

INFORME DE LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA RECAÍDO EN EL PROYECTO DE LEY QUE IMPULSA LA PARTICIPACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL.

Boletín N° 14.755-08

HONORABLE CÁMARA:

La Comisión de Minería y Energía viene en informar, en primer trámite constitucional y primero reglamentario, el proyecto de ley individualizado en el epígrafe, originado en mensaje del ex Presidente de la República Sebastián Piñera Echenique, sin urgencia.

Durante el análisis de esta iniciativa legal la Comisión contó con la asistencia del Ministro de Energía, señor Diego Pardow Lorenzo; de la Directora de la Fundación Chile Sustentable, señora Sara Larraín Ruiz-Tagle; de la Presidenta de la Asociación Chilena de Energía Solar, ACESOL A.G., señora Bárbara Yáñez Barbieri; del Director de ACESOL A.G., señor José Luis Opazo Bunster; del Presidente del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional, señor Juan Carlos Olmedo Hidalgo; del Director Ejecutivo del Coordinador Eléctrico Nacional, señor Ernesto Huber Jara; de la Directora Ejecutiva de la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento, ACERA A.G., señora Ana Lía Rojas Loyola y del Presidente Ejecutivo de la Asociación Gremial de Generadoras de Chile, señor Claudio Seebach Speiser.

I.- IDEA MATRIZ O FUNDAMENTAL DEL PROYECTO.

La idea matriz del proyecto es acelerar la participación de las energías renovables en la matriz eléctrica mediante el aumento de las metas de generación a gran escala, el establecimiento de un sistema de trazabilidad del carácter renovable de la energía e incentivos a la generación distribuida.

II.- CONSTANCIAS REGLAMENTARIAS.

Para los efectos de lo establecido en los números 2°, 4°, 5° y 7° del artículo 302 del Reglamento de la Corporación, la Comisión dejó constancia de lo siguiente:

1.- Normas de quórum especial

El proyecto de ley no contiene normas de carácter orgánico constitucional o de quórum calificado.



Firmado electrónicamente

<https://extranet.camara.cl/verificardoc>

Código de verificación: 986DF343734E3C31

2.- Artículos que deban ser conocidos por la Comisión de Hacienda

El artículo tercero transitorio del proyecto de ley aprobado por la Comisión debe ser conocido por la Comisión de Hacienda, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 226 del Reglamento de la Corporación.

3.- Aprobación general del proyecto de ley

El proyecto fue aprobado en general por la **unanimidad** de los diputados presentes **(8-0-0)**, con los votos de los diputados Álvaro Carter, Andrés Celis, Gonzalo De la Carrera, Diego Ibáñez, Christian Matheson, Jaime Mulet, Marco Antonio Sulantay y Sebastián Videla.

4.- Artículos e indicaciones rechazados por la Comisión

a.- De la diputada Marcela Riquelme y de los diputados Diego Ibáñez, Jaime Mulet y Nelson Venegas, para reemplazar el numeral 1), por el siguiente:

“1) Información respecto al seguimiento y registro de cada megawatt hora generado mediante medios de generación renovable e inyectado al sistema eléctrico desde su origen y hasta su consumo por parte de los clientes finales; como asimismo el registro de cada megawatt vertido, especificándose las causas de su vertimiento.”

La indicación se entiende rechazada por ser incompatible con lo aprobado, en virtud de lo prescrito en el artículo 296 del Reglamento de la Corporación.

b.- De la diputada Marcela Riquelme y de los diputados Diego Ibáñez, Jaime Mulet y Nelson Venegas:

a) Para reemplazar en el literal a) el guarismo “40” por “60”.

b) Para reemplazar en el literal b) el guarismo “30 %” por “50%”.

Las indicaciones se entienden rechazadas por ser incompatible con lo aprobado, en virtud de lo prescrito en el artículo 296 del Reglamento de la Corporación.

c.- De la diputada Marcela Riquelme y de los diputados Diego Ibáñez, Jaime Mulet y Nelson Venegas, para sustituir en el artículo 2º, numeral 2) la frase final, por el siguiente texto:

“Para los contratos firmados con posterioridad al 1º de enero de 2022 la obligación aludida será de 20% al año 2022, con incrementos de 5% a partir del año 2023 para llegar al 60% el año 2030.”

La indicación de la diputada Riquelme y de los diputados Ibáñez, Mulet y Venegas se entiende rechazada por ser incompatible con lo aprobado, en virtud de lo prescrito en el artículo 296 del Reglamento de la Corporación.

d.- De la diputada Marcela Riquelme y de los diputados Diego Ibáñez, Jaime Mulet y Nelson Venegas, para sustituir en el artículo 2º, numeral 3) la oración final del inciso quinto, nuevo, por el siguiente texto:

“Esta obligación será de 10% el año 2022 con incrementos del 5% a partir del año 2023 hasta llegar al 50% el año 2030.”

La indicación de la diputada Riquelme y de los diputados Ibáñez, Mulet y Venegas se entiende rechazada por ser incompatible con lo aprobado, en virtud de lo prescrito en el artículo 296 del Reglamento de la Corporación.

e.- Del Ejecutivo:

Para reemplazar el artículo segundo transitorio por el siguiente:

“Artículo segundo transitorio.- Las obligaciones relativas al estudio al que se refiere el artículo 149º sexies, incorporado por el artículo 1º de la presente ley al decreto con fuerza de ley N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos, sólo serán aplicables en forma posterior a la publicación del respectivo reglamento, debiendo las concesionarias de servicio público de distribución ejecutarlo en los plazos que establezca ese reglamento.

Asimismo, las disposiciones incorporadas por el artículo 149º septies inciso quinto serán aplicables en forma posterior a la publicación del reglamento respectivo.”.

La indicación presentada por el Ejecutivo, se entiende rechazada por ser incompatible con lo, en virtud de lo prescrito en el artículo 296 del Reglamento de la Corporación.

5.- Diputado informante

Se designó como informante a la diputada **Yovana Ahumada Palma**.

III.- ANTECEDENTES DEL PROYECTO.

A. Antecedentes.

Sostiene el mensaje que el cambio climático exige la transformación acelerada de la matriz energética. El sector de energía es el responsable del 77% de las emisiones de gases de efecto invernadero (en adelante, “GEI”) a nivel nacional¹, por lo que es el protagonista de los esfuerzos de mitigación que Chile se ha fijado para ser carbono neutral a 2050.

Dentro del sector energía, se identifican cuatro áreas temáticas en las que se puede avanzar para alcanzar las mencionadas mitigaciones: la matriz de la generación eléctrica, hidrógeno verde, electromovilidad y en eficiencia energética.

Recuerda el Ejecutivo que el 13 de febrero de 2021, se publicó la ley N° 21.305 sobre Eficiencia Energética cuyo objeto es promover el uso racional y eficiente de los recursos energéticos, por cuanto la eficiencia energética es la forma más segura, económica y sustentable de cubrir nuestras necesidades energéticas. El presente proyecto de ley identifica nuevas oportunidades que existen en la matriz de generación eléctrica para avanzar por medio de ellas hacia la carbono neutralidad.

En cuanto a la matriz de generación eléctrica, agrega el mensaje que la mayoría de los procesos productivos del país obtienen su energía desde los sistemas eléctricos, por eso una reducción de las emisiones de GEI emanados de la generación eléctrica, permite limpiar una gran parte de la economía.

A modo de contexto, en los últimos treinta años la composición de la generación eléctrica ha variado importantemente. Así, nuestro sistema eléctrico pasó de tener una participación promedio de la hidroelectricidad de más de un 60% en la década de los noventa, a apenas un 27% en 2020. Además, el aumento de la demanda eléctrica de los últimos treinta años, como consecuencia del crecimiento económico del país, ha sido abastecida principalmente por fuentes fósiles. En efecto, si bien a comienzos de los 2000 el precio del gas argentino permitió suplir la mayor demanda eléctrica, la crisis derivada del cese de estos envíos obligó a usar intensivamente el diésel, más costoso, hasta que entraron en operación los terminales de regasificación de gas natural licuado (en adelante, “GNL”) en Quintero y Mejillones. En esta misma época se desarrollaron también una serie de nuevas centrales a carbón, que en la década pasada fueron protagonistas de nuestro sistema, particularmente en escenarios de años hidrológicamente secos.

Sin embargo, a mediados de la última década, comenzó la irrupción de las Energías Renovables No Convencionales (en adelante, “ERNC”), que han abierto un nuevo capítulo en la historia energética de Chile. En efecto, las tecnologías de generación a partir de ERNC, como la energía solar fotovoltaica y eólica, se han tornado más competitivas que las tecnologías de generación convencionales, como las plantas a carbón, gas natural, hidroeléctricas. Esto, debido principalmente a importantes caídas en los costos de inversión, modularidad de los proyectos y menores tiempos de desarrollo.

¹ Fuente: Inventario Nacional de Emisiones 2020, Ministerio de Medio Ambiente.

Por esto, en Chile y el mundo han proliferado los proyectos de generación a partir de energía solar y eólica, sin la necesidad de subsidios por parte del Estado. En efecto, durante el año 2021 se inaugurarán en Chile centrales solares y eólicas por la misma magnitud que lo que se ha construido en toda nuestra historia, desde que se construyó la primera central eólica, el 2007, hasta el 2020. Es decir, se duplicará la capacidad de ERNC en sólo un año.

La cantidad de proyectos en evaluación ambiental y en otras etapas de desarrollo, sugiere que, en los años venideros, se mantendrá este ritmo acelerado de incorporación de estas tecnologías a la matriz. En efecto, de conformidad al reporte de proyectos en Construcción e Inversión en el Sector Energía del mes de agosto del 2021, de la División de Desarrollo de Proyectos del Ministerio de Energía, al 31 de agosto del 2021 existen 274 proyectos de generación a nivel nacional en calificación, equivalentes a 14.084 megawatts y a una inversión de USD 16.230 millones, y los principales aportes en términos de capacidad e inversión provienen de tecnologías solar y eólica (SEA 2021), distribuidos en la forma que muestra el siguiente gráfico:

Capacidad de centrales de generación en calificación en el SEIA en MW según tecnología al 31 de agosto de 2021



Fuente: Elaboración propia sobre la base de SEA (2021).

Hace presente el mensaje que Chile es un país rico en recursos renovables; que tiene potencial renovable por una capacidad equivalente a 70

veces la capacidad instalada actual del Sistema Eléctrico Nacional², con lo que se podrá suministrar gran parte de nuestra electricidad a futuro a partir de fuentes no contaminantes.

Esto constituye una excelente oportunidad para avanzar en la meta de retirar y reemplazar la generación a carbón.

Además, la disminución de los costos de suministro de energía eléctrica, producto de la masificación de las ERNC, permitirá aumentar la eficiencia de gran parte de nuestras actividades económicas.

Junto con lo anterior, la sustitución de tecnologías de generación eléctrica a partir de combustibles fósiles, por tecnologías renovables, permitirá reducir importantemente las importaciones, ya que aproximadamente el 70% de la energía total³ consumida en el país proviene de combustibles fósiles, la mayoría de los cuales son importados⁴. Esto se traduce en una mayor independencia energética de nuestra matriz.

Agrega que se asiste a una masificación de tecnologías de generación de ERNC que no solo nos permite descarbonizar nuestra economía sino también aumentar nuestra autonomía energética.

Nuestro país ya reparó en esta oportunidad, y el 2008 se aprobó la ley N° 20.257, que obligó a las empresas generadoras eléctricas a comercializar un 10% de energía proveniente de fuentes renovables no convencionales, fueran propias o contratadas, a partir del 1 de enero del año 2010, de acuerdo a la siguiente gradualidad: comenzó con un 5% entre los años 2010 y 2014, el que fue aumentando en 0,5% desde 2015 hasta llegar a 10% el año 2024. El incumplimiento de esta obligación impuso un cargo de 0,4 UTM por cada megawatts hora (en adelante, "MWh") de ERNC no acreditado, con un aumento de 0,6 UTM en el caso de empresas que reincidan en incumplimiento. En octubre del 2013 se publicó la ley N° 20.698 que modificó la meta de incorporación de ERNC a los sistemas interconectados, con una gradualidad que obligó a tener 12% al año 2020, hasta 20% el año 2025 de energía producida con estas tecnologías. Sin embargo, no se estableció un mecanismo que permita trazar el carácter renovable de la energía eléctrica desde la generación hasta el consumo.

El proyecto de ley que se propone no solo identifica oportunidades en el impulso de la generación renovable a gran escala, sino también a pequeña escala, es decir, la generación distribuida.

Hasta ahora, el país ha dado los siguientes pasos en esta materia: el 22 de marzo del 2012 se publicó la ley N° 20.571, que estableció para los clientes con tarifas reguladas que posean medios de generación con energías renovables, el derecho a inyectar a la red los excedentes de energía generada que no consuman

² Se refiere a la suma del recurso eólico, solar, hidroeléctrico y geotérmico aún no explotado en el territorio nacional. Fuente: Cálculo de Potencial Renovable, Ministerio de Energía, 2019.

³ Corresponde a electricidad más otros sectores de energía como combustibles sólidos, líquidos, entre otros.

⁴ Fuente: Ministerio de Energía, 2018.

en un momento dado, a que estos excedentes se valoricen por la empresa distribuidora al mismo precio de energía que cobra por los consumos, para descontarlos de la cuenta de la luz y, eventualmente, a participar en los balances económicos del mercado eléctrico, tanto de energía como de potencia.

Posteriormente, el 17 de noviembre de 2018 se publicó la ley N° 21.118, que promueve el desarrollo de la generación distribuida permitiendo proyectos de mayor tamaño, hasta 300 kilowatts (en adelante, “kW”) y nuevos mecanismos además de proyectos individuales, como por ejemplo proyectos con traspasos remotos o de propiedad conjunta.

B. Fundamentos.

Enfatiza el mensaje que resulta fundamental destacar que la generación distribuida beneficia a todos los usuarios del Sistema Eléctrico Nacional porque produce importantes ahorros asociados a la red de transmisión, al reducirse la pérdida de energía en las redes y, a futuro, al disminuir la necesidad de infraestructura de transmisión debido a que la producción se ubica exactamente en los lugares de consumo, y por tanto no requiere de ser transportada por la red de transmisión para llegar hasta los usuarios. Además, produce menor impacto ambiental y permite a los usuarios finales ahorrar.

En países como Alemania, casi la totalidad de las energías renovables - que alcanzan una participación mayor al 40%- corresponden a medios de generación distribuida. En Chile, en cambio, las leyes mencionadas sólo han permitido alcanzar una capacidad aproximada de 90 MW en generación distribuida para autoconsumo, de acuerdo a las declaraciones realizadas ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y aproximadamente 1.400 MW de generación distribuida para comercialización, de acuerdo a los proyectos en operación informados por la Comisión Nacional de Energía y el Coordinador Eléctrico Nacional, equivalentes al 6% de la capacidad total de nuestro sistema eléctrico.

Esto, debido a la existencia de barreras importantes para el desarrollo de la generación distribuida, especialmente para proyectos de menor tamaño que pueden ser utilizados en viviendas. Una de las más importantes, es el proceso de conexión de estos equipamientos a la red eléctrica, que actualmente requiere de varias etapas que prolongan el tiempo para que los usuarios puedan empezar a aprovechar sus equipos de generación. Otra, es la falta de reconocimiento, a quienes instalan este tipo de proyectos, de los beneficios que entrega la generación distribuida a la red eléctrica.

Por tanto, el diagnóstico que inspira este proyecto de ley es que, de no establecerse incentivos que permitan superar estas barreras, el desarrollo de la generación distribuida será paulatino y a una tasa de crecimiento baja, lo que podría comprometer el cumplimiento de los compromisos ambientales del país en términos de reducción de emisiones y de alcanzar la carbono neutralidad.

C. Objetivos.

Con la presente iniciativa se busca acelerar la participación de las energías renovables en la matriz eléctrica mediante:

- a) El aumento de las metas de generación a gran escala.
- b) El establecimiento de un sistema de trazabilidad del carácter renovable de la energía.
- c) Incentivos a la generación distribuida.

D. Contenido.

El presente proyecto de ley consta de dos artículos permanentes y tres disposiciones transitorias, que proponen las siguientes medidas:

1. Cuota de 40% de ERNC al 2030.

Se aumenta la obligación de las empresas generadoras de electricidad de comercializar al menos un 40% de ERNC al 2030.

Adicionalmente, dada la variabilidad que puede tener la generación renovable, especialmente aquella proveniente de recursos variables como el sol y el viento, es necesario incorporar exigencias que motiven a los actores del sector a buscar soluciones para gestionar esta energía y permita suministrar la demanda en todo momento del día. Para ello, se establece una obligación de las empresas generadoras de electricidad de comercializar al menos en un 30% de ERNC al 2030 en cada bloque temporal dentro del día. De este modo, se evita que toda la generación renovable se genere sólo en algunas horas, sino que en todo momento del día se cuente con energía renovable para abastecer a la demanda.

