91° ter.”.

c. Incorpóranse los incisos sexto, séptimo y octavo, nuevos, que se indican a continuación, pasando el actual inciso sexto a ser el inciso noveno:

“En caso de término anticipado del contrato adjudicado para la ejecución de una obra de ampliación, el propietario de la o las obras de ampliación podrá solicitar a la Comisión la revisión del V.I. adjudicado que señale el decreto al cual se refiere el artículo 96° o 91° ter.

La solicitud deberá efectuarse de acuerdo a las reglas que se establecen en el presente artículo y en el reglamento, debiendo ser fundada, atendiendo a causas graves y calificadas no imputables al propietario de la obra de ampliación. Además, la solicitud deberá contener una propuesta de V.I. de la obra y expresar la metodología de cálculo, junto con todos los documentos que respalden dicho valor, así como el estado de avance físico y financiero de la obra.

La Comisión podrá solicitar un informe técnico al Coordinador que indique el estado de avance físico y financiero de la obra. Por su parte, el Coordinador podrá requerir información adicional al propietario de la obra para efectos del informe. La Comisión deberá emitir un informe pronunciándose respecto de la efectividad de las causales invocadas por el solicitante, y en caso de que estime procedente la modificación del V.I. adjudicado, de acuerdo a las consideraciones establecidas en el reglamento, deberá calcular el nuevo V.I. de la obra o las obras ampliación, y por consiguiente, el A.V.I y el V.A.T.T. En este último caso, la Comisión remitirá el respectivo informe al Ministerio de Energía para que se fije el nuevo V.I. de la o las obras de ampliación, el A.V.I y el V.A.T.T. mediante decreto exento expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”.

39. Modifícase el artículo 100° en el siguiente sentido:

a. Reemplázase, en el inciso primero, la expresión “líneas y subestaciones eléctricas” por “líneas, subestaciones eléctricas y sistemas de almacenamiento de energía.”.

b. Reemplázase, en el inciso tercero, la expresión “líneas y subestaciones eléctricas” por “líneas, subestaciones eléctricas y sistemas de almacenamiento de energía,”.

c. Reemplázase, en el inciso cuarto, la expresión “línea o subestación” por “línea, subestación o sistema de almacenamiento de energía”.

d. Reemplázase, en el inciso sexto, la expresión “líneas y subestaciones eléctricas” por “líneas, subestaciones eléctricas y sistemas de almacenamiento de energía”.

40. Modifícase el artículo 101° en el siguiente sentido:

a. Reemplázase, en el inciso primero, la expresión “líneas y subestaciones” por “líneas, subestaciones y sistemas de almacenamiento de energía”.

b. Reemplázase, en el inciso segundo, la expresión “líneas y subestaciones de transmisión” por “líneas, subestaciones de transmisión y sistemas de almacenamiento de energía”.

c. Reemplázase, en el inciso quinto, la expresión “líneas y subestaciones de transmisión” por “líneas, subestaciones de transmisión y sistemas de almacenamiento de energía”.

41. Intercálase, en el inciso segundo del artículo 102°, entre las expresiones “artículo 87°” y “serán consideradas”, la expresión “o del procedimiento dispuesto en el artículo 91° ter,”.

42. Modifícase el artículo 114° en el siguiente sentido:

a. Intercálase, en el inciso segundo, entre la expresión “artículo 112°” y el punto seguido que le sigue, la expresión “y de los pagos realizados por los medios de generación y sistemas de almacenamiento por el uso del sistema de transmisión zonal, según corresponda”.

b. Reemplázase, en el inciso cuarto, la palabra “existente” por la expresión “y los sistemas de almacenamiento de energía existentes”.

c. Intercálase, en el inciso cuarto, entre las expresiones “por los generadores” y “que inyecten”, la expresión “y titulares de sistemas de almacenamiento de energía”.