2. Trazabilidad renovable.

Se establece la obligación del Coordinador Eléctrico Nacional de contar con sistemas de información para el seguimiento y registro de trazabilidad de la energía eléctrica que se comercializa en el Sistema Eléctrico Nacional. Esto permitirá a la ciudadanía, por ejemplo, conocer qué proporción de la energía eléctrica que utiliza cierto consumo industrial proviene de origen renovable. Dicho de otra forma, permite trazar la electricidad desde la generación al consumo.

3. Incentivo a la generación distribuida.

- a) Reconocer el beneficio de la generación distribuida en ahorros en transmisión.

Dado que la generación distribuida beneficia a todos los usuarios, porque, al reducirse las pérdidas de energía en las redes y al disminuir la necesidad de infraestructura de transmisión, se producen importantes ahorros, se modifica el decreto con fuerza de ley N° 4/20018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, para que los usuarios que cuenten con sistemas de generación distribuida reciban un descuento en sus cargos por transmisión.

b) Facilitar el procedimiento de conexión de la generación distribuida.

Se modifica la forma en que la generación distribuida se conecta al sistema, ya no siendo responsabilidad de sus propietarios pagar directamente las obras adicionales que permitan esta conexión, lo que actualmente implica realizar estudios detallados que toman varios meses de tramitación, sino que exista una tarificación de estos costos de conexión, de modo que el proceso de conexión sea más expedito que la situación actual.

IV.- DISCUSIÓN Y VOTACIÓN GENERAL DEL PROYECTO.

A. Presentación.

1) El Ministro de Energía, señor Diego Pardow, inició su intervención mencionando que el día de ayer, 25 de octubre de 2022, marcó un hito en la historia del país, porque por primera vez en la historia -en el acumulado de un año de energía despachada- la suma de la energía solar, fotovoltaica y eólica superó la participación de la energía generada sobre la base del carbón, en una relación de 29% - 27%. Ello, es producto de una política de varias décadas que muestra el compromiso del Estado de Chile con el fomento de las energías renovables (ER), con un impacto importante en la sostenibilidad de la matriz energética, en el precio (son más baratas que las energías fósiles) y muestra independencia estratégica (las energías renovables están repartidas a lo largo del planeta), contando el país con abundancia de ellas.

Respecto de la iniciativa, expuso apoyado en una presentación⁵.

Señaló que el proyecto de ley se encuentra dirigido a objetivos específicos que tienen que ver con el impulso de:

- Los medios energéticos distribuidos.
- Establecer cuotas mínimas para las energías renovables.

En cuanto al contexto de esta iniciativa, comentó que el sector energía es el responsable del 77% de las emisiones de gases de efecto invernadero a

⁵ https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=263054&prmTipo=DOCUMENTO_COMISION

nivel nacional, de ellos aproximadamente la mitad corresponde al sector eléctrico y la otra mitad a otro tipo de sectores que utilizan energía.

El proyecto de ley busca potenciar la penetración de energías renovables de pequeña (medios energéticos distribuidos) y de gran escala (cuotas). Ambos elementos son una condición habilitante para el avance en el proceso de descarbonización y transición energética de Chile, aseguró.

Lo que une los dos objetivos anteriores, es la misión hacia la descarbonización y transición energética. Además, de que permite incrementar la autonomía de los productores de combustibles fósiles internacionalmente, por un lado; y, por otro, aumentar pequeños medios de generación distribuidos que entregan autonomía a las comunidades locales respecto de los grandes centros de generación. Esta mayor autonomía y sustentabilidad se traduce en una reducción del impacto ambiental y un importante ahorro al consumidor final.

Sostuvo que la iniciativa se apoya en dos pilares y un elemento habilitante. El primero es de las metas de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) que consiste en establecer una meta global de 40% de energías renovables al 2030 y, a su vez, una cuota mínima de 30% por bloque horario anual, que se ejecutará a través de un régimen transitorio gradual que busca incentivar o facilitar el surgimiento e inversión en energías renovables ya sea por la vía de inversión de un mercado de certificados verdes y de almacenamiento o porque los generadores de energías fósiles van a desarrollar proyectos de energía renovable en sus portafolios para cumplir con las cuotas.

El otro pilar, es el de generación distribuida donde la iniciativa propone un cambio en el umbral, pero también introduce una modificación en la manera de calcularlos. Se pone un techo para las inyecciones de hasta 500 kW como máximo, independiente de la potencia. Actualmente, el umbral es más pequeño y se calcula con respecto a la capacidad instalada. De igual modo, el proyecto regula el costo de conexión que hoy constituye la principal barrera de entrada que enfrentan los consumidores que deciden invertir en este tipo de tecnología.

A continuación, ahondó en relación a las cuotas o primer pilar, explicando que para incentivar el desarrollo de las energías renovables y entregar una señal de mercado que favorezca la inversión de ERNC se incrementará la cuota global anual que deben acreditar los suministradores (quienes tengan contratos y realicen retiros del sistema) a 40% y, a su vez, a un 30% la cuota por bloque horario, que solo afectará a los nuevos contratos y se hará de modo progresivo hasta el 2030. Es decir, se busca implementar una señal de mercado fuerte que no signifique desincentivos a la inversión.

Para explicar cómo funciona el sistema de cuotas, realizó un símil con el funcionamiento del sistema eléctrico donde hay diversos roles. Uno de ellos es el rol del vendedor (típicamente realizado por las generadoras y -a partir de la publicación de la ley- los sistemas de generación de consumo adoptarán ese rol) que tendrán una obligación global anual de 40%, es decir, cada uno los

vendedores deberán cumplir con que un 40% de sus ventas anuales correspondan a ERNC, y conjuntamente en cada uno de los bloques horarios (que actualmente son seis de cuatro horas cada uno, sin perjuicio de que en el futuro podría verse modificado porque queda en manos del reglamento fijarlos) tiene que tener un 30% por bloque horario. Acotó que esta última condición es la que impone una mayor exigencia porque obliga a que los bloques horarios nocturnos tengan un 30% de ERNC al final de un año calendario.

Lo anterior, podría generar dos tipos de movimientos y ambos positivos para la industria de las ERNC. Por ejemplo, una empresa generadora que hoy tiene la mayor parte de sus activos de generación con combustibles fósiles ya sea centrales de ciclo combinado de gas natural, centrales carboneras o centrales a diésel puede optar para cumplir con la cuota exigida entre comprar certificados a otras empresas como una empresa eólica o bien incorporando dentro de su portafolio activos de generación de energías renovables no convencionales. En ambos casos, se mejoran las posibilidades de inversión en proyectos renovables y entrega una fuerte señal de mercado para invertir en ERNC, afirmó.

Sin embargo, para que lo anterior ocurra es necesario un elemento habilitante consistente en un sistema de trazabilidad de la energía, que explicó - para una mejor comprensión- del siguiente modo: un electrón no se puede pintar de verde o negro, según de donde provenga, pero si se puede generar un certificado para identificar cómo está despachando cada vendedor. En otras palabras, no se pueden pintar electrones, pero si los contratos. Luego, el sistema pinta o hace trazabilidad a los contratos.

Hoy este sistema de trazabilidad ya existe, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) lo ha implementado en la plataforma denominada RENOVA, pero con la iniciativa se establece esta obligación de mantener un sistema de seguimiento y registro de energía a nivel legal, de tal manera que el Coordinador tenga la obligación de llevarlo y proveerlo como bien público y exista solo uno, evitándose la existencia de sistemas de certificación paralelos.

Volviendo al segundo pilar o medios energéticos distribuidos, se detuvo para explicar que los proyectos de Net Billing no son lo mismo que los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), expresó -retomando la idea de roles- porque precisamente lo que diferencia a uno del otro es el rol que cumplen.

Los PMGD tiene el rol de vendedores, es decir, inyectan electricidad al sistema. En cambio, los proyectos de Net Billing se conciben bajo la mirada del autoconsumo, es decir, generan electricidad para el mismo cliente y no para inyectarla al sistema.

Enfatizó que la iniciativa está pensada en los proyectos de Net Billing, porque ahí es donde está el principal rezago del país. El escenario general muestra, por un lado, que un actor relevante global con una participación del 13% de la inversión en energías renovables está concentrada en recursos distribuidos (Bloomberg 2022, Irena 2020). Sin embargo, Chile está al debe porque solo

invierte un 5% del total de estas inversiones en este segmento (Bloomberg 2021), pese al gran potencial que tiene el país.

En relación a los Medios Energéticos Distribuidos (MEDs), comentó que corresponden a recursos energéticos conectados a la red de distribución: generación distribuida, almacenamiento, electromovilidad, etc., y constituyen un actor relevante en el proceso de descarbonización de la matriz. Hoy se tienen alrededor de 140 MW en generación distribuida para el autoconsumo y si, simplemente, se proyecta su crecimiento con las condiciones actuales se entiende que al 2026 sería en torno a los 320 MW totales sin nuevos estímulos; lo que, si bien podría considerarse positivo, no se debe pasar por alto que el potencial del país es mucho más grande y se requieren nuevos incentivos y derribar barreras de entrada para llegar. En esa línea, el plan de Gobierno aspira a llegar a los 500 MW de generación al 2026.

Para lograr esa meta -como ya señaló- se aumenta el umbral y cambia la fórmula de cálculo. Reiteró que actualmente el umbral se calcula por capacidad y con la iniciativa se hará por inyección y subirá a 500 kW de potencia. Eso significa que, aunque un proyecto tenga una capacidad más grande, se reconocerá hasta 500 kW de inyección al sistema. En consecuencia, este umbral propicia que los proyectos de Net Billing sigan orientados hacia el autoconsumo -no que se construyan proyectos orientados a la generación- para mantener la diferencia entre éstos y los PMGD, pero segmentar la capacidad para dar este incentivo.

Agregó que por medio de la iniciativa se regulan los costos de obras adicionales y adecuaciones de los proyectos de Net Billing.

En la actualidad este tipo de proyectos presenta algunas dificultades, tal es el caso del umbral de capacidad, pero también ocurre que las empresas de distribución se dedican a vender electricidad y los clientes residenciales tienen una tarifa volumétrica, es decir, pagan más cuando su consumo es mayor. Luego, un proyecto de autoconsumo les quita un cliente y para evitar esta situación las generadoras -aprovechándose de su posición- fijan costos de obras adicionales y adecuaciones muy altos haciendo inviable algunos proyectos.

Con la iniciativa en estudio, se entiende que las distribuidoras tienen una posición con poder de mercado a la hora de fijar los costos de las obras adicionales y adecuaciones, y es por ello, que establece su modo de fijación por medio de un reglamento a través de un proceso tarifario cada cuatro años.

Asimismo, se reconocen los ahorros de transmisión a la generación distribuida, es decir, cuando se genera electricidad muy lejos de los centros de consumo, por ejemplo, una casa en Valparaíso toma energía de una planta ubicada en el norte a 3 mil kilómetros, usa una línea de transmisión que debe ser pagada. En cambio, si ese mismo hogar en Valparaíso tomara su consumo desde el techo no solo disminuirá su cuenta en electricidad porque no está consumiendo

energía, sino que como no usa una línea de transmisión se le reconocerá un descuento adicional por la parte de la transmisión que ha dejado de usar.

En esa línea, comentó que en la cuenta de luz de los clientes residenciales hay un cargo por uso de red de distribución, otro por uso de red de transmisión y otro por consumo de energía efectivamente utilizada. En consecuencia, a la baja de la disminución de la cuenta de electricidad por la disminución en el consumo, se suma un incentivo o descuento adicional por no uso de la red de distribución; lográndose, además, descongestionar la red de transmisión.

Antes de finalizar con su intervención, comentó que se trata de un proyecto acotado que cuenta con un consenso amplio dentro de la industria, y que en caso de ser aprobado en general por esta Comisión se presentarán algunas indicaciones, principalmente de carácter formal para adecuarlo a la ley que promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad, recientemente aprobada.

Sin perjuicio, de que introducirán otros cambios como el aumento de cuotas, y algunos otros detalles relacionados con facilitar que las municipalidades puedan participar de este mercado por la vía de separar la propiedad y los beneficios, pues como es sabido hoy es el consumidor quien tiene que postular y ser dueño del panel, con la indicación que ha sido solicitada por las asociaciones de municipios, éstos podrán ser dueños de los paneles, instalarlos en la casa de los vecinos y permitir que estos últimos sean quienes reciban el descuento en su cuenta eléctrica, en un contexto de asociatividad.

La **diputada Marcela Riquelme** preguntó por qué poner un el tope al umbral, si lo que se quiere privilegiar es el autoconsumo.

El **Ministro de Energía** respondió que el límite de 500 kW dice relación con que se trata de infraestructura de autoconsumo que no usa red de transmisión ni mayormente el sistema de generación, por ende está bien que reciban un descuento y no que paguen por el uso de la red de transmisión, porque los vendedores normalmente pagan el uso de esa red.

Luego, si tienen un remanente de 500kW que inyectan al sistema, no es problema, está bien que no paguen por el uso de red de transmisión.

En la medida que es autoconsumo es adecuado que no haya un sistema de peaje por el uso de la red de transmisión, apuntó.

Posteriormente, en la sesión N° 30, de 23 de noviembre el **Ministro de Energía**, recordó que el proyecto de ley tiene como idea matriz fomentar la participación de las energías renovables y solucionar algunos problemas en la

industria de los Pequeños Medios de Generación Distribuida, principalmente para el autoconsumo.

Destacó que el Ejecutivo decidió reimpulsar la urgencia del proyecto y presentará indicaciones, porque según el diagnóstico que tuvo a la vista al asumir el liderazgo de la Cartera existen varias deudas regulatorias y diversos desafíos de mayor entidad. Es así que, optaron por aprovechar -en la mayor medida posible- esta legislatura para despachar los desafíos regulatorios ya presentados como es el caso de la iniciativa sobre almacenamiento que ya es ley, y este mensaje que hoy se discute, al que mediante indicaciones modificarán para hacerlo más ambicioso, sin perjuicio de que está completamente consciente que existen muchos otros desafíos en el ámbito de las energías, cuya solución no se encuentra en este proyecto de ley. En ese sentido se mostró llano y disponible para trabajar en soluciones desde distintos frentes.

En esa línea se encuentran trabajando en una mesa de corto plazo con la industria y organizaciones de la sociedad civil, liderada por la Comisión Nacional de Energía, cuyo resultado versará sobre proposiciones normativas. Adicionalmente, antes de terminar con esta legislatura presentarán un proyecto de ley enfocado en la transmisión.

Señaló que, si bien la iniciativa en estudio no es suficiente para solucionar los distintos desafíos del sector, es un primer paso en la dirección correcta porque las dificultades, en parte, se deben a que no existe en la medida suficiente tecnologías que provean flexibilidad al sistema y al mismo tiempo sostenibilidad. Es decir, que sean medios de generación flexibles y sostenibles al mismo tiempo, que permitan seguir los peaks de demanda e inyectar en las horas o momentos del año donde no está disponible el sol o el viento.

La iniciativa, por un lado, provee una alternativa para descongestionar las líneas de transmisión por la vía de fomentar el Net Billing y también darle una salida a los problemas que han enfrentado sus desarrolladores a la hora de conectar los proyectos a los sistemas de distribución en relación con el precio de las horas para sumarse al sistema, como también en los plazos de esas horas para incorporarse al mismo.

Por el otro lado, otorga flexibilidad, al proponer cuotas mínimas. En particular la cuota mínima horaria que exige un mínimo de energías renovables en todas las horas del día, va a fomentar la inversión en tecnología flexible, tal como ha ocurrido en otras partes del mundo. Indicó que cuando se establecen cuotas mínimas pueden pasar dos cosas: la primera, que el vendedor de energía integrado agrega una más con carácter flexible que le permita cumplir con esas cuotas, caso en el cual va a generar un interés por este tipo de proyectos lo que facilita su financiamiento; y en segundo lugar se puede generar un mercado secundario de certificados, lo que facilita el financiamiento de la inversión en este tipo de tecnología.

En consecuencia, si bien no es un proyecto que soluciona por sí solo las dificultades del sector, es un primer paso, porque permite avanzar en aspectos más profundos del sistema.

A continuación, el **diputado Jaime Mulet** consultó la opinión que le merece el tope de 40% que propone el proyecto y su aumento a un 60%. Asimismo, consultó como va a competir el mercado de generación de ERNC para exportar hidrógeno verde con el mercado interno.