43. Modifícase el artículo 114° bis en el siguiente sentido:

a. Intercálase, en el inciso primero, después de la expresión “instalaciones de transmisión” y antes del punto seguido, la expresión “o existencia de ingresos tarifarios extraordinarios”.

b. Incorporáanse los siguientes incisos tercero, cuarto y quinto, nuevos, pasando el actual inciso tercero a ser sexto:

“En presencia de ingresos tarifarios extraordinarios, situación identificada cuando el ingreso tarifario mensual del sistema transmisión nacional supere el umbral definido en el reglamento, dicho exceso será reasignado por el Coordinador a las empresas generadoras que hayan presentado mayores diferencias de precio entre sus inyecciones y retiros de energía de acuerdo a lo establecido en el reglamento.

El reglamento establecerá las disposiciones para la debida coexistencia de ambos mecanismos de reasignación de ingresos tarifarios.

Para efectos del presente artículo se deberán excluir del cálculo las inyecciones fuera del orden económico u otras que establezca el reglamento.”.

44. Modifícase el artículo 115° en el siguiente sentido:

a. Reemplázase el literal b) del inciso primero por el siguiente:

“b) El cargo por uso de cada sistema de transmisión zonal se determinará en base a la diferencia entre el 50% del valor anual de los tramos correspondientes y los ingresos tarifarios reales disponibles del semestre anterior, dividida por la suma de la energía proyectada total a facturar a los suministros finales en dicho sistema para el mismo semestre. En caso de que existan medios de generación y sistemas de almacenamiento de energía conectados en redes de distribución que realicen pagos por el uso del sistema de transmisión zonal, dichos pagos también deberán ser descontados en la determinación del cargo por uso al que se refiere el presente literal;”.

b. Incorpórase el inciso segundo nuevo que se indica a continuación, pasando los actuales incisos segundo, tercero y cuarto a ser los nuevos incisos tercero, cuarto y quinto nuevos, respectivamente:

“El costo de las expansiones de la transmisión zonal que tengan por objetivo suministrar requerimientos de demanda presente o futura de clientes conectados a los respectivos sistemas de transmisión, y que además permitan el servicio y la operación de medios de generación y sistemas de almacenamiento conectados en redes distribución, será de cargo de los propietarios de dichos medios y sistemas y de los clientes, en la proporción que determine el reglamento, de acuerdo al uso que se les dé a dichas instalaciones y a las reglas de pago de la transmisión establecidas en el

presente artículo. Asimismo, el reglamento establecerá todas las materias necesarias para la debida aplicación de lo señalado en el presente inciso.”.

45. Modifícase el artículo 116° en el siguiente sentido:

a. Intercálase, en el inciso primero, entre las expresiones “centrales generadoras” y “existentes en los sistemas”, la expresión “y sistemas de almacenamiento de energía”.

b. Intercálase, en el inciso primero, entre la expresión “capacidad instalada de generación” y la coma que le sigue la expresión “y potencia equivalente de inyección de los sistemas de almacenamiento de energía”.

c. Reemplázase en el inciso primero, la expresión “Dicha proporción” por la expresión “La potencia equivalente de inyección será determinada conforme lo que establezca el reglamento. La proporción no utilizada, mencionada anteriormente,”.

d. Reemplázase en el inciso segundo, la palabra “existente” por la expresión “y de los sistemas de almacenamiento de energía existentes”.

e. Intercálase, en el inciso cuarto, entre las expresiones “centrales generadoras” y “conectadas a éstos”, la expresión “y sistemas de almacenamiento de energía”.

f. Intercálase, en el inciso cuarto, entre las expresiones “capacidad instalada de generación” e “y su ubicación”, la expresión “, la potencia de inyección equivalente de los sistemas de almacenamiento de energía”.

46. Reemplázase, en el inciso primero del artículo 130°, la expresión “estándares normales con límites máximos de variación que serán los que determinen los reglamentos” por la expresión “aquellos estándares establecidos en la normativa vigente”.