El **Ministro Diego Pardow** respondió que las cuotas del proyecto en estudio vienen de la antigua administración y efectivamente es un porcentaje modesto. La intención del Gobierno es duplicarlo mediante la presentación de una indicación. Las cuotas no tienen que ser triviales en su cumplimiento, por el contrario, tienen que generar una necesidad de cumplimiento y en consecuencia crear un mercado de certificados que permita financiar los proyectos de energías renovables flexibles.

El plan del Ejecutivo es ir todo lo lejos que se pueda, considerando las estrecheces. Hay condiciones de borde que son difíciles de mover a partir de este proyecto, porque necesitan modificaciones de otra identidad. La primera tiene relación con la capacidad de los desarrolladores para idear, desarrollar, construir y financiar proyectos; la segunda con la capacidad de la infraestructura de transmisión para transportar la energía, y en tercer lugar se encuentra la capacidad institucional del sistema para procesar los proyectos, evaluarlos ambientalmente y autorizarlos.

En relación al hidrógeno verde llamó a distinguir los tiempos, porque si hoy existieran plantas electrolizadoras sería una excelente noticia a raíz de los vertimientos de energía que se están produciendo.

En principio, según los estudios, se trata de proyectos que podrían hacerse al mismo tiempo. La industria del hidrógeno verde también cumple una función más allá de la exportación. En este punto aclaró que, concebir el hidrógeno verde como una industria de exportación tuvo que ver con la matriz ideológica del Gobierno anterior, pero no es esencialmente eso. La potencialidad del hidrógeno verde es la principal alternativa para llevar un proceso de industrialización en dos lugares fuertemente afectados por la agenda climática, en la zona de Barriles-Tocopilla la agenda de largo plazo -que trasciende a los gobiernos- pretende acabar con la generación a carbón. Luego, si se pudiera reemplazar la generación a carbón por el hidrógeno verde sería muy positivo, porque se reemplaza una industria por otra, ganando en sostenibilidad, manteniendo la economía y empleos, sin generar los efectos adversos que muchas veces provocan esos cambios.

En ese sentido, consideró -políticamente- a la industria del hidrógeno verde como un mecanismo de transición justa y alineada con los objetivos de cambio climático que sea capaz de entregarle a los trabajadores y familias afectadas una promesa de que también su bienestar va a estar custodiado. Acotó que en Magallanes pasa algo similar porque se sustenta en energías fósiles.

B. Audiencias.

1) La Directora de la Fundación Chile Sustentable, señora Sara Larraín expuso apoyada en una presentación⁶.

Inició su intervención haciendo presente el contexto de urgencia climática y la importancia y necesidad de descarbonizar el sector energía; debido, por un lado, a la crisis geopolítica actual de los combustibles que hace que se pague el doble por el carbón y el triple por el gas y, porque continuar con esa dependencia se traduce en un aumento de las cuentas de los chilenos y de todos los sectores de la economía, convirtiéndose en un tema de seguridad estratégica.

Por otro lado, se encuentra la emergencia climática. En esa línea expresó que hoy el país tiene una meta de carbono neutralidad para el año 2050, debiéndose lograr una matriz 100% renovable, al menos, en el sector eléctrico ya que -según el inventario de emisiones de Chile- el 78% corresponde al sector energías y de ellas el 32% al sector eléctrico, dentro del cual 28% corresponde a las veinticinco carboneras (nueve se han cerrado).

Enfatizó la relevancia del proyecto de ley, porque da una señal de abrir mayor espacio en el Sistema Eléctrico Nacional para que se inyecte más Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Se debe reemplazar el carbón y todo el aumento en la demanda hay que llenarlo con esas energías por el tema climático y geopolítico, ya señalado.

Sin embargo, el mundo está atrasado en esta batalla y más vale apurarse porque los costos son mucho peores, particularmente en países como Chile que tiene siete de las nueve vulnerabilidades de la Convención de Cambio Climático, luego lo que se decide a nivel doméstico también es un aporte en materia de emisiones de gases.

En relación a las propuestas del proyecto, comentó que introduce los siguientes elementos:

1.- Aumento de las metas obligatorias de generación de ERNC de gran escala en la matriz eléctrica desde 20% al 2025 -actualmente ya superado- a 40% al 2030.

⁶ https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=264127&prmTipo=DOCUMENTO_COMISION

2.- Establece un sistema de información y registro sobre la generación renovable desde su ingreso a la red (inyección) hasta el consumo final, tendiente a generar una trazabilidad de generación renovable para un mercado de certificados de ERNC.

3.- Incremento de 300 kW a 500 kW en la generación posible de inyectar al sistema eléctrico en el marco de la ley de Net Billing o generación distribuida (ley N° 12.118), lo que catalogó como tremendamente relevante porque ha sido solicitado prácticamente desde el inicio de la ley por la sociedad civil y el sector, con el objeto de incorporar más actores a autogenerar como pymes, cooperativas, sistemas de refrigeración, caletas de pescadores, retail, entre otros; y de ese modo no recargar el sistema, ahorrar costos de transmisión y conectarse en media o en baja, ya que no hay por qué conectarse en las redes de alta tensión.

4.- Facilita la conexión de generación distribuida estableciendo una metodología para considerar los costos asociados a la conexión de dicha generación (obras adicionales y adecuaciones de distribución). La Comisión Nacional de Energía (CNE) establecerá las fórmulas tarifarias, lo que calificó como muy importante y positivo. Es sabido que hoy, quien hace un proyecto pequeño se ve envuelto en una tramitación muy larga, cara y en una posición muy desmejorada respecto de la distribuidora.

A continuación, en relación a la generación de ERNC de gran escala realizó las siguientes observaciones a la iniciativa:

1.- Aumento de las metas obligatorias de generación de ERNC.

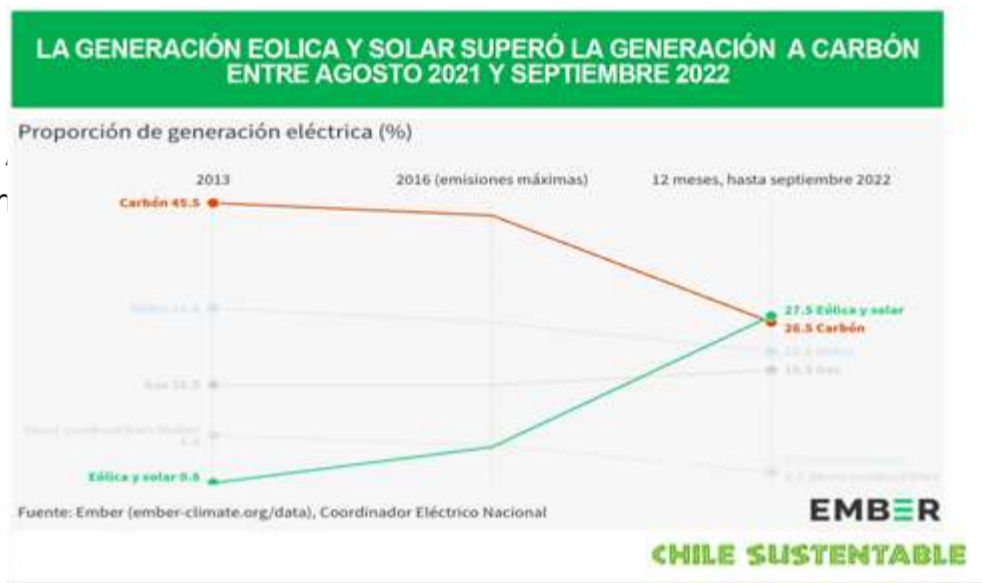
Como ya señaló, actualmente la meta de 20% al 2025, ya fue sobrepasada. Entre agosto de 2021 y septiembre de 2022 la generación solar y eólica aportó el 27,5% de la energía al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y según las proyecciones actuales la generación de ERNC a diciembre de 2022 será de un 33,4% de la generación.

Luego, que la iniciativa proponga una meta de 40% al 2030, es decir, solo 6,4% mayor a lo proyectado a diciembre de 2022, es absurdo y conservador ya que representa menos de 1% anual al 2030 y es incompatible con el crecimiento de la demanda que es entre un 2,3% y un 2,5% anual.

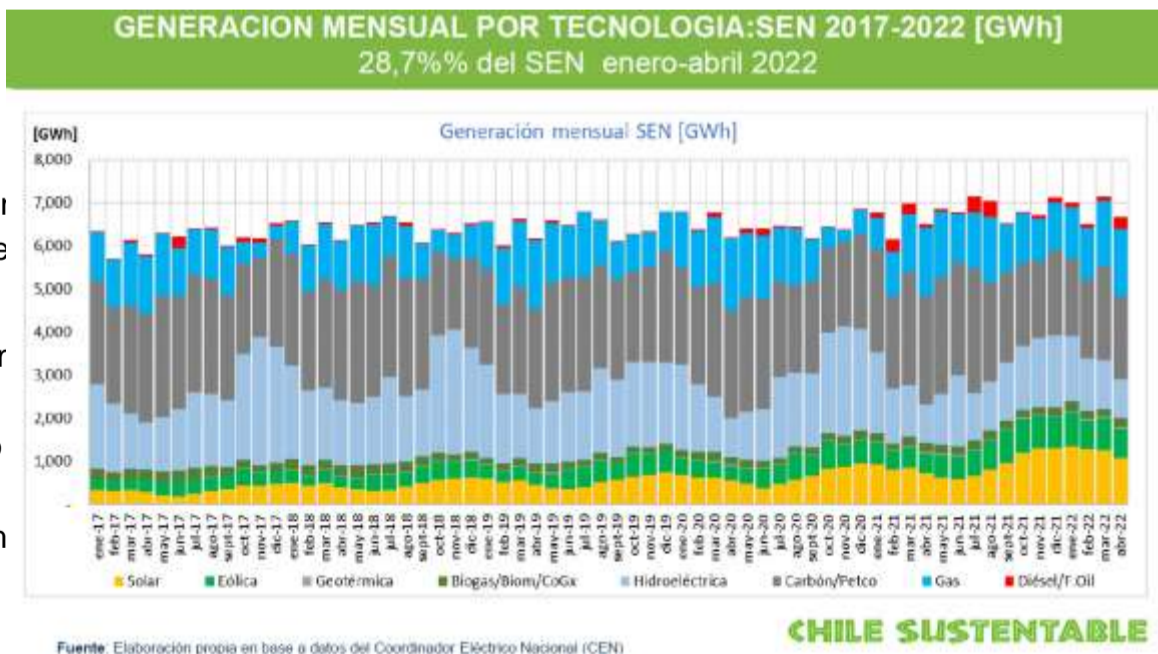
Afirmó, que otro argumento que sustenta la afirmación que se trata de una meta conservadora dice relación con que entre 2017 y 2022 la generación solar y eólica superó la generación a carbón, tal como mostró en el siguiente gráfico:

generación

de



encon
no tie
sister
gran
hubo
licitó
los m



A mayor abundamiento, si los antecedentes anteriores no fueran suficientes, llamó a revisar el programa indicativo de obras de generación comprometidas de la CNE por la fijación de precio de nudo de corto plazo correspondiente al primer semestre de 2022 que, salvo una excepción, corresponde a proyectos eólicos o solares.

Por todo lo anterior, propuso lo siguiente:

a) Un aumento de las metas obligatorias de generación de ERNC a un 60% anual al 2030 (artículo 150 bis de la iniciativa), lo que significaría un 26,6% más que la generación de ERNC proyectada a diciembre de 2022 e implicaría un aumento anual de 3,3%. En otras palabras, corresponde a 1% adicional y completar el 2,3% del aumento de la demanda con ERNC, lo que no es ninguna radicalidad.

Realizó que entre enero y abril de 2022 las ERNC aportaron 28,7% de la generación al SEN, y adicionalmente se vertieron 800 GW/h entre enero y septiembre de 2022 por falta de almacenamiento, congestión de la transmisión y falencias en la operación del Coordinador Eléctrico, que no han sido contabilizados.

Estimó que, a diciembre de 2022 se proyecta un aporte de generación de ERNC de 33,4%. Además, actualmente existen mecanismos habilitantes en marcha como la ley de almacenamiento que debería operar en el segundo semestre de 2023 con su reglamento y también está el mayor espacio para las energías renovables que se produciría por el retiro del carbón al 2025-2030.

b) Un aumento de las metas bloque de generación de ERNC.

Llamó al Ministerio ha incorporar una exigencia de operación flexible al Coordinador para que implemente los automatismos en transmisión a que se encuentra obligado por aplicación del artículo 117 j del reglamento de coordinación y que éste se ha negado implementar, siendo una causa importante de los vertimientos. Se trata de una obligación y el Ministerio podría insistir en el articulado transitorio del proyecto otorgándole un plazo para que lo realice, advirtió.

Respecto del numeral 3 del artículo 2, que fija una meta de 2,5% anual para los bloques temporales establecidos en el artículo 150 para llegar a un 30% de ERNC al 2030, propuso incrementar dicho porcentaje al 40% para robustecer los sistemas de almacenamiento y desplazamientos de la ERNC generada, promoviendo la reducción de vertimientos. Realizó que es muy importante porque se vincula a las licitaciones en bloques horarios y promueve el almacenamiento.

c) En cuanto a la trazabilidad de la información y certificados, el proyecto de ley establece un sistema de información y registro de generación de

las ERNC desde su ingreso a la red (inyección) hasta el consumo final, lo que facilita la trazabilidad para certificados de ERNC, como instrumentos de mercado que reconocen el atributo de generación limpia, lo que otorga un valor agregado adicional a esa energía.

No obstante, dado que los certificados quedarían establecidos en los contratos, no queda claro como operaría el sistema en caso de mayor vertimiento de ERNC. Si sigue habiendo vertimiento de energías renovables y para cumplir con los contratos habrá que ir a comprar energía de cualquier tipo, podría haber una reducción o escasez de certificados y un incremento en su valor por la especulación.

Al respecto propuso definir claramente este mecanismo, pues de continuar la inflexibilidad en la operación del Sistema Eléctrico por parte del Coordinador, podría retrasar el retiro del carbón y aumentar los vertimientos de generación solar y eólica.

Por otro lado, hizo presente las siguientes observaciones al proyecto en materia de generación distribuida:

En este punto, consideró muy positivo el incremento de 300 kW a 500 kW en la generación posible de inyectar al Sistema Eléctrico en el marco de ley de Net Billing (ley N° 12.118) o generación distribuida, ya que se trata de una demanda del sector y de la ciudadanía desde el inicio de la ley.

Asimismo, evaluó como muy positivo remover la barrera de mercado a la generación distribuida (GD) al facilitar la conexión, generando una metodología para establecer los costos asociados a la conexión (obras adicionales, etc.) y que la autoridad (CNE) establezca las fórmulas tarifarias. Esto empareja la cancha de negociación entre generadores y distribuidoras, destrabará proyectos y facilitará la meta de 500MW de GD del programa de Gobierno, reiteró.

En síntesis, propuso presentar cuatro indicaciones al proyecto de ley con el objeto de:

1.- Incrementar la meta anual a 60% al 2030.

Ello significaría un 26,6% más de lo que se proyecta de generación a diciembre de 2022 (aumento anual de 3,3% entre 2023 y 2030).

2.- Que el Ministerio incorpore una exigencia de operación flexible al Coordinador para que implemente los automatismos en transmisión a los que lo obliga el artículo 117 j del reglamento de coordinación.

3.- Incrementar la meta temporal a 40% al 2030.

4.- Revisar y redefinir muy detalladamente la verificación y registro de generación de ERNC. Su incorporación en los contratos no asegura su real

inyección al SEN por los vertimientos. En consecuencia, existe un riesgo de distorsionar el mercado de certificados verdes.

Finalizada su exposición, el **diputado Jaime Mulet** junto con valorar su presentación, mencionó que la señora Sara Larraín ya en la tramitación de la ley de Net Billing advirtió que el aumento debería ser mayor.

Además, consultó que intereses impiden al Gobierno no avanzar con rapidez en materia de energías renovables; cuál es la situación de Chile, qué opinión le merece la ley de almacenamiento, y qué condición tiene el país, a nivel global, en materia de almacenamiento.

La **señora Sara Larraín** respondió que son varias las razones que impiden que Chile avance.

La primera dice relación con identificar los obstáculos regulatorios específicos del sistema y de regulación del mercado. El sistema está diseñado por las otras energías, no para las energías renovables variables. Este es el primero elemento.

El organismo internacional de energía hace una escala acerca de cómo debe ir evolucionando la regulación de operación de los sistemas de los países a medida que las ERNC van creciendo, encontrándose Chile en el tercer nivel de consumo, con casi un 30%. Ello implica, incorporar una serie de mecanismos en materia de operaciones flexibles, automatización, manejo de la inercia y almacenamiento como componentes claves. Sin embargo, el país está atrasado en materia de almacenamiento (por eso hay vertimientos) y en la operación del Coordinador que no va hacia un sistema de automatismo, entre otros. En ese sentido, han sostenido conversaciones con el Ministerio del ramo y de eso modo progresar en los elementos habilitantes de la regulación para que no sea ésta la que entorpezca el avance.

La segunda razón dice relación con una serie de instrumentos de mercado que se han manejado bajo una mirada de una justificación de seguridad del sistema, que a la larga ha implicado un espacio adicional para las energías fósiles o al menos regulaciones que las favorecen en perjuicio de las renovables.

Se refirió a dos instrumentos particularmente. El primero referido a los mínimos técnicos, por ejemplo: las carboneras de Guacolda operan a mínimos técnicos altísimos que podrían reducirse mucho más. La central debería funcionar al menor mínimo técnico porque todo el espacio que agarra se lo quita a las ERNC. Hoy es importante que la autoridad plantee una gradualidad en la reducción de los mínimos técnicos de las energías fósiles y ello no está

ocurriendo, y en consecuencia es un obstáculo de ingreso a las energías renovables y una “chaqueta ancha” para el carbón que va en contra de la transición energética.

El otro elemento es el gas inflexible, porque si viene un barco y no hay almacenamiento, en vez de venderlo a otro país, por ejemplo, se declara inflexible e inyecta al sistema, lo que también quita espacio a las renovables. Este sistema se debe eliminar, porque además es a un precio carísimo. Se debe terminar con la norma del gas inflexible de parte de la autoridad, aseguró.

La tercera razón dice relación con los incumbentes. Es sabido que empresas como Enel y Engie han tenido presión de sus casas matrices, de hecho, la primera ya cerró y Engie reconvertirá sus centrales al 2025. Luego el problema se centra principalmente con AES Gener que tiene más del 50% de las plantas (Quintero y Puchuncaví) y hoy es principal obstáculo. Existe una inercia respecto de AES Gener, es una empresa difícil que solo ha comprometido el cierre de dos centrales, una ya cerrada Ventanas 1. Además, se ha acogido a una regulación absurda denominada Estado de Reserva Estratégica, que deber ser eliminado. Afirmó que hoy el principal obstáculo para avanzar en la descarbonización es AES Gener sin duda alguna.

En una segunda etapa, acotó que el problema se centrará en el gas natural. Ya se ha afirmado por Naciones Unidas que para América Latina el gas natural no será un elemento que ayude a la transición energética, sino por el contrario será más caro y retrasará la transición, además, de que genera menos empleo.

En materia de almacenamiento catalogó como positiva la ley recientemente promulgada, porque estableció el almacenamiento de un modo estructural en el Sistema Eléctrico, lo que crea un nuevo segmento. Hoy existe tres segmentos: generación, transmisión y distribución. Se agregó el almacenamiento con normas y tarificación que permite más inversores de distintos sectores. El almacenamiento constituye un elemento estructural en la transición de energías fósiles a energías renovables, porque entrega flexibilidad al permitir trasladar desde las horas de más energías a las horas de menor. No obstante, se necesita el reglamento y una masificación de las inversiones.

2) La Presidenta de la Asociación Chilena de Energía Solar, ACESOL A.G., señora Bárbara Yáñez y el Director de ACESOL A.G., señor José Luis Opazo⁷.

La señora Bárbara Yáñez informó que ACESOL es una organización gremial con una trayectoria de más de 15 años trabajando por el desarrollo de la

⁷ https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=264129&prmTipo=DOCUMENTO_COMISION

energía solar, que es la principal fuente de energía renovable del país. Destacó que sus 150 socios entregan información muy relevante para la elaboración de políticas públicas relativas a las energías renovables, puesto que algunos asociados además de trabajar en el mercado nacional tienen experiencia internacional en países que cuentan con políticas más avanzadas en estas materias relativas a la diversificación de la matriz energética y a la descarbonización acelerada.

El **señor José Luis Opazo** inició su intervención preguntando por qué se habla de una transición energética, qué ha pasado en el mundo y el país que nos hace usar esa expresión.

Al respecto, expresó que se debe acudir al contexto, de hecho, hoy se está desarrollando la COP27 en Egipto que ha sido citada como la COP de la acción. Se hace un llamado a la urgencia porque en los ocho años que quedan de esta década se deben implementar las definiciones, los proyectos y las políticas de los mercados que encaminen hacia la transición energética con el objeto de avanzar en el mediano plazo a una matriz eléctrica 100% renovable; y en esa línea, el proyecto de ley en estudio es un avance.

La iniciativa define una participación mayor de las energías renovables en la matriz energética. No obstante, no debe perderse de vista que se debe avanzar en el mediano plazo a ese objetivo, donde exista una electrificación de los consumos, haciéndose cargo de dos elementos muy importantes que tienen que ver con cómo nos movemos las personas, bienes, etc. y cómo construimos las ciudades.

El avance de Chile en materia de transición energética, que data del 2013, ha significado en diez años, un avance tremendo en un Sistema Eléctrico Nacional de más de 30 mil megawatt donde 10 mil corresponden a energías renovables hoy, sin contar lo que se ha vertido. Planteó entender las energías renovables con diversas tecnologías.

Afirmó que la energía solar funciona para construir un futuro energético que se hace cargo del desafío más grande de la humanidad que es la crisis climática, pero no da lo mismo cómo se hagan los proyectos. La misma tecnología se puede desplegar de modo que la infraestructura esté altamente centralizada y en manos de los mismos actores que hoy dominan el mercado, es decir, los mismos actores incumbentes quienes son los dueños de las grandes plantas fotovoltaicas; pero también se puede promover el desarrollo de esta infraestructura y tecnología en otro escenario que se despliega de forma descentralizada como ocurre con los proyectos de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) y de autoconsumo para el uso comercial, industrial, de empresas, colegios e incluso familiar, favoreciendo la entrada de nuevos actores, incluido los prosumidores que son los que generan y consumen energía, actores de un mercado energético moderno con flexibilidad.

Sin embargo, Chile se ha centrado en el desarrollo de plantas y tecnología de manera centralizada, de hecho, si se suma la energía solar y eólica el 83% corresponde a proyectos de gran escala; el 16% a proyectos medianos cuya vocación aún es inyectar energía a la red, aunque están más cerca de los consumos, y el 1% a proyectos de pequeña escala o autoconsumo.

En resumen, el enfoque de política pública para las energías renovables en Chile ha sido llamado “renovables sin subsidios”, es decir, remover barreras para que las renovables surjan de la competencia en el mercado, evitando cualquier incentivo directo. No obstante, esa competencia no es tal porque los mismos actores mezclan sus portafolios de activos para poder seguir manejando el sistema sin grandes transformaciones.

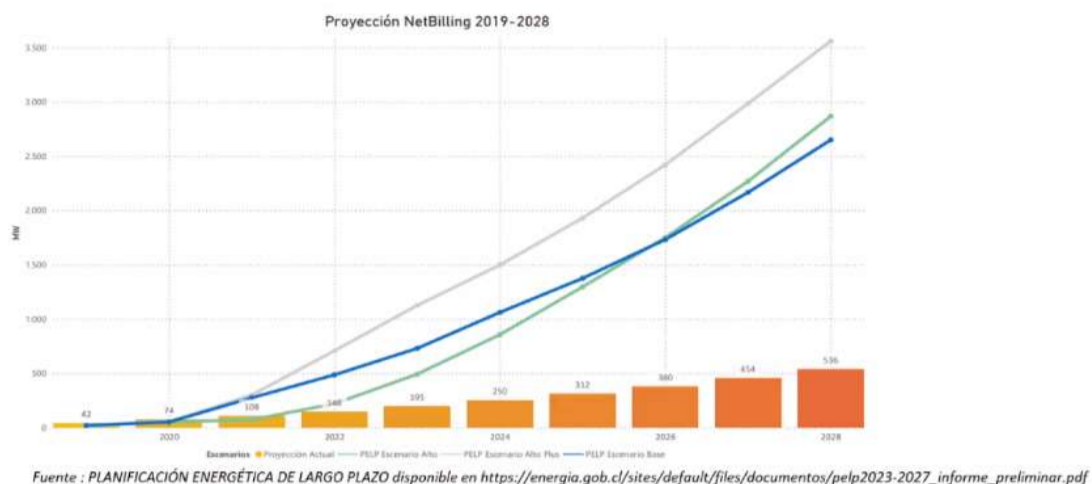
Señaló que la visión de ACESOL sobre el rol de las energías renovables variables ha sido enmarcado en un futuro energético descarbonizado, altamente digitalizado y altamente distribuido (transición energética en 3Ds). En ese sentido, los recursos energéticos distribuidos (DERs) son servicios que están en manos de los propios usuarios, a su vez, distribuidos tanto geográficamente como en participación (dueños) y, en consecuencia, son vistos como una configuración socio-técnica relevante y fundamental en la transición energética. Tal es el caso de los países europeos donde hay poco espacio para hacer plantas de energías renovables y éstas se encuentran en manos de los usuarios. De igual modo, que Australia como el país donde más ha surgido la energía solar distribuida (una de cada cuatro casas tiene autogeneración solar).

Pero, existe una tensión de posiciones políticas respecto al rol de los DERs y de la distribución eléctrica como la hemos entendido tradicionalmente. Es así que algunos señalan que es solo un tema de optimización tecno-económica dentro de la infraestructura (Burger et al., 2019), y otros que es un cambio fundamental que promueve ciudadanía y democracia energética y ‘agency’ (Bribois, 2019, Rocholl & Bolton, 2016).

Complementó la **señora Barbara Yáñez** quien expresó que, si nos comparamos con Brasil que ya tiene instalado 14 GW de generación distribuida, México 270 GW y República Dominicana 8 GW; Chile se encuentra bastante alejado con un 1%. Destacó que Brasil tiene políticas públicas que facilitan y dan curso a la generación distribuida.

Acotó que Chile debería contar con bastantes más megas en materia de generación distribuida, pero se encuentra atrasado con las políticas públicas, incentivos y los planes a desarrollar para incrementar -con una visión a largo plazo y de modo sistemático- estos sistemas.

En cuanto a la planificación energética a largo plazo (PELP), exhibió el siguiente gráfico:



Precisó que las líneas muestran tres escenarios partiendo por uno base o estándar. No obstante, si se compara esta proyección con el crecimiento y aumento de la generación distribuida de los últimos tres años -que, en el gráfico se encuentra representado por las barras naranjas- se aprecia que se está muy por debajo a la proyección de la PELP si no se introducen cambios y todo continúa como hasta ahora. En otras palabras, el crecimiento natural no cumple las proyecciones de generación distribuida.

En materia de autoconsumo que actualmente asciende al 1%, comentó que nació con la ley N° 21.118 y significó un aumento considerable de capacidad instalada una vez implementada por medio de su reglamento. Estimó indispensable mencionarlo a fin de evitar que se estanque la dictación del reglamento de la reciente ley de electromovilidad y almacenamiento.

Luego, en 2018-2019 hubo un salto con el aumento de 100kW a 300kW, producto de la ley referida, es decir, un acrecentamiento de la potencia en el segmento Net Billing aparejó un aumento de diversificación de la matriz energética a nivel de distribuido lo que, a su vez, contribuye a minimizar las problemáticas de transmisión.

Adicionalmente, este año surgió un nuevo modelo de negocio que impulsa el desarrollo de generación distribuida (modelo o empresa ESCO).

En los últimos años (2020 a 2022), a pesar de los incentivos como los subsidios y eco subsidios del Gobierno, el alza se estancó.

En esa línea, mencionó que el Gobierno se puso la meta de 500 MW instalados de generación distribuida a nivel residencial al 2026. Es decir, se debe crecer en tres años, más del doble de toda la capacidad instalada durante los últimos siete años. El crecimiento durante el 2021 respecto al 2020 fue del 9%, pero para cumplir la meta se tiene que crecer 40% anualmente desde hoy, lo que demuestra la importancia de implementar políticas públicas e incentivos ya.

Respecto del proyecto de ley, se mostró de acuerdo con:

1) Aumentar el límite de capacidad de inyección de 300kW a 500 kW, especialmente considerando el impacto que tuvo el aumento de la potencia de 100 a 300 kW que representa el 40% de los proyectos (de ellos, el 27,32% corresponde a instalaciones de 200 a 300 kW).

2) La regulación de los costos de obras adicionales y adecuaciones a la red, porque el segmento Net Billing tiene poca flexibilidad, el proyecto de autoconsumo no se puede colocar en otro segmento. Estos proyectos no pueden buscar holguras dentro de la red de distribución, tienen limitaciones de inyección y las obras adicionales pueden inviabilizar la rentabilidad de los proyectos.

3) El reconocimiento de los ahorros de transmisión a la generación distribuida, que ilustró con la siguiente lámina:



A raíz de lo anterior, concluyó estar de acuerdo con la iniciativa de ley, pero sin dejar pasar que se trata de una oportunidad para potenciar y nivelar la cancha respecto del rol que corresponde a la generación distribuida, eliminando las barreras que no le permiten crecer para lo que se requieren alicientes que tienen que ver con la viabilidad técnica, viabilidad económica, la información transparente y ciertos instrumentos (incluso de aplicación temporal) que incentiven implementar los sistemas.

A continuación, el **señor José Luis Opazo** hizo referencia a los principales factores que favorecen el surgimiento de mercados de generación distribuida en el mundo. Éstos son:

1.- El tamaño de los proyectos/escala importa. En este punto señaló estar de acuerdo con los 500 kW para los clientes regulados de Net Billing, pero se preguntó por qué no todo usuario tiene la posibilidad de inyectar energía al sistema (no solo los regulados) como es el caso de los clientes libres que pudiesen ser objeto de regulación de precios.

2.- Es el segmento de mercado en las inversiones de energía que genera mayor empleo, más que las energías renovables de gran escala y que cualquier inversión en energías fósiles. Por tanto, se debe desmitificar la idea de que se destruyen empleos al promover el autoconsumo.

3.- La participación de los usuarios (prosumers) es clave. Hay que poner el foco en que los usuarios finales sean empresas, industrias, comercio, familias, ya que son claves para que la generación distribuida cumpla un rol relevante en el proceso de masificación.

4.- Para lo anterior, es importante que haya incentivos concretos, particularmente tributarios con carácter temporal (cinco o diez años sujetos a revisión) e incentivos que tienen que ver con el precio, por ejemplo, implementar un sistema de Net Metering en usuarios residenciales (que han gatillado el despegue de los mercados de generación distribuida).

Finalmente, propuso los siguientes elementos para mejorar la iniciativa:

1.- Establecer una reserva de capacidad para proyectos de Net Billing. Hoy existe competencia en las redes de distribución para conectar proyectos ya sea de vocación de inyección a red, de tamaño mediano y de Net Billing. Existe un derecho establecido por ley para usuarios regulados de poder inyectar la energía excedente, pero muchas veces por variables técnicas no se materializa y no son viables sus proyectos. Por ende, propuso reservar un espacio para que los usuarios regulados en los distintos sectores de la red de distribución tengan la capacidad de conectarse e inyectar energía.

2.- Es la oportunidad para discutir sobre el acceso libre y transparente a la información de consumos e inyecciones, por interacción con el medidor, de parte del usuario. Que exista capacidad de información en línea y real del usuario para interactuar con su consumo y la inyección que hace a la red eléctrica. Es decir, obtener datos directamente de sus empalmes.

3.- Se pueden proponer incentivos para el mercado de autoconsumo, particularmente de carácter temporal, tales como: a) implementación de Net Metering para usuarios residenciales, b) exenciones fiscales al IVA o tax credit, entre otros, para usuarios y proveedores y c) subsidios a usuarios con criterios de vulnerabilidad.

4.- Permitir las inyecciones de excedentes a la red a todo tipo de usuario final, sea regulado o cliente libre.

3) El Director Ejecutivo del Coordinador Eléctrico Nacional, señor Ernesto Huber expuso apoyado en una presentación⁸.

Inició su exposición aludiendo al contexto de las energías renovables (ER), y en ese sentido destacó la gran integración de ER observada en el Sistema Eléctrico Nacional. En este momento la participación de ER variables fotovoltaica y eólicas en relación a la capacidad instalada del sistema se encuentra por sobre el 30%, es decir, en orden a 11.800 MW de potencia instalada, cifra que se ha multiplicado 45 veces en la última década.

Luego, si se analiza la participación horaria de este tipo de energías limpias (fotovoltaicas y eólicas) este año se han observado cifras récord en torno a un 68%. En horario solar la participación de ER agregando la hidráulica ha sido de cerca de un 85%, dando cuenta -en ese horario- de una participación importante de matriz de energía limpia.

Si se considera un promedio anual de participación de ERNC se ha proyectado una participación sobre el 30% para el año 2022.