47. Agrégase el siguiente artículo 134° bis, nuevo:

“Artículo 134° bis.- En caso de que un suministrador sea suspendido de participar del balance de energía y potencia del sistema eléctrico por parte del Coordinador, dicho suministrador deberá efectuar el pago de una indemnización por concepto de incumplimiento de su servicio a la concesionaria de distribución con la cual mantiene un contrato para el abastecimiento de consumos de clientes sometidos a regulación de precios. Los montos cobrados por las concesionarias de distribución por este concepto, deberán reintegrarse a los clientes sometidos a regulación de precios a través de la fijación de precios a que se refiere el artículo 158°, de acuerdo a las condiciones que establezca el reglamento.

El monto de la indemnización señalada en el inciso precedente será calculado por la Comisión. Dicho cálculo se realizará considerando la proyección del efecto tarifario que la suspensión en el balance de energía y potencia del contrato respectivo tenga sobre los clientes regulados por un período de 12 meses siguientes a la referida suspensión, de acuerdo a los criterios que establezca el reglamento, y será informado por la Comisión al suministrador, a las concesionarias de distribución y a la Superintendencia. Adicionalmente, corresponderá cobrar una nueva indemnización por cada 12 meses cumplidos en que el suministrador se encuentre suspendido del balance de energía y potencia.

Si el suministrador que hubiese sido suspendido reingresara al balance de energía y potencia antes de cumplirse el período de 12 meses establecido en el inciso precedente, la Comisión, con ocasión de la fijación de precios a que se refiere el artículo 158º, determinará el monto de la indemnización a restituir al suministrador en base al período efectivamente suspendido del balance, de acuerdo a las condiciones, procedimiento y plazos que establezca el reglamento.

El suministrador que se encuentre suspendido de participar del balance de energía y potencia del sistema eléctrico por parte del Coordinador, no podrá reingresar al referido balance mientras no efectúe el pago total de la indemnización señalada en el presente artículo.”.

48. Modifícase el artículo 140º en el siguiente sentido:

a. Reemplázase, en el inciso primero, la expresión “presente ley” por la expresión “normativa vigente”.

b. Reemplázase, en el inciso primero, la expresión “de racionamiento” por la expresión “que un decreto de racionamiento o de emergencia energética así lo establezca,”.

49. Reemplázase, en el numeral 3 del artículo 162º, la expresión “demanda máxima” por la expresión “la potencia de punta”.

50. Modifícase el artículo 225º en el siguiente sentido:

a. Intercálase, en el literal a) del inciso primero la expresión “, sistemas de almacenamiento de energía” entre las expresiones “subestaciones eléctricas” e “y líneas de distribución”.

b. Reemplázase en el literal d) del inciso primero, la expresión “potencia máxima en la curva de carga anual” por la expresión “demanda eléctrica en el periodo de mayor exigencia de potencia en el año para el sistema eléctrico”.

Disposiciones Transitorias

Artículo primero transitorio.- Dentro del plazo de 30 días desde la publicación en el Diario Oficial de la presente ley, el Ministerio de Energía deberá solicitar al Tribunal de Defensa de la Libre Competencia la dictación de la resolución que se refiere el artículo 7° del decreto con fuerza de ley N° 4/20018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la ley general de servicios eléctricos, en materia de energía eléctrica, en adelante “Ley General de Servicios Eléctricos”.

Las modificaciones que la presente ley incorpora al artículo 7° de la Ley General de Servicios Eléctricos entrarán en vigencia a partir del momento en que la primera resolución del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia a que se refiere dicho artículo quede firme.

Artículo segundo transitorio.- El Ministerio de Energía deberá dictar o modificar los reglamentos para dar aplicación a lo dispuesto en la presente ley, dentro del plazo de un año contado desde su publicación en el Diario Oficial. Mientras los referidos reglamentos o modificaciones no entren en vigencia, dichas disposiciones se sujetarán a los plazos, requisitos y procedimientos que establece la presente ley y a las que se establezcan por resolución exenta de la Comisión Nacional de Energía, en adelante la Comisión, dentro de un plazo de 90 días de publicada la presente ley en el Diario Oficial. No obstante lo dispuesto anteriormente, se exceptúa de las materias contenidas en la resolución exenta de la Comisión, aquellas que se refieren en el artículo 72°-1 y 72°-13 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

La resolución exenta que dicte la Comisión a efectos de regular aquellas materias referidas a los ingresos tarifarios extraordinarios señalados en el artículo 114° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, deberá considerar como ingresos tarifarios extraordinarios aquellos que superen el 10% del Valor Anual de la Transmisión por Tramo del sistema de transmisión nacional.