Ahora, respecto de la construcción de plantas de ER para este año se esperan valores cercanos a los 2.550 MW, y para el 2023 y 2024 se prevé un ingreso acumulado de 8.500 MW, profundizando congestiones en el sistema de transmisión y recortes de generación de ERNC, alertó.

En cuanto a la distribución horaria y la proporción de generación de ERNC sobre la generación total, expresó que entre enero y octubre de 2022, el aporte en horario solar en promedio fue del 50% y en horario nocturno de un 10% aproximadamente, lo que representa una oportunidad para incorporar ERNC en horario no solar.

Acotó que en las horas solares se producen congestiones en el sistema -principalmente de las líneas que traen energías de la zona norte del país- porque hay que operar las líneas de transmisión con ciertos criterios de seguridad que permiten que la operación y abastecimiento de la demanda sea segura.

En relación a la transición energética acelerada, hizo referencia a los factores habilitantes en relación a:

1) La necesidad de preservar la seguridad y calidad de servicio, cuyo factor habilitante se vincula con la fortaleza de red con tecnología que da flexibilidad dentro del sistema.

2) La flexibilidad de la generación y la demanda que se relaciona con la capacidad de almacenamiento de larga duración, por ejemplo: baterías de Carnot.

⁸ https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=265104&prmTipo=DOCUMENTO_COMISION

3) El desarrollo de las redes de transmisión producto de las congestiones y necesidad de operar el sistema de forma segura. El desarrollo de estas redes minimiza congestiones y con ello los recortes de generación de ERNC.

4) Los recursos energéticos distribuidos (DER), que exige un monitoreo en tiempo real de los aportes que ésta hace.

Destacó que la hoja de ruta para una transición energética acelerada, lanzada por el Coordinador a mediados de este año, impone buscar incentivos para sistemas de almacenamientos de larga duración con atributos de seguridad y flexibilidad. Se centra en las condiciones habilitantes para integrar ER para un sistema eléctrico confiable, seguro y resiliente. Es así que, por ejemplo, se requiere que la ER que se está incorporando al sistema tenga atributos de red, idealmente entregue energía 24/7 y que de seguridad al abastecimiento de los consumos con sistemas de almacenamiento. De igual modo, es necesario modernizar la normativa actual mediante el establecimiento de ciertos requisitos para las nuevas energías que se están incorporando; ajustes en la norma técnica de seguridad y calidad del servicio; análisis de señales de localización para la incorporación de nuevos proyectos de generación, entre otras.

Respecto del proyecto de ley, expresó que los focos son: 1) el aumento de participación de las energías renovables ascendente a 30% a nivel horario y 40% a nivel anual, 2) la trazabilidad de las ER y 3) la generación distribuida.

Catalogó como positiva la iniciativa, ya que, conforme al anuncio de retiro y reconversión de las centrales a carbón, se espera que al año 2025 se registre un retiro del 65% de la capacidad instalada el año 2018 que ascendía a 5500 MW. En otras palabras, se espera que al 2025 esa cifra se reduzca a 3.600 MW. En consecuencia, el retiro y reconversión de plantas genera un espacio para que aumente la participación de las energías renovables.

Expuso que el Coordinador proyecta -en una condición de hidrología seca- para la generación horaria del año 2025, en horario solar que el aporte de ERNC sea en promedio de 80%, siempre que se den las condiciones habilitantes para operar el sistema de forma segura, resiliente y confiable, y en las horas nocturnas de 10%. Es decir, en horario solar los porcentajes se cumplen de modo natural de acuerdo al plan de obras de generación en desarrollo y el foco se debe poner en las condiciones habilitantes para que la operación en ese horario sea segura. En cambio, en horario nocturno existe un espacio notable para disminuir los requerimientos de combustibles fósiles y eventuales déficit en escenarios extremos.

La generación horaria esperada en 2030, considerando un escenario de retiro de las centrales a carbón y en la medida que se den las condiciones de seguridad del sistema podría operar en horario solar con la participación de ER de un 80% y un 40 a 50% en horario nocturno, con hidrología de 80%.

En materia de trazabilidad de energías renovables, expresó que el Coordinador Eléctrico Nacional ha desarrollado una plataforma que permite que el país cuente con un registro único, completo y confiable de las ER generadas y consumidas en Chile, que certifica el origen y destino de las mismas, da certeza del cumplimiento de compromisos contractuales de transferencias de atributos de energías renovables, evita doble contabilidad o venta y asegura transparencia, trazabilidad y robustez de mercado de atributos de ER. Se trata de una plataforma que ha sido reconocida como un elemento innovador en la industria eléctrica y que eventualmente para cumplir los objetivos del proyecto de ley deberá sufrir algunas adaptaciones a fin de verificar los cumplimientos en los distintos bloques horarios que se definan.

En cuanto al foco de generación distribuida, acotó que a octubre de 2022 la capacidad instalada de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) es del orden de 2.000 MW, donde las centrales de ERNC representan el 85% de dicha capacidad, y conforme a los proyectos en construcción PMG y PMGD ascendería 2.800 MW aproximadamente al 2023.

Para lo anterior, estimó fundamental modernizar la normativa del segmento de distribución para aumentar la competencia, permitiendo la entrada de nuevos actores, DER y servicios de red, estableciendo requerimientos de monitoreo en tiempo real para el control de congestión en sistemas zonales por inversión de flujos.

Finalmente concluyó, lo siguiente:

1.- Desde el punto de vista del abastecimiento, llamó a promover la integración anual y en bloques horarios de fuentes de ERNC que unido al almacenamiento contribuye a disminuir los requerimientos de gas natural licuado (GNL), carbón y petróleo diésel, así como evitar un eventual déficit de suministro en escenarios extremos (por ejemplo, el 14 julio 2022 hubo una tormenta de nieve en la Cuesta La Dormida), en un escenario de descarbonización del 65% del parque a carbón existente al año 2025.

Como ya señaló, las cuotas de integración de ERNC (solar y eólico) en horas del sol superarán el 40% en 2025 y 80% en 2030 para los escenarios proyectados, siempre que se den las condiciones de seguridad en el sistema.

2.- Las cuotas horarias de ERNC se deben cumplir de acuerdo con los principios de la Coordinación. Según lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, el Coordinador debe realizar la coherencia de las instalaciones eléctricas que operan interconectadas entre sí, con el fin de: i. Preservar la seguridad del servicio en el Sistema Eléctrico, ii. Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del Sistema Eléctrico y iii. Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, en conformidad a esta ley.

Por lo tanto, el cumplimiento de la cuota horaria de ERNC está condicionado por la operación segura y económica del Sistema Eléctrico Nacional.

3.- En cuanto a los desafíos operacionales, la nueva tecnología que se incorpore debe cumplir cuotas horarias de ERNC de acuerdo con los principios de Coordinación, lo que implica que es fundamental que las centrales de ERNC contribuyan al aporte de servicios complementarios para mantener el balance y estabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (hoja de ruta del Coordinador).

4.- Desde el punto de vista de la trazabilidad, el Coordinador cuenta con la plataforma RENOVA que se puede adecuar para realizar la trazabilidad del cumplimiento de cuotas horarias y anuales.

5.- Respecto de la generación distribuida expresó que, para la adecuada coordinación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional, es fundamental que el proyecto de ley establezca exigencias de medición para la visibilidad y medición agregada e instantánea para monitorear las inyecciones en tiempo real en el CDC.

4) La Directora Ejecutiva de la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento, ACERA A.G., señora Ana Lía Rojas⁹, expresó que el gremio reúne a más de 160 socios presentes en toda la cadena de valor de la industria renovable y del almacenamiento, como generadores grandes, medianos y pequeñas, pero también otras industrias como proveedores, tecnólogos e ingenierías, entre otros. En definitiva, todos quienes declaren entre sus propósitos contribuir a la descarbonización y a la reducción de emisiones en el sector eléctrico.

Inició su intervención aludiendo a la descarbonización y su gran relevancia frente al cambio climático, especialmente en Chile. Se trata de una primera prioridad y un acuerdo transversal sacar el carbón del Sistema Eléctrico Nacional.

En ese sentido expresó que, según la ruta de descarbonización elaborada por ACERA, se concluyó que, si se quiera sacar al año 2030 solo el carbón de la matriz eléctrica que actualmente asciende a 5.5 GW, ello equivale a agregar 22,5 GW de ER y almacenamiento. De ellos 10 GW se encuentran en curso y falta certeza respecto de los 12,5 GW restantes. Esta primera etapa representa un gran desafío, sin perjuicio de que después habrá que centrar la discusión en el retiro del gas y el diésel.

El diagnóstico sobre el sector eléctrico y de renovables -en el concierto internacional-, según el ranking de BloombergNEF, posiciona a Chile como el más atractivo de los países emergentes. No obstante, lamentablemente también hay noticias negativas como es la caída de seis puestos en el ranking EY que analiza el atractivo país para inversiones en energías renovables. Además, del abandono de Cabo Leones II, que fue uno de los ganadores de la licitación de clientes regulados de 2016.

⁹ https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=265179&prmTipo=DOCUMENTO_COMISION

Coincidió con el Ministro Pardow en que la iniciativa legal es un primer paso, porque hoy existen una serie de características y comportamiento del Sistema Eléctrico que ponen en riesgo la descarbonización y el cumplimiento de los compromisos ambientales y metas internacionales que apremian a la industria renovable de generación que intentan cumplir en la mayor medida de lo posible con los compromisos.

En este sentido, expresó que el diagnóstico de afectaciones a la industria renovable dice relación con:

1.- Una alta exposición a $CMg=0$ (costos marginales cero). En otras palabras, corresponde al momento de producción de energías renovables con muchas horas de costo de marginación sistemáticamente cero, lo que hace muy difícil sostener financieramente los proyectos.

2.- Los desacoples de CMg relevantes. Es decir, diferencias entre los precios de inyección y los precios de retiro, que afecta principalmente a los generadores que han suscrito contratos (2015) y que suministran a clientes regulados. De hecho, dos empresas ya han anunciado el cese de proveer contratos regulados, luego cabe preguntarse por qué ocurre ello, a tan solo siete o cinco años de haber hecho una oferta de valor.

El **diputado Gonzalo De la Carrera** consultó sobre las garantías de los contratos que se abandonan.

La **señora Ana Lía Rojas** respondió que hay garantías comprometidas en los contratos, pero no alcanzan a cubrir en toda la envergadura la deuda de los desacoples. Es decir, al precio que paga el generador por inyectar energía y los costos que tiene el mismo generador por retirarla. El año 2015 los precios eran muy competitivos, aseguró.

Los diferenciales entre el precio de inyección y retiro se producen por dos causas: 1) la congestión de transmisión y 2) la poca flexibilidad del Sistema Eléctrico o incapacidad de integrar más energías renovables por ciertos criterios de operación cuya validez llamó a revisar.

Cuando hay líneas o zonas congestionadas no se puede integrar toda la energía a la red y se producen vertimientos, desacoples y la energía producida por centrales renovables se valoriza a cero, causando un desbalance comercial que es bastante preocupante para la sostenibilidad financiera de las empresas que el año 2015 fueron invitadas por el Estado de Chile a hacer una oferta de valor en integrarse a este mercado, rompiendo la hegemonía de la competencia de ese año donde habían pocas empresas, a diferencia de la actualidad donde cerca de 640 empresas se encuentran coordinadas.

Los vertimientos, pérdida de energía o incapacidad de retener energía renovable que se pudo haber aprovechado antes de la interconexión SIC-SING (noviembre 2017) estaba en 160 GWh. Luego, a propósito de la interconexión de los dos sistemas del norte grande y del central hubo una rebaja importante de vertimientos que, posteriormente fue reforzada por la línea Cardones-Polpaico desde el norte hasta los centros de consumo que se encuentran en el centro y sur del país. Sin embargo, hoy día se vuelven a repetir los mismos niveles de vertimiento que había antes de la interconexión SIC-SING, lo que da cuenta de una problemática y un retroceso.

Las proyecciones para el 2023 indican vertimientos en aumento y que los desacoples de precios serán mayores, producto de una mayor integración de ER sin soluciones de condiciones habilitantes. En consecuencia, sin condiciones habilitantes no habrá éxito en aumentar las cuotas de ER que puede exigir una ley o un compromiso internacional.

Comentó que para el año 2023, se espera que los vertimientos sean equivalentes a un tercio de la energía que se adjudicó en la última licitación a clientes regulados, cifra que calificó como impactante y que afecta tanto a la zona norte como a la zona sur del país.

Lo anterior, hace indispensable la facilitación -a propósito de un Sistema Eléctrico que es coordinado con planificación y de responsabilidad estatal- para otorgar un sistema de transmisión con holguras que es la contrapartida del artículo 74 y 87 de la Ley General de Servicios Eléctricos que prescribe que el Sistema Eléctrico tiene que tener un acceso abierto a la transmisión.

En relación al proyecto de ley, coincidió con el Ministro de Energía con que la cuota de 40% de ERNC al 2030 puede ser aumentada al menos al 60%, porque las cifras indican que la participación de las ER actualmente está cerca del 32,2% en promedio al año. No obstante, que aún hay un 47,6% de energía térmica. Siguiendo con las cifras, comentó que el máximo diario en el mes de octubre alcanzó un 71,3 % en la hora donde hubo más inyección de ER.

Destacó como un tema muy importante de la iniciativa el cómo se asegura que las inyecciones efectuadas por sistemas de almacenamiento stand alone tengan asociados retiros provenientes de fuentes de ERNC y no de otras. Para lo que se requiere establecer limitaciones que permitan valorar y contabilizar adecuadamente el atributo ERNC.

Otro punto que enfatizó dice relación con qué tratamiento otorgará la ley al vertimiento de ERNC en la contabilización de inyecciones para el cumplimiento de la obligación. La interrogante surgió a propósito de la decisión que podría tomar un generador de participar en el proceso de descarbonización del país, sin embargo, su central podría sufrir vertimientos y; por lo tanto, ver parcial o totalmente reducidas sus inyecciones al sistema -por razones no necesariamente

imputables a él- exponiéndolo a eventuales multas o castigos que se fijan en caso de no cumplir con su cuota.

Agregó que la trazabilidad constituye otro aspecto importante. En ese sentido se debe exigir en el proyecto que se haga con la mayor resolución temporal posible, y ACERA tiene ciertas inquietudes o apreciaciones respecto del rol del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) para incorporar ER, entre ellas:

1) Establecer en la ley la obligación del CEN para realizar un trabajo permanente para identificar oportunidades de implementar automatismos adecuados técnicamente y eficientes en costo que permitan aprovechar al máximo las instalaciones de transmisión existentes, además, de definir en la ley los automatismos, incluyendo en ellos, la instalación de sistemas DLR.

2) Establecer explícitamente en la ley la responsabilidad del CEN para buscar, identificar e implementar mecanismos técnicos u operacionales adecuados técnicamente y eficientes en costo, que permitan aumentar la flexibilidad de las centrales termoeléctricas, incluyendo la reducción de sus potencias mínimas técnicas. En caso de que fuesen necesarias inversiones en las centrales contemplar el mecanismo de participación en ese pago por parte de los beneficiados.

El **diputado Jaime Mulet** junto con manifestar entender que es la regulación atrasada lo que ha provocado que algunas empresas de ER hayan abandonado sus compromisos con los clientes regulados; consultó de qué manera la iniciativa aborda el interés público en relación al vertimiento de energía que implica que hoy se esté generando energía a las 12:00 del día a carbón y a la par se vierta ERNC.

La **señora Ana Lía Rojas** respondió que la primera pregunta en otras palabras consiste en saber si en las empresas afectadas calza o no la oferta con su curva de producción o cómo una empresa generadora toma el riesgo de comprometerse a suministrar un contrato para el cual no tiene asociado una producción propia. En el caso particular de las dos empresas que han cesado en el cumplimiento de contratos para clientes regulados, una de ellas de energía eólica contaba con un contrato de respaldo con una empresa filial solar, la otra empresa tenía solo generación de energía solar.

El problema de fondo de las empresas radica en las diferencias de precios de inyección donde un generador que no es multi-tecnológico, e inyecta en un solo punto, tiene una alta exposición a costos marginales cero a propósito de problemas de transmisión, congestiones o problemas de flexibilidad por generación forzosa térmica que hace que en otros nodos donde están los puntos de retiro, los costos marginales estén elevadísimos.

Señaló que el sector pide medidas urgentes, las que están conversando en una mesa técnica con el Ejecutivo, de la que tienen altas expectativas y donde esperan tener un eco de sus preocupaciones. Hay dos preocupaciones básicas, la primera sobre abastecimientos de contratos seguros y convenientes para que las tarifas finales sean las adecuadas y la segunda que se masifique el consumo eléctrico en base a energía renovable.

5) El Presidente Ejecutivo de la Asociación Gremial de Generadoras de Chile, señor Claudio Seebach expresó, apoyado en una presentación¹⁰ que el gremio representa a dieciocho empresas generadoras que están construyendo efectivamente la transición energética, mediante la inversión en energía solar, eólica, almacenamiento, hidrógeno verde y otras energías renovables.

Actualmente cuentan con 25 proyectos en construcción por más de 3.600 millones de dólares de inversión directa por 3.300 MW de capacidad, siendo probablemente la industria, junto con la minería, más grande de inversión directa y creación de empleo en el país. Además, tienen una cartera potencial de proyectos y en desarrollo por casi 20 mil millones de dólares.

En relación al contexto, señaló que Chile se ha fijado como objetivo estratégico alcanzar la carbono neutralidad a más tardar a 2050, lo que fue ratificado en la Ley Marco de Cambio Climático promulgada hace pocos meses atrás. Esa es la gran hoja de ruta que convoca al sector eléctrico que juega un rol central en la descarbonización de la economía.

Descarbonizar la economía implica desplazar los combustibles fósiles (el 59% de la energía utilizada en Chile proviene de derivados del petróleo, tales como: diésel, gasolina, parafina, GLP o kerosene) por electricidad y una generación eléctrica crecientemente renovable. La electricidad es el gran habilitante de la transición energética, aseguró.

Estimó que el 60% de la reducción de emisiones al 2030 va a provenir de la generación eléctrica dado el retiro de centrales a carbón, gracias al acuerdo público-privado del año 2018, que incluso a fines de 2022 implicará el cierre de un 25% de la capacidad, lo que catalogó como un acuerdo inédito para un país emergente.

Lo anterior, ha ocurrido porque las tecnologías de generación renovables son las más competitivas, siendo las únicas que crecen año a año.

Aseveró que hoy ya no tiene sentido hablar de Energías Renovables “No Convencionales” cuando el 98,5% de los proyectos en construcción y el 100% de los proyectos en evaluación ambiental en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental son renovables. De hecho, los proyectos en evaluación ambiental a

¹⁰ https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=265106&prmTipo=DOCUMENTO_COMISION

octubre de 2022 consideran 6.882 MW fotovoltaico, 4.124 MW eólica, 3.315 MW híbrido fotovoltaico- eólica.

Sintetizó los desafíos para lograr la carbono neutralidad, en los siguientes puntos:

1.- Exige un esfuerzo público y privado descomunal de coordinación y de gestión del Estado para el adecuado y oportuno desarrollo de proyectos de generación, transmisión y almacenamiento para la transición energética. Comentó que hace 20 años atrás al Servicio de Evaluación Ambiental ingresaban dos o tres proyectos de generación al año, actualmente ascienden a más de trescientos, lo que representa un gran desafío para el Estado.

2.- Los proyectos e iniciativas deben generar valor compartido con las comunidades y territorios donde se desarrollan. En este punto han aprendido sobre la importancia del diálogo temprano y vínculo permanente con los diversos actores territoriales, la comunidad, el gobierno local y el gobierno regional, entre otros. De igual modo, avanzar en pos de un valor compartido de largo plazo, identificando necesidades específicas de cada comunidad en particular. Adicionalmente, se debe hacer una medición del impacto socio ambiental y el dónde, porque el ordenamiento territorial es esencial para la viabilidad de los proyectos. Ello, los ha impulsado - como gremio- a buscar instrumentos que estandaricen las relaciones con la comunidad considerando los elementos señalados.

3.- Se requiere de una transmisión oportuna y robusta para llevar la energía desde los territorios donde se encuentran los nuevos proyectos de generación renovable a los centros de consumo. En este momento la ER se produce desde Arica a Punta Arenas y se debe llevar a los centros de consumo.

Como ya se ha señalado, reiteró que los recortes de energía eólica y solar tienen que ver precisamente por la incapacidad del sistema de transmisión, lo que finalmente redundará en que deben ser reemplazados por otras fuentes de generación. Se necesitan medidas para aliviarlo entendiendo que no se puede diseñar un sistema con resultado cero, sino eficiente.

4.- El almacenamiento de energía juega un rol fundamental para la integración masiva de energías renovables variables como la solar fotovoltaica y eólica, por lo que se requiere señales regulatorias coherentes entre sí.

Como es sabido, la energía solar y eólica varía durante el día y ello requiere de capacidad de almacenamiento que permita trasladarla desde momentos de abundancia a momentos de escasez para beneficio de los usuarios finales.

Respecto del proyecto de ley de impulso a las energías renovables, expresó que hoy conviven múltiples políticas de fomento a las energías renovables y a la reducción de emisiones de gas de efecto invernadero (GEI) que requieren

coherencia en su ejecución para alcanzar la carbono neutralidad de manera eficiente.

Tal es el caso, del precio estabilizado de los PMGD que data de 2006 con actualizaciones en 2014 y 2020; las leyes de cuotas de ERNC de 2008 y 2013; la reforma tributaria de impuesto a emisiones de 2015; el acuerdo de retiro del carbón de 2018; la Ley Marco de Cambio Climático de 2022; el proyecto de ley de cuotas renovables que se discute hoy, y el anunciado anteproyecto de ley de impuestos correctivos. Estos siete elementos de política pública y otros, deben interactuar de forma coherente en su ejecución; no obstante, con el fin de evaluar la interacción y coherencia de las múltiples políticas de fomento a las energías renovables y de reducción de emisiones, recomendó contar con un informe de impacto regulatorio que determine su costo efectividad para el sistema eléctrico, los usuarios finales y la sociedad.

Enseguida, señaló que para reducir las emisiones del sector eléctrico al menor costo posible se requiere de todas las fuentes de generación renovable, no solo de las denominadas “no convencionales”. Por lo mismo, valoró el establecimiento -en la iniciativa- de un mecanismo de trazabilidad de energías renovables.

En materia de bloques horarios, expresó que tal como anticipó el Coordinador debe evaluarse la complejidad de implementación de un mecanismo de cuotas por bloques horarios.

En relación la habilitación de la participación del almacenamiento puro y en centrales híbridas con capacidad de almacenamiento, no se debe discriminar entre ambas alternativas, por ejemplo, en ambos casos se puedan realizar retiros desde la red.

Hizo presente que la generación distribuida juega un rol relevante en la expansión de energías renovables dada su cercanía a los centros de consumo y menor uso de líneas de transmisión, debiendo reducirse las barreras para su desarrollo eficiente.

Finalmente, concluyó y sintetizó su presentación en los siguientes aspectos:

- Las tecnologías de generación renovable, solar y eólica, son hoy las más competitivas, por lo que ya no tiene sentido seguir estableciendo una categoría especial de “no convencionales”.

- La expansión de energías renovables requiere abordar de manera prioritaria los desafíos de gestión y planificación de la transmisión y el desarrollo del almacenamiento.

- Alcanzar la carbono neutralidad exige un esfuerzo importante de coordinación y gestión del Estado para el adecuado y oportuno desarrollo de permisos para los proyectos para la transición energética.

- Se requiere de coherencia en la ejecución de las múltiples políticas de fomento a las renovables y de reducción de emisiones de GEI, para alcanzar la carbono neutralidad al mínimo costo tanto para el sistema eléctrico como para los usuarios finales y la sociedad.

La **diputada Yovana Ahumada** consultó sobre la equidad y acceso a las ER por parte de los usuarios finales, especialmente en aquellas zonas donde se produce más energía.

El **señor Claudio Seebach** respondió que en la transición energética, precisamente, hay un gran desafío de equidad, en cómo hacer que beneficie a todos los usuarios finales, para lo cual es imprescindible que exista coherencia en el sistema, entendiendo que la electricidad tiene virtudes como es el caso de su transmisión a la velocidad de la luz y que en su uso no hay emisiones; pero también tiene como gran defecto que no es tan fácil de almacenar. Se debe lograr la combinación de esos elementos para lograr el mayor beneficio para todos, en el contexto de reducción de emisiones.

Llamó a considerar que las regiones del norte con su enorme riqueza solar pueden -a través del intercambio con otras regiones- beneficiarse, incluso exportando energía. Ello generará beneficios directos como empleo e inversión. El tránsito logra varios beneficios a la vez, entre ellos, reducir emisiones globales, apuntar a disminuir la contaminación reemplazando el diésel y la leña, hacerlo al mínimo costo logra equidad y accesibilidad para la ciudadanía.

La **señora Ana Lía Rojas** complementó señalando que, al año 2020 solo en la importación de fósiles hubo un gasto de aproximadamente 9 mil millones de dólares anuales; lo que en términos eléctricos equivale a 126 tera watts hora al año, que importa una diferencia de dos mil a cinco mil millones de dólares al año solo por el hecho de dejar de importar fósiles y reemplazarlos por electricidad. Ello corrobora que electrificar en base a renovables es muy beneficioso y conveniente.

El **diputado Jaime Mulet** expresó que el compromiso con las comunidades no es percibido por los ciudadanos, creciendo cierta animadversión de parte de las comunidades porque sienten que no reciben nada a cambio de llenarse de plantas fotovoltaicas, por ejemplo, salvo el empleo inicial de su construcción. Se trata de un gran desafío que también debería abarcarse desde un prisma regulatorio, como el proyecto de ley de rentas regionales que no ha avanzado en su tramitación.

El **señor Claudio Seebach** expresó que el trabajo con las comunidades es un gran desafío compartido de colaboración pública-privada. Contar con un estándar de industria en todo sentido -tanto en el desarrollo de proveedores locales como en el desarrollo de criterios de localización- es fundamental porque si no crea valor para las comunidades, si un proyecto no es querido por ellas, ese será el principal desafío para industria. Y, es precisamente esa motivación lo que los ha llevado como generadoras a incorporar y usar instrumentos de medición del impacto socioambiental y de valor compartido.

La **señora Ana Lía Rojas** expresó que la significancia del trabajo con las comunidades es la madre de todas las batallas. Se va a llegar a un acuerdo, antes, incluso con el Coordinador, que el desafío del territorio con las comunidades.

Hoy existen más de ciento setenta instrumentos de ordenamiento territorial que están repartidos en distintos organismos e instancias de participación. Por tanto, cuando un proyecto se enfrenta a su intención de desarrollo tiene que tener mucha gestión. Ahí radica la importancia de que la transición energética justa debe ser una política de Estado. Hay varios factores que presionan el territorio que se debe abordar con una ley de transición energética y territorio para entender como desplegarse.

El **diputado Gonzalo De la Carrera** consultó cómo se solucionará el desafío de la transmisión en un país tan largo, considerando que el inversionista chileno ve incertezas y el extranjero tiene muchos obstáculos. A cuántos años plazo y a qué costo se espera la generación de una nueva red.

El **señor Claudio Seebach** respondió que hay varios obstáculos para el futuro. En primer lugar, se debe trabajar hoy con el Coordinador para sacar el máximo provecho o gestionar de la mejor manera a la red existente y planificar hacia adelante una red más expansiva que permita aprovechar el territorio con conciencia de que las señales de localización tienen que conversar con los territorios y sus comunidades considerando que en cada región es distinta la capacidad de trabajo con el Estado en establecer la aprobación de proyectos ambientales. El desafío es complejo, aseguró.

El **Ministro de Energía, señor Diego Pardow** señaló que hay una estrategia de largo plazo en materia de energía y particularmente en electricidad y que la siguiente línea de transmisión debería entrar en operación en el año 2028.

Destacó que no hay sobreinversión en ER, sino, por el contrario: falta. Se debe trabajar en que esa energía se pueda almacenar, transportar por nuevas

carreteras y utilizar las carreteras existentes de manera más eficiente. Ese es el compromiso de la Cartera.

La **señora Ana Lía Rojas** respondió que efectivamente existe la planificación de la transmisión que es una tarea que hace el Estado a través de la Comisión Nacional de Energía y es un plan que se licita y encarga a los privados.

Ese plan de transmisión debe ser vinculante con la política energética de largo plazo que, a su vez, debe ser vinculante con la planificación de transmisión de la CNE que, luego es verificada por el Coordinador. Ahí están las obras nuevas y de ampliación o reforzamiento valorizadas en sus montos. Es en la planificación donde se deben introducir mejoras para que refleje realmente la necesidad de que se incorporen nuevas ER y almacenamiento y no simplemente obedezca a interpretaciones que no dan cuenta de la realidad, afirmó.

C. Votación.

Cerrado el debate, la Comisión procedió a votar en general el proyecto, aprobándolo por la **unanimidad** de los diputados presentes **(8-0-0)**. Votaron a favor los diputados Álvaro Carter, Andrés Celis, Gonzalo De la Carrera, Diego Ibáñez, Christian Matheson, Jaime Mulet, Marco Antonio Sulantay y Sebastián Videla.

V.- DISCUSIÓN Y VOTACIÓN PARTICULAR DEL PROYECTO.

En este trámite la Comisión contó con la participación del Ministro de Energía, señor Diego Pardow.

A continuación, se dio inicio a la votación particular en la siguiente forma:

Artículo 1

Numeral 1)

Se presentaron las siguientes indicaciones:

1. Del Ejecutivo:

1) Para reemplazar el numeral 1) por el siguiente:

“1) Agrégase, en el artículo 72°-8, inciso primero, el siguiente literal l), nuevo, pasando los actuales literales l) y m) a ser, respectivamente, los literales m) y n):

“l) Información respecto al seguimiento y registro de cada megawatt hora inyectado, en particular mediante medios de generación renovables o renovables no convencionales, desde su origen y hasta su consumo por parte de los clientes finales, de acuerdo al mecanismo que establezca el reglamento”.”.

2. De la **diputada Marcela Riquelme** y de los **diputados Diego Ibáñez, Jaime Mulet y Nelson Venegas**, para reemplazar el numeral 1), por el siguiente:

“l) Información respecto al seguimiento y registro de cada megawatt hora generado mediante medios de generación renovable e inyectado al sistema eléctrico desde su origen y hasta su consumo por parte de los clientes finales; como asimismo el registro de cada megawatt vertido, especificándose las causas de su vertimiento.”

Puesta en votación la indicación del Ejecutivo se **aprobó por mayoría de votos (6-2-0)**.

La indicación de la diputada Riquelme y de los diputados Ibáñez, Mulet y Venegas se entiende **rechazada** por ser incompatible con lo recientemente aprobado, en virtud de lo prescrito en el artículo 296 del Reglamento de la Corporación.

Nuevos numerales 2), 3), 4) y 5)

3. El **Ejecutivo** presentó las siguientes indicaciones:

2) Para incorporar los siguientes numerales 2), 3), 4) y 5), nuevos, readecuando el orden correlativo de los numerales subsiguientes:

“2) Intercálase, en el inciso primero del artículo 72°-18, a continuación de la frase “con una antelación no inferior a veinticuatro meses en el caso de unidades generadoras y”, y antes de la expresión “y treinta y seis meses respecto de instalaciones de transmisión”, la frase “sistemas de almacenamiento que no pertenecen al sistema de transmisión,”.

3) Reemplázase, en el artículo 74°, la palabra “generación” por la frase “inyección de energía”.

4) Intercálase, en el artículo 77°, a continuación de la frase “sin perjuicio del uso por parte de clientes libres, medios de generación”, y antes de la expresión “conectados directamente”, la frase “o sistemas de almacenamiento”.

5) Modifícase el artículo 149°, de la siguiente manera:

a) Reemplázase, en el inciso quinto, la frase “el CDEC respectivo”, por la frase “parte del Coordinador Eléctrico Nacional”.

b) Sustitúyese, en el inciso sexto, el párrafo “Las obras adicionales que sean necesarias para permitir la inyección de dichos excedentes de potencia deberán ser ejecutadas por los propietarios de los sistemas de distribución correspondientes y sus costos serán de cargo de los propietarios de los medios de generación indicados, conforme a las modalidades que establezca el reglamento. Para el cálculo de estos costos se considerarán tanto los costos adicionales en las zonas adyacentes a los puntos de inyección, como los ahorros de costos en el resto de la red de distribución, conforme a los procedimientos que para ello establezca el reglamento. El valor de estas instalaciones no se considerará parte del valor nuevo de reemplazo de la empresa distribuidora correspondiente.”; por el siguiente “El reglamento determinará los requisitos que deberán cumplirse para conectar el medio de generación o sistema de almacenamiento, junto a su respectiva infraestructura de carga, según corresponda, a las redes de distribución, así como para que estos puedan operar en sincronismo con la red e inyectar los excedentes de energía a estas, cuando corresponda. Asimismo, el reglamento contemplará las medidas que deberán adoptarse para los efectos de proteger la seguridad de las personas y de los bienes y la seguridad y continuidad del suministro; las especificaciones técnicas y de seguridad que deberán cumplir el equipamiento o sistema requerido para operar; y el mecanismo para determinar las obras adicionales, adecuaciones y ajustes que deban realizarse a la red y los costos respectivos, cuando corresponda.”.

c) Elimínase, en el inciso final, la palabra “presente”; y agrégase, a continuación de la palabra “inciso”, la frase “quinto y sexto”.