Artículo tercero transitorio.- El propietario de la o las obras de ampliación que se encuentren adjudicadas a la fecha de la entrada en vigencia de la presente ley, cuyo contrato se haya terminado de forma anticipada, se regirá por las normas establecidas en el inciso final del artículo 95° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y podrá solicitar a la Comisión la revisión del valor de inversión adjudicado de acuerdo al mecanismo que establece el artículo 99° de la Ley General de Servicios Eléctricos y a lo dispuesto en la resolución que dicte la Comisión que establezca las reglas para la implementación de dicho mecanismo de revisión.

Artículo cuarto transitorio.- Los procesos de licitación de las obras de ampliación procedentes de planes de expansión publicados antes de la entrada

en vigencia de la presente ley, cuyo llamado a licitación hubiera sido convocado por el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante el Coordinador, antes de la entrada en vigencia de la misma, deberán continuar y adjudicarse por el Coordinador conforme al marco normativo existente hasta la entrada en vigencia de la presente ley. Los demás procesos de licitación de las obras de ampliación pendientes deberán ser convocados por los propietarios de las mismas en un plazo no mayor a nueve meses desde la publicación de esta ley en el Diario Oficial.

Artículo quinto transitorio.- El Ministerio de Energía deberá velar para que antes del 1° de enero del año 2030 todas las regiones del país cuenten con su respectivo plan estratégico de energía en regiones, definido en el nuevo artículo 84° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Artículo sexto transitorio.- La aplicación del principio establecido en el numeral 4 del artículo 72°-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos, sólo entrará en vigencia una vez que se dicte el reglamento que establecerá la metodología con que se deben considerar los principios dispuestos en aquel artículo.

Artículo séptimo transitorio.- La planificación energética de largo plazo vigente al momento de publicarse la presente ley en el Diario Oficial, mantendrá su vigencia para todos los efectos legales hasta la dictación del Plan Nacional de Energía establecido en los artículos 83° y siguientes de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Artículo octavo transitorio.- El proceso de planificación anual de la transmisión correspondiente al año 2023 no se regirá por las normas de la presente ley, manteniéndose vigentes a su respecto las disposiciones contenidas en la Ley General de Servicios Eléctricos.

Por su parte, las normas contenidas en los nuevos artículos 87° y siguientes de la Ley General de Servicios Eléctricos relativas a la planificación de la transmisión entrarán en vigencia a partir del 1 de enero de 2024, aun cuando las normas que hacen referencia al Plan Nacional de Energía no puedan ser aplicadas en tanto no se dicte el decreto a que se refiere el artículo 86° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Las normas que permitan la operación de este procedimiento, mientras no entre en vigencia el primer Plan Nacional de Energía, serán establecidas mediante resolución exenta de la Comisión Nacional de Energía dentro de los noventa días siguientes a la publicación en el Diario Oficial de la presente ley.

Artículo noveno transitorio.- Considerando los objetivos de eficiencia económica, seguridad de abastecimiento y condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común

para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo, la Comisión determinará una capacidad de infraestructura de Sistemas de Almacenamiento de Energía requerida por el Sistema Eléctrico Nacional. El dimensionamiento y definición de las características técnicas de la referida infraestructura deberán considerar los requerimientos futuros asociados a la planificación de la transmisión a que se refiere los artículos 87° y siguientes de la Ley General de Servicios Eléctricos.

La Comisión, dentro de los dos meses siguientes a la publicación de la presente ley en el Diario Oficial, deberá dictar una resolución exenta que contenga los antecedentes y la metodología utilizada para determinar el dimensionamiento de la infraestructura. Asimismo, en la resolución se deberán establecer, entre otros, la ponderación de los objetivos establecidos en el inciso anterior, y los plazos, formatos y, en general, los términos y condiciones conforme a los cuales los desarrolladores y promotores deberán informar a la Comisión sus proyectos de Infraestructura de Sistemas de Almacenamiento de Energía.