Sometidas a votación las indicaciones del Ejecutivo se **aprobaron por mayoría de votos (8-2-1)**.

Numeral 2) que ha pasado a ser numeral 6)

4. El Ejecutivo presentó las siguientes indicaciones:

3) Para incorporar en el numeral 2), que ha pasado a ser 6), las siguientes modificaciones:

a) Agréganse los siguientes literales a), b), c) y d), nuevos, y elimínese el actual literal b), pasando el actual literal a) a ser e):

“a) Introdúcense las siguientes modificaciones al inciso primero:

i. Elimínase la frase “sujetos a fijación de precios,”.

ii. Intercálase, a continuación de la frase “de manera individual o colectiva, tendrán derecho”, y antes de la expresión “a inyectar la energía”, la frase “a conectar dichos equipamientos a la red de distribución. Aquellos usuarios finales que se encuentren sujetos a fijación de precios tendrán además el derecho”.

b) Introdúcense las siguientes modificaciones al inciso segundo:

i. Sustitúyese la frase “el derecho señalado”, por la expresión “los derechos señalados”.

ii. Incorpórase, a continuación del punto aparte, que pasa a ser punto seguido, el siguiente párrafo: “Lo anterior no será aplicable respecto de equipamientos de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales y de sistemas de almacenamiento cuya propiedad corresponda a municipalidades. Dichas corporaciones podrán agruparse con otros usuarios finales sometidos a regulación de precios para efectos de ejercer los derechos establecidos en el presente artículo, sin que les sea exigible a estos últimos acreditar propiedad del equipamiento de generación y sistemas de almacenamiento.”.

c) Incorpórase, en el inciso tercero, a continuación del punto aparte, que pasa a ser punto seguido, lo siguiente:

“Sin perjuicio de lo anterior, para el caso de equipamientos de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales y sistemas de almacenamiento, cuya propiedad corresponda a municipalidades, el reglamento establecerá las normas de administración de dicho equipamiento, así como las reglas de repartición de inyecciones, las cuales deberán ser equitativas y no discriminatorias entre las municipalidades y los usuarios agrupados.”.

d) Introdúcense las siguientes modificaciones al inciso quinto:

i. Intercálase a continuación de la frase “conectar el medio de generación o sistema de almacenamiento” y antes de la expresión “a las redes de distribución”, la frase “, junto a su respectiva infraestructura de carga, según corresponda,”.

ii. Agrégase, a continuación de la frase “a las redes de distribución,”, la expresión “así como para que este pueda operar en sincronismo con la red”.

iii. Agrégase, a continuación de la frase “e inyectar los excedentes de energía a éstas”, la expresión “, cuando corresponda”.

iv. Reemplázase la frase “el equipamiento requerido para efectuar las inyecciones”, por la expresión “el equipamiento o sistema requerido para operar”.

v. Reemplázase la frase “los costos de las adecuaciones que deban realizarse a la red”, por la siguiente “las obras adicionales, adecuaciones y ajustes que deban realizarse a la red y los costos respectivos, cuando corresponda”.

b) Introdúcense los literales f) y g) siguientes:

“f) En el inciso séptimo, reemplázase la frase “La concesionaria de servicio público de distribución deberá velar por que la habilitación de las instalaciones para inyectar los excedentes a la respectiva red de distribución”, por

la siguiente: “La concesionaria de servicio público de distribución deberá velar por que la habilitación de las instalaciones para conectar medios de generación y sistemas de almacenamiento, así como para que estos puedan inyectar sus excedentes a la respectiva red de distribución”.

g) Agrégase, en el inciso noveno, a continuación de la frase “la concesionaria en el correspondiente contrato”, la expresión “sin perjuicio de lo indicado en relación con los proyectos impulsados por municipalidades a los que se refieren los incisos segundo y tercero del presente artículo”, pasando a ser el punto aparte que la precede, una coma.”.

Puesto en votación particular el numeral 2) del artículo 1 que ha pasado a ser numeral 6) con las indicaciones presentadas por el Ejecutivo se **aprobaron por mayoría de votos (8-2-1)**.

Nuevo numeral 7)

5. El Ejecutivo presentó la siguiente indicación:

4) Para incorporar el siguiente numeral 7), nuevo, readecuando el orden correlativo de los numerales subsiguientes:

“7) Intercálase, en el literal d) del inciso segundo del artículo 149° ter, a continuación de la frase “Que los remanentes no tengan su origen en incrementos en la capacidad de generación” y antes de la expresión “que no hayan cumplido”, la frase “o almacenamiento”.”.

Sometida a votación la indicación del Ejecutivo se **aprobó por mayoría de votos (8-2-1)**.

Numeral 3) que ha pasado a ser numeral 8)

6.El Ejecutivo presentó la siguiente indicación:

5) Para reemplazar el numeral 3), que ha pasado a ser 8), por el siguiente:

“8) Incorpórase el siguiente artículo 149 sexies, nuevo:

“Artículo 149° sexies.- Las empresas concesionarias de distribución deberán realizar un estudio para evaluar la penetración en sus redes y el impacto sobre las mismas de los medios de generación y sistemas de almacenamiento indicados en los artículos 149°, inciso sexto, y 149° bis, en la forma que defina el

reglamento. En dicho estudio deberán determinarse aquellas porciones de la red donde la conexión y operación de dichas instalaciones de generación y/o almacenamiento produzcan eficiencias en los costos de operación y expansión de la red. El reglamento establecerá los alcances, requisitos y plazos que las empresas concesionarias de distribución deberán cumplir para la realización de dicho estudio antes señalado.”.”.

Sometido a votación particular la indicación presentada por el Ejecutivo, se **aprobó por mayoría de votos (9-1-3)**.

Nuevo numeral 9)

7. El Ejecutivo presentó la siguiente indicación:

6) Para incorporar el siguiente numeral 9), nuevo, readecuando el orden correlativo de los numerales subsiguientes:

“9) Incorpórase los siguientes artículos 149° septies y 149° octies, nuevos:

“Artículo 149° septies. Las obras adicionales y adecuaciones que sean necesarias para permitir la conexión y operación de los medios de generación de energía eléctrica y sistemas de almacenamiento a los que se refieren el inciso sexto del artículo 149° y el artículo 149° bis, serán ejecutadas por el concesionario de servicio público de distribución en los plazos que para ello establezca la normativa vigente. Los costos asociados a las componentes necesarias para ejecutar dichos trabajos, así como los restantes costos de los ajustes, maniobras y otras labores realizadas por la empresa distribuidora y que sean necesarias para la evaluación del impacto, la conexión a la red, y su puesta en servicio, serán de cargo de los propietarios de los medios generación de energía eléctrica y sistemas de almacenamiento antes referidos, conforme a las modalidades que establezca el reglamento. En ningún caso dichos cargos podrán implicar costos adicionales para los restantes usuarios de la red de distribución.

Para efectos de lo establecido en el inciso anterior, con ocasión de la dictación del decreto tarifario que trata el artículo 190°, y sobre la base de los estudios de costos del valor agregado de distribución y los criterios de eficiencia a que se refiere el artículo 183°, la Comisión, por resolución exenta, definirá aquellos costos asociados a la evaluación del impacto, la conexión a la red de distribución y puesta en servicio de los equipamientos de generación y sistemas de almacenamiento a los que se refiere el presente artículo, así como sus condiciones de aplicación. Previo a la dictación de la resolución antes señalada, la Comisión deberá emitir un informe técnico con los cálculos para la determinación

de los referidos costos, el que deberá ser publicado en su sitio web para observaciones de los interesados, quienes podrán enviar sus observaciones al informe señalado, en los plazos que para ello defina la normativa vigente. Vencido el plazo para formular observaciones, la Comisión deberá emitir la versión definitiva del informe técnico y dictar la resolución respectiva, la que se publicará en el Diario Oficial, en los plazos que para ello establezca la normativa vigente.

Para la determinación de los costos señalados en el presente artículo, se considerarán tanto los costos adicionales en las zonas adyacentes a los puntos de inyección, como los ahorros de costos en el resto de la red de distribución, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento. Aquellos componentes necesarios para ejecutar las obras adicionales, adecuaciones y ajustes, así como otras labores asociadas a la evaluación del impacto en la red, la conexión y puesta en servicio de los medios de generación y sistemas de almacenamiento, cuyos costos no hayan sido fijados por la resolución antes mencionada, serán determinados por la empresa distribuidora, en conformidad a los criterios y requisitos que establezca el reglamento.

El reglamento podrá establecer requerimientos distintos para la determinación y aplicación de los costos a los que se refiere el presente artículo, de acuerdo a la capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico de los equipamientos de generación y almacenamiento, entre otros criterios técnicos.

Sin perjuicio de lo indicado en el inciso primero, cuando un propietario de un medio de generación y sistema de almacenamiento solicite la conexión de dicho equipamiento a las redes de propiedad de una empresa concesionaria de servicio público de distribución, podrá ejecutar directamente las obras adicionales, adecuaciones y ajustes necesarios, sobre la base de un proyecto previamente aprobado por dicha concesionaria de servicio público de distribución, de acuerdo a los requisitos y plazos que para ello establezca el reglamento. La ejecución de las obras adicionales, adecuaciones y ajustes necesarios, deberán realizarse de acuerdo a los procedimientos, requerimientos y plazos que para ello establezca la normativa vigente. La concesionaria de servicio público de distribución solo podrá rechazar un proyecto de obras adicionales, adecuaciones y ajustes necesarios presentado por el propietario, en caso de que dicho proyecto no cumpla con los requerimientos técnicos pertinentes y la normativa vigente.

La Superintendencia será la responsable de fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de lo establecido en el presente artículo.

Artículo 149° octies. En sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts, los usuarios finales conectados a un sistema de distribución que dispongan para su propio consumo de equipamientos de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales, de instalaciones de cogeneración eficiente o sistemas de almacenamiento, de

manera individual o colectiva, podrán convenir acuerdos de operación con las empresas concesionarias de servicio público de distribución, a fin de mejorar los estándares de calidad, retrasar inversiones en obras de distribución, u otras acciones operativas que sean necesarias para un desarrollo eficiente de la red de distribución. El reglamento establecerá el procedimiento y fijará las materias y condiciones en que se celebrarán dichos acuerdos de operación.”.

Puesta en votación la indicación del Ejecutivo se **aprobó por unanimidad (13-0-0)**,

Numeral 4) que ha pasado a ser numeral 10)

Se presentaron las siguientes indicaciones:

8. Del Ejecutivo:

7) Para modificar el numeral 4), que ha pasado a ser 10), en el siguiente sentido:

a) Reemplázase, en la letra a), el guarismo “40” por el guarismo “60”.

b) Reemplázase, en la letra b), el guarismo “30%” por el guarismo “40%”.

c) Incorpórase, en la letra b), a continuación del punto aparte, que pasa a ser punto seguido, lo siguiente:

“Las inyecciones de los sistemas de almacenamiento de energía o aquellas provenientes de generación renovables no convencionales que dispongan de una componente de almacenamiento o regulación, podrán ser contabilizados en un bloque temporal distinto del efectivamente inyectado, de acuerdo con lo que defina el reglamento. Será obligación de la empresa eléctrica que efectúe retiros de energía traspasar el Atributo ERNC a cada uno de sus clientes finales, estén o no sujetos a regulación de precios, en la cantidad de energía equivalente que permita cumplir con la obligación antes referida, de acuerdo a lo que indique el reglamento. La obligación anteriormente señalada deberá verificarse considerando la información requerida de acuerdo al literal l) del artículo 72°-8, en base a cada uno de los suministros contratados.”.

9. De la diputada Marcela Riquelme y de los diputados Diego Ibáñez, Jaime Mulet y Nelson Venegas:

a) Para reemplazar en el literal a) el guarismo “40” por “60”.

b) Para reemplazar en el literal b) el guarismo “30 %” por “50%”.

Puesto en votación particular el numeral 4) del artículo 1 que ha pasado a ser numeral 10) con la indicación del Ejecutivo se **aprobó por mayoría de votos (6-2-0)**.

Las indicaciones de la diputada Riquelme y de los diputados Ibáñez, Mulet y Venegas se entienden **rechazadas** por ser incompatible con lo recientemente aprobado, en virtud de lo prescrito en el artículo 296 del Reglamento de la Corporación.

Numeral 5) que ha pasado a ser numeral 11)

10. El Ejecutivo presentó las siguientes indicaciones:

8) *Para incorporar en el numeral 5), que ha pasado a ser 11), las siguientes modificaciones al artículo 150° ter:*

a) Reemplázase el literal a) por el siguiente:

“a) Sustitúyese el inciso primero por el siguiente:

“Para dar cumplimiento a parte de la obligación establecida en el inciso primero del artículo anterior, la Comisión deberá efectuar licitaciones públicas anuales, para la provisión de energías proveniente de medios de generación de energía renovable no convencional, y así alcanzar los porcentajes mínimos de retiro establecidos para un año o para un bloque temporal. Para estos efectos, la Comisión efectuará hasta dos licitaciones por año en caso de que el bloque licitado no sea cubierto en su totalidad.”.”

b) Reemplázase el literal b), por el siguiente:

“b) Sustitúyese el inciso segundo, por el siguiente:

“Cada licitación se realizará para dar cobertura total a aquella parte de la obligación señalada en el inciso primero del artículo anterior, que no sea cubierta con la inyección de energía proveniente de proyectos de energías renovables no convencionales o sistemas de almacenamiento de energía, según corresponda, al momento de iniciarse el proceso de licitación, respecto de la cuota exigible al tercer año posterior a ésta, o el plazo que defina la Comisión a través de la emisión del informe técnico a que se refiere el inciso quinto del presente artículo. Para estos efectos, se considerarán proyectos en operación; en construcción de acuerdo a lo establecido en el artículo 72°-17; aquellos provenientes de las licitaciones de suministro a clientes regulados a los que se refiere el artículo 131 y siguientes; y bloques de energía adjudicados de acuerdo al inciso anterior. Con todo, la Comisión no estará obligada a efectuar las referidas licitaciones cuando la obligación señalada se encuentra cumplida.”.”

c) Agrégase, en el literal c), el numeral “iii.”, nuevo, del siguiente tenor:

“iii. Reemplázase la frase “el Ministerio de Energía solicitará a la Comisión un informe técnico” por la frase “la Comisión elaborará un informe técnico”.”.

d) *Agrégase, los literales e), f) y g), nuevos, readecuando el orden correlativo de los literales siguientes:*

“e) Sustitúyese, en el inciso sexto, la palabra “diez” por la frase “al menos cinco”.

f) Reemplázase, en el inciso séptimo, la frase “el Ministerio de Energía” por “la Comisión”.

g) Reemplázase, en el inciso décimo, la frase “, al momento de publicarse las bases, no se encuentren interconectados al sistema eléctrico respectivo”, por la siguiente expresión: “no fueron considerados al momento de iniciarse el proceso de licitación, en la manera que se señala en el inciso segundo, salvo excepciones debidamente fundadas por la Comisión en el informe técnico al que hace referencia el inciso quinto del presente artículo.”.”.

e) *Agrégase, en el literal e), que ha pasado a ser h), el nuevo numeral “iii.” siguiente:*

“iii. Intercálase, luego de la frase “para dar cumplimiento al mencionado compromiso anual” y antes del punto y aparte, la frase “, de acuerdo con lo que establezcan las respectivas bases de licitación”.”.

f) *Agrégase el siguiente literal j), nuevo, pasando el actual literal g) a ser k):*

“j) Incorpórase, en el inciso décimo tercero, a continuación del punto aparte, que pasa a ser una coma, lo siguiente: “propendiendo a garantizar los principios de la coordinación de la operación establecidos en el artículo 72°-1, entre otros criterios que se establezcan en las respectivas bases de licitación.”.”.

Puesto en votación particular el numeral 5) del artículo 1 que ha pasado a ser numeral 11) con las indicaciones del Ejecutivo se **aprobaron por mayoría de votos (6-2-0)**.

Nuevos numerales 12), 13), 14), 15) y 16)

11. El Ejecutivo presentó las siguientes indicaciones:

9) Para incorporar, a continuación del numeral 5), que ha pasado a ser 11), los siguientes numerales 12), 13), 14), 15) y 16):

“12) *Incorpórase el siguiente artículo 150° quáter, nuevo:*

“Artículo 150° quáter.- Las empresas deficitarias o excedentarias de Atributo ERNC, definido en el artículo 225 ag), de conformidad a los porcentajes

mínimos establecidos en el artículo 150° bis, podrán realizar transacciones para dar cumplimiento a dichas obligaciones, de acuerdo a lo que se indica en el inciso tercero de dicho artículo y el artículo 149 quáter. Dichas transacciones no corresponden a las transferencias de energía y potencia referidas en los incisos primero al cuarto del artículo 149°.