Dentro de los seis meses siguientes a la publicación de la presente ley en el Diario Oficial, la Comisión deberá publicar en su sitio web un informe técnico preliminar en el que defina, al menos, la capacidad de infraestructura requerida por el Sistema; los valores de inversión referenciales; las condiciones de aplicación del mecanismo de licitación; y los plazos para la ejecución de la infraestructura. Para la elaboración de su informe técnico, la Comisión podrá solicitar antecedentes y análisis al Coordinador.

Dentro del plazo de diez días contados desde la publicación del informe técnico preliminar, los interesados podrán presentar sus observaciones a la Comisión, la que, dentro de los quince días siguientes al vencimiento del plazo antes referido, emitirá y comunicará el informe técnico final, aceptando o rechazando fundadamente las observaciones planteadas, el que deberá ser publicado en su sitio web, en conjunto con las respuestas a las observaciones.

Sobre la base de los requerimientos contenidos en el informe técnico final a que se refiere el inciso anterior, la Comisión deberá realizar una licitación pública e internacional de infraestructura de Sistemas de Almacenamiento de Energía. Para estos efectos, la Comisión considerará el mecanismo de licitación que se describe a continuación:

1. Objeto. La licitación tendrá por objeto el diseño, construcción, operación y mantenimiento de la infraestructura de Sistemas de Almacenamiento de Energía, conforme a las características técnicas definidas por la Comisión.

2. Mecanismo de formulación y adjudicación de las ofertas. El proceso de licitación se resolverá considerando la evaluación económica de las ofertas presentadas por un Valor Anual de Infraestructura de Sistemas de

Almacenamiento (V.A.I.A.), cuyo monto se compondrá por una anualidad del valor de inversión (A.V.I.) y un costo anual de operación, mantenimiento y administración (C.O.M.A.).

3. Valor Máximo de la Licitación. La Comisión podrá fijar el valor máximo de las ofertas en un acto administrativo separado, de carácter reservado, que permanecerá oculto hasta la apertura de las ofertas económicas respectivas, momento en el que el acto administrativo perderá el carácter reservado.

4. Condiciones de Operación. La Infraestructura de Sistemas de Almacenamiento de Energía quedará sujeta a una operación centralizada de acuerdo con las instrucciones del Coordinador, conforme a la normativa vigente.

El oferente adjudicado tendrá derecho a percibir por la Infraestructura de Sistemas de Almacenamiento de Energía solamente un pago anual igual al V.A.I.A. ofertado, debidamente indexado de acuerdo con lo que se establezca en las bases de licitación. Dicho valor será remunerado por el período que se establezca en las bases de licitación, el que no podrá ser superior a 15 años, contados desde la entrada en operación de la respectiva infraestructura.

Dicha remuneración será financiada por la totalidad de los usuarios finales a través de un cargo de Infraestructura de Sistemas de Almacenamiento, el cual será incorporado al cargo único al que hace referencia el artículo 115° de la Ley General de Servicios Eléctricos. El cargo antes mencionado se determinará en base al cociente entre (x) el 50% del V.A.I.A., descontados los ingresos semestrales provenientes de otros mercados, tales como los provenientes de los respectivos balances de energía y potencia que perciba con arreglo a lo establecido en el artículo 149° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y (z) la suma de la energía proyectada total a facturar a los suministros finales del sistema interconectado para el mismo semestre.

La infraestructura de Sistema de Almacenamiento de Energía se encontrará a disposición del Coordinador para la prestación de los servicios complementarios, y deberá ser considerada como parte de los recursos técnicos disponibles en el informe anual que debe realizar el Coordinador de acuerdo con lo establecido en el artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos. A estos efectos, el Coordinador deberá operar la infraestructura de Sistema de Almacenamiento en concordancia con la operación más económica y de calidad del sistema, preservando la seguridad de servicio, y considerando las restricciones que tenga dicha infraestructura.

Para efectos de lo dispuesto en el artículo 150° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos, las inyecciones provenientes de la Infraestructura de Sistemas de Almacenamiento de Energía deberán ser consideradas de

acuerdo con las disposiciones establecidas en el reglamento. Con todo, los retiros de energía desde el sistema eléctrico efectuados para el proceso de almacenamiento estarán destinados exclusivamente para efectos de sus inyecciones, y no podrán ser destinados a la comercialización con empresas distribuidoras o clientes libres.

Concluido el período de remuneración fijado en las bases de licitación, la Infraestructura de Sistemas de Almacenamiento de Energía podrá participar en los mercados habilitados para los Sistemas de Almacenamiento de Energía, conforme a las normas que se encuentren vigentes.

No podrán participar en la licitación a que se refiere el presente artículo aquellos proyectos que se encuentren declarados en construcción a la fecha de emisión del informe técnico preliminar, o comprometidos en las licitaciones de suministro para clientes regulados a que hace referencia el artículo 131° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

La Comisión deberá diseñar, coordinar y dirigir la realización de la licitación de la infraestructura de Sistemas de Almacenamiento de Energía. A estos efectos, dentro del plazo de treinta días contados desde la publicación del informe técnico final, el Coordinador deberá remitir a la Comisión una propuesta de bases de licitación que considere los contenidos del referido informe, el cumplimiento de la normativa vigente que resulte aplicable a la Infraestructura de Sistema de Almacenamiento de energía que es objeto de licitación, los criterios de evaluación de las ofertas y de selección del o los adjudicatarios, y todas las demás materias necesarias para la debida ejecución de la licitación.

La Comisión, dentro del plazo de 15 días de recibida conforme la propuesta del Coordinador, deberá elaborar las bases de licitación las que serán aprobadas mediante resolución exenta, pudiendo disponer que el proceso de licitación sea implementado por el Coordinador, conforme a los procedimientos internos de dicho organismo. Con todo, la evaluación de las ofertas y adjudicación de la Infraestructura de Sistemas de Almacenamiento de Energía serán efectuadas por la Comisión, de conformidad a lo establecido en las bases de licitación, en un plazo no superior a sesenta días de recibidas las ofertas.

Resuelta la adjudicación de la licitación, la Comisión deberá elaborar, dentro del plazo de quince días, un informe que contenga el acta de adjudicación del proceso y toda la información necesaria para la elaboración del decreto a que se refiere el inciso siguiente, considerando, al menos, el V.A.I.A., los plazos constructivos, la fecha de entrada en operación, y, la descripción y características técnicas de la Infraestructura de Sistemas de Almacenamiento de Energía.

Sobre la base de dicho informe, el Ministerio dictará, en un plazo de quince días, un decreto supremo, expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, que fijará las obras de Infraestructura de Sistemas de Almacenamiento de Energía adjudicadas, y contendrá, como mínimo, su individualización y características, el V.A.I.A. de cada obra y sus fórmulas de indexación, la empresa responsable de su ejecución, el plazo en que deba iniciarse su construcción, y, el plazo de entrada en operación de la respectiva obra.

En caso de que la referida licitación se declare desierta o parcialmente desierta, la Comisión, previa aprobación del Ministerio, deberá realizar un nuevo proceso de licitación, el que en todo caso deberá ajustarse a las disposiciones contenidas en el presente artículo.”.