No obstante, las empresas generadoras podrán realizar transacciones adicionales, que permitan complementar lo indicado en el inciso anterior tanto de Atributo ERNC como respecto de atributos provenientes de otros medios de generación de acuerdo a lo que establezca el reglamento.

El Coordinador deberá llevar registro de las transacciones indicadas en el inciso anterior, el cual deberá ser informado a la Comisión Nacional de Energía. El registro de dichas transacciones deberá evitar en todo momento la doble contabilización de Atributo ERNC y de atributos provenientes de otros medios de generación.”.

13) Incorpórase el siguiente artículo 150 quinquies, nuevo:

“Artículo 150° quinquies.- Las empresas generadoras deberán informar a la Comisión Nacional de Energía las transacciones valorizadas y sus volúmenes indicados en el artículo anterior en los plazos que establezca el reglamento.”.

14) Reemplázase, en el numeral 3 del inciso primero del artículo 162°, la frase “Se determina el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones troncales del sistema eléctrico”; por la siguiente “Se determina el tipo de unidades generadoras o sistemas de almacenamiento más económicos para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones de transmisión nacional del sistema eléctrico”.

15) Incorpórase, en el inciso quinto del artículo 193°, a continuación del punto aparte, que pasa a ser punto seguido, lo siguiente “Para efectos de lo establecido en el artículo 186°, no se considerarán como parte del VNR de la empresa distribuidora correspondiente los costos asociados a la conexión, puesta en servicio y operación de los medios de generación y sistemas de almacenamiento a los que se refiere el artículo 149°, en su inciso sexto, y el artículo 149° bis, así como tampoco la valorización de las obras adicionales, adecuaciones y ajustes que hayan sido ejecutadas por el interesado según lo establecido en el inciso final del artículo 149° septies. El reglamento determinará el procedimiento para reportar y considerar los costos y obras valorizadas antes referidas.”.

16) Incorpórase, en el inciso primero del artículo 225°, el literal ag), nuevo, del siguiente tenor:

“ag) Atributo ERNC: Corresponde a la cantidad de un MWh de energía proveniente de medios de generación renovables no convencionales, de acuerdo con lo establecido en el artículo 225° aa).”.”.

Sometida a votación las indicaciones presentadas por el Ejecutivo se **aprobaron por mayoría de votos (6-2-0)**.

Artículo 2

12. El Ejecutivo presentó la siguiente indicación:

10) Para eliminar, en el encabezado del Artículo 2°, la frase “inciso cuarto del”.

Puesta en votación la indicación del Ejecutivo se **aprobó por mayoría de votos (6-2-0)**.

Numeral 1)

13. El Ejecutivo presentó la siguiente indicación:

11) Para reemplazar el numeral 1), por el siguiente:

“1) Agrégase, en el inciso cuarto, a continuación de la frase “Para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013”, la siguiente oración “y con anterioridad al 1 de enero de 2023, exceptuando aquellas licitaciones de suministro realizadas el año 2022 a clientes regulados a los que se refiere el artículo 131° y siguientes,”.

Sometida a votación la indicación presentada por el Ejecutivo se **aprobó por mayoría de votos (6-2-0)**.

Numeral 2)

Se presentaron las siguientes indicaciones:

14. Del Ejecutivo:

12) Para reemplazar el numeral 2), por el siguiente:

“2) Sustitúyese, en el inciso cuarto, la oración “El mecanismo de licitación será aplicable a contar del año 2015. En caso que el reglamento no se

encuentre vigente para dicho período, la licitación comenzará a regir a contar del año siguiente y así sucesivamente. Para el período en que no hubiese comenzado a regir el mecanismo de licitación, la obligación será íntegramente exigible para las empresas eléctricas que efectúen retiros.”, por la siguiente: “Para los contratos firmados con posterioridad al 1 de enero de 2023, la obligación aludida será del 25% al año 2023, con incrementos del 5% a partir del año 2024 hasta llegar al 60% el año 2030.”.

15. De la **diputada Marcela Riquelme** y de los **diputados Diego Ibáñez, Jaime Mulet y Nelson Venegas**, para sustituir en el artículo 2º, numeral 2) la frase final, por el siguiente texto:

“Para los contratos firmados con posterioridad al 1º de enero de 2022 la obligación aludida será de 20% al año 2022, con incrementos de 5% a partir del año 2023 para llegar al 60% el año 2030.”

Puesta en votación la indicación del Ejecutivo se **aprobó por mayoría de votos (6-2-0)**.

La indicación de la diputada Riquelme y de los diputados Ibáñez, Mulet y Venegas se entiende **rechazada** por ser incompatible con lo recientemente aprobado, en virtud de lo prescrito en el artículo 296 del Reglamento de la Corporación.

Numeral 3)

Se presentaron las siguientes indicaciones:

16. Del Ejecutivo:

13) Para sustituir el numeral 3), por el siguiente:

*“**3)** Incorpórase el siguiente inciso quinto, nuevo, pasando el actual inciso quinto a ser sexto:*

“Del mismo modo, la obligación por bloques temporales indicada en el artículo 150º bis de la Ley General de Servicios Eléctricos regirá a contar del 1 de julio del año 2023, exceptuando aquellas licitaciones de suministro realizadas el año 2022 a clientes regulados a los que se refiere el artículo 131º y siguientes, y se aplicará a todos los retiros de energía para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales cuyos contratos se suscriban a partir del 1 de enero de 2023, sean contratos nuevos, renovaciones, extensiones u otras convenciones de similar

naturaleza. Esta obligación será de un 12% al año 2023, con incrementos del 4% a partir del año 2024 hasta llegar al 40% el año 2030.”.

17. De la **diputada Marcela Riquelme** y de los **diputados Diego Ibáñez, Jaime Mulet y Nelson Venegas**, para sustituir en el artículo 2º, numeral 3) la oración final del inciso quinto, nuevo, por el siguiente texto:

“Esta obligación será de 10% el año 2022 con incrementos del 5% a partir del año 2023 hasta llegar al 50% el año 2030.”

Sometida a votación la indicación del Ejecutivo se **aprobó por mayoría de votos (6-2-0)**.

La indicación de la diputada Riquelme y de los diputados Ibáñez, Mulet y Venegas se entiende **rechazada** por ser incompatible con lo recientemente aprobado, en virtud de lo prescrito en el artículo 296 del Reglamento de la Corporación.

Numeral 4)

18. El **Ejecutivo** presentó la siguiente indicación:

14) Para reemplazar el numeral 4), por el siguiente:

4) Incorpórase el siguiente inciso séptimo, nuevo:

“Mientras no entre en vigencia el reglamento que establezca los bloques temporales indicados en el artículo 150º bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, estos corresponderán a tres intervalos temporales dentro del día, definidos entre los periodos horarios comprendidos entre las 00:00 y las 7:59 horas; las 8:00 y las 18:59 horas; y las 19:00 y las 23:59 horas.”.

Puesta en votación la indicación del Ejecutivo se **aprobó por mayoría de votos (6-2-0)**.

Disposiciones Transitorias

Artículo primero

No fue objeto de indicaciones.

Sometido a votación el artículo primero transitorio, se **aprobó por unanimidad** de los diputados presentes **(11-0-0)**.

Artículo segundo

19. El Ejecutivo presentó la siguiente indicación:

15) *Para reemplazar el Artículo segundo transitorio por el siguiente:*

“Artículo segundo transitorio.- Las obligaciones relativas al estudio al que se refiere el artículo 149° sexies, incorporado por el artículo 1° de la presente ley al decreto con fuerza de ley N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos, sólo serán aplicables en forma posterior a la publicación del respectivo reglamento, debiendo las concesionarias de servicio público de distribución ejecutarlo en los plazos que establezca ese reglamento.

Asimismo, las disposiciones incorporadas por el artículo 149° septies inciso quinto serán aplicables en forma posterior a la publicación del reglamento respectivo.”.

Puesta en votación la indicación del Ejecutivo se **aprobó por unanimidad (12-0-0)**

Artículo tercero

No se presentaron indicaciones.

Sometido a votación el artículo tercero transitorio se **aprobó por mayoría de votos (10-0-1)**.

Nuevo artículo cuarto

20. El Ejecutivo presentó la siguiente indicación:

16) *Para incorporar un nuevo Artículo cuarto transitorio:*

“Artículo cuarto transitorio.- La obligación contemplada en el inciso segundo del artículo 149 bis, que esta ley incorpora al decreto con fuerza de ley N° 4/20018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1,

de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, regirá a partir de 12 meses contados desde la publicación de la presente ley en el Diario Oficial, para las empresas eléctricas que no cuenten con contratos mediante los cuales se transe atributos ERNC o de generación renovable con clientes finales. En el caso de empresas eléctricas que cuenten con contratos vigentes respecto de atributos ERNC o de generación renovable con clientes finales, dicha obligación regirá a partir de la suscripción de contratos nuevos, modificaciones en alguno de los elementos de su esencia y/o naturaleza, renovaciones, o extensiones u otras convenciones de similar naturaleza.”

Puesta en votación la indicación del Ejecutivo se **aprobó por unanimidad (12-0-0)**, con los votos

Nuevo artículo quinto

21. De la diputada Marcela Riquelme y de los diputados Diego Ibáñez, Jaime Mulet y Nelson Venegas:

Para agregar un Artículo Cuarto Transitorio que pasaría a ser quinto transitorio del siguiente tenor:

“Establézcase el plazo de un año, a contar de la promulgación de esta ley, para que el Coordinador Eléctrico Nacional, en virtud de la obligación que establece el artículo 117-J del Decreto 125 del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, de comienzo a la aplicación del esquema de control automático en la Transmisión, para la optimización del Sistema Eléctrico.”

Puesta en votación la indicación parlamentaria, se **aprobó por mayoría de votos (8-5-0)**.

Nuevo artículo sexto

22. De la diputada Yovana Ahumada:

Para agregar el siguiente artículo cuarto transitorio que pasaría a ser sexto transitorio del siguiente tenor:

“Artículo cuarto transitorio: Los propietarios, usufructuarios, arrendatarios, concesionarios o titulares de servidumbres en las cuales se ubiquen o construyan el o los medios de generación de energías renovables no convencionales, o sistemas de almacenamiento de energía, con todo deberán siempre, tomar las medidas necesarias para que un porcentaje suficiente de la

energía eléctrica generada o almacenada, sea destinado para las personas inscritas en el registro de pacientes electro-dependientes con hospitalización domiciliaria.”

Sometida a votación la indicación parlamentaria se **aprobó por unanimidad (12-0-0)**, con los votos

VI. INDICACIONES DECLARADAS INADMISIBLES.

De la diputada Marcela Riquelme y de los diputados Diego Ibáñez, Jaime Mulet y Nelson Venegas:

Para agregar un Artículo Cuarto Transitorio que pasaría a ser quinto transitorio del siguiente tenor:

“Establézcase el plazo de un año, a contar de la promulgación de esta ley, para que el Coordinador Eléctrico Nacional, en virtud de la obligación que establece el artículo 117-J del Decreto 125 del Ministerio de Energía, que aprueba el Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, de comienzo a la aplicación del esquema de control automático en la Transmisión, para la optimización del Sistema Eléctrico.”

Sometida a votación la **admisibilidad de la indicación, esta fue rechazada por la mayoría (1-6-0)**. Con los votos en contra de los diputados José Luis Castro, Andrés Celis Montt, Diego Ibáñez Cotroneo, Christian Matheson Villán, Marcos Sulantay Olivares y Cristián Tapia Ramos. Con el voto a favor del diputado Jaime Mulet Martínez.

VII. ARTÍCULOS E INDICACIONES RECHAZADOS POR LA COMISIÓN.

a.- De la diputada Marcela Riquelme y de los diputados Diego Ibáñez, Jaime Mulet y Nelson Venegas, para reemplazar el numeral 1), por el siguiente:

“1) Información respecto al seguimiento y registro de cada megawatt hora generado mediante medios de generación renovable e inyectado al sistema eléctrico desde su origen y hasta su consumo por parte de los clientes finales; como asimismo el registro de cada megawatt vertido, especificándose las causas de su vertimiento.”

b.- De la diputada Marcela Riquelme y de los diputados Diego Ibáñez, Jaime Mulet y Nelson Venegas:

a) Para reemplazar en el literal a) el guarismo “40” por “60”.

b) Para reemplazar en el literal b) el guarismo “30 %” por “50%”.

c.- De la diputada Marcela Riquelme y de los diputados Diego Ibáñez, Jaime Mulet y Nelson Venegas, para sustituir en el artículo 2º, numeral 2) la frase final, por el siguiente texto:

“Para los contratos firmados con posterioridad al 1º de enero de 2022 la obligación aludida será de 20% al año 2022, con incrementos de 5% a partir del año 2023 para llegar al 60% el año 2030.”

d.- De la diputada Marcela Riquelme y de los diputados Diego Ibáñez, Jaime Mulet y Nelson Venegas, para sustituir en el artículo 2º, numeral 3) la oración final del inciso quinto, nuevo, por el siguiente texto:

“Esta obligación será de 10% el año 2022 con incrementos del 5% a partir del año 2023 hasta llegar al 50% el año 2030.”

e.- Del Ejecutivo:

Para reemplazar el artículo segundo transitorio por el siguiente:

“Artículo segundo transitorio.- Las obligaciones relativas al estudio al que se refiere el artículo 149º sexies, incorporado por el artículo 1º de la presente ley al decreto con fuerza de ley N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos, sólo serán aplicables en forma posterior a la publicación del respectivo reglamento, debiendo las concesionarias de servicio público de distribución ejecutarlo en los plazos que establezca ese reglamento.

Asimismo, las disposiciones incorporadas por el artículo 149º septies inciso quinto serán aplicables en forma posterior a la publicación del reglamento respectivo.”.

La indicación presentada por el Ejecutivo, se entiende rechazada por ser incompatible con lo, en virtud de lo prescrito en el artículo 296 del Reglamento de la Corporación.

VIII. TEXTO DEL PROYECTO APROBADO.

Por las razones señaladas y por las que expondrá oportunamente la diputada informante, esta Comisión recomienda a la Sala aprobar el siguiente

PROYECTO DE LEY

Artículo 1º.- Introdúcense las siguientes modificaciones en el decreto con fuerza de ley N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos:

“1) Agrégase, en el artículo 72°-8, inciso primero, el siguiente literal l), nuevo, pasando los actuales literales l) y m) a ser, respectivamente, los literales m) y n):

“l) Información respecto al seguimiento y registro de cada megawatt hora inyectado, en particular mediante medios de generación renovables o renovables no convencionales, desde su origen y hasta su consumo por parte de los clientes finales, de acuerdo al mecanismo que establezca el reglamento”.

“2) Intercálase, en el inciso primero del artículo 72°-18, a continuación de la frase “con una antelación no inferior a veinticuatro meses en el caso de unidades generadoras y”, y antes de la expresión “y treinta y seis meses respecto de instalaciones de transmisión”, la frase “sistemas de almacenamiento que no pertenecen al sistema de transmisión,”.

3) Reemplázase, en el artículo 74°, la palabra “generación” por la frase “inyección de energía”.

4) Intercálase, en el artículo 77°, a continuación de la frase “sin perjuicio del uso por parte de clientes libres, medios de generación”, y antes de la expresión “conectados directamente”, la frase “o sistemas de almacenamiento”.

5) Modifícase el artículo 149°, de la siguiente manera:

a) Reemplázase, en el inciso quinto, la frase “el CDEC respectivo”, por la frase “parte del Coordinador Eléctrico Nacional”.

b) Sustitúyese, en el inciso sexto, el párrafo “Las obras adicionales que sean necesarias para permitir la inyección de dichos excedentes de potencia deberán ser ejecutadas por los propietarios de los sistemas de distribución correspondientes y sus costos serán de cargo de los propietarios de los medios de generación indicados, conforme a las modalidades que establezca el reglamento. Para el cálculo de estos costos se considerarán tanto los costos adicionales en las zonas adyacentes a los puntos de inyección, como los ahorros de costos en el resto de la red de distribución, conforme a los procedimientos que para ello establezca el reglamento. El valor de estas instalaciones no se considerará parte del valor nuevo de reemplazo de la empresa distribuidora correspondiente.”; por el siguiente “El reglamento determinará los requisitos que deberán cumplirse para conectar el medio de generación o sistema de almacenamiento