- - -

ACORDADO

Acordado en sesiones celebradas los días 12 de julio de 2023, con la asistencia de la Honorable Senadora señora Luz Ebensperger Orrego (Presidenta), y de los Honorables Senadores señores Juan Luis Castro González, José Miguel Durana Semir, Rafael Prohens Espinosa y Jaime Quintana Leal; 19 de julio de 2023, con la asistencia de la Honorable Senadora señora Luz Ebensperger Orrego (Presidenta), y de los Honorables Senadores señores Juan Luis Castro González, José Miguel Durana Semir, Rafael Prohens Espinosa y Jaime Quintana Leal; 23 de agosto de 2023, con la asistencia de la Honorable Senadora señora Luz Ebensperger Orrego (Presidenta), y de los Honorables Senadores señores Juan Luis Castro González, José Miguel Durana Semir, Rafael Prohens Espinosa y Jaime Quintana Leal; 13 de septiembre de 2023, con la asistencia de la Honorable Senadora señora Luz Ebensperger Orrego (Presidenta), y de los Honorables Senadores señores Juan Luis Castro González y Jaime Quintana Leal; 27 de septiembre de 2023, con la asistencia de los Honorables Senadores señores José Miguel Durana Semir (Presidente accidental), Juan Luis Castro González, Rafael Prohens Espinosa y Jaime Quintana Leal; 15 de noviembre de 2023, con la asistencia del Honorable Senador señor José Miguel Durana Semir (Presidente), de la Honorable Senadora señora Luz Ebensperger Orrego, y de los Honorables Senadores señores Juan Luis Castro González, Rafael Prohens Espinosa y Jaime Quintana Leal, y 29 de noviembre de 2023, con la asistencia del Honorable Senador señor José Miguel Durana Semir (Presidente), de la Honorable Senadora señora Luz Ebensperger Orrego, y de los Honorables Senadores señores Juan Luis Castro González, Rafael Prohens Espinosa y Jaime Quintana Leal.

Sala de la Comisión, a 5 de diciembre de 2023.

Julio Cámara Oyarzo
Abogado Secretario de la Comisión

RESUMEN EJECUTIVO

INFORME DE LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA, RECAÍDO EN EL PROYECTO DE LEY, EN PRIMER TRÁMITE CONSTITUCIONAL, QUE MODIFICA LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS, EN MATERIA DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA QUE POSICIONA A LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA COMO UN SECTOR HABILITANTE PARA LA CARBONO NEUTRALIDAD (BOLETÍN N° 16.078-08).

- I. **OBJETIVO DEL PROYECTO PROPUESTO POR LA COMISIÓN:** acelerar la participación de las energías renovables y limpias en la matriz eléctrica nacional, mediante un mayor despliegue de infraestructura de transmisión eléctrica, y así, habilitar el cumplimiento de las metas climáticas y ambientales establecidas en la Ley Marco de Cambio Climático.
- II. **ACUERDOS:** aprobado en general por mayoría. (4x1 abstención).
- III. **ESTRUCTURA DEL PROYECTO APROBADO POR LA COMISIÓN:** consta de artículo único y de nueve artículos transitorios.
- IV. **NORMAS DE QUÓRUM ESPECIAL:** no tiene.
- V. **URGENCIA:** "Suma".
- VI. **ORIGEN E INICIATIVA:** Senado. Mensaje de Su Excelencia el señor Presidente de la República.
- VII. **TRÁMITE CONSTITUCIONAL:** primero.
- VIII. **INICIO TRAMITACIÓN EN EL SENADO:** 10 de julio de 2023.
- IX. **TRÁMITE REGLAMENTARIO:** primer informe, en general.
- X. **LEYES QUE SE MODIFICAN O QUE SE RELACIONAN CON LA MATERIA:** DFL N°244 Ley General de Servicios Eléctricos, Ley N° 21.455, Ley Marco de Cambio Climático, Ley N° 21.185 que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas, del año 2019, y Ley N° 21.472 que crea un fondo de estabilización de tarifas y establece un nuevo mecanismo de estabilización transitorio de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios, del año 2022.

Valparaíso, a 5 de diciembre de 2023.

Julio Cámara Oyarzo
Abogado Secretario de la Comisión

ÍNDICE

OBJETIVO DEL PROYECTO.....	1
CONSTANCIAS.....	2
ASISTENCIA.....	2
ANTECEDENTES DE HECHO.....	4
ASPECTOS CENTRALES DEL DEBATE.....	12
DISCUSIÓN EN GENERAL.....	12
TEXTO DEL PROYECTO DE LEY.....	78
ACORDADO.....	112
RESUMEN EJECUTIVO.....	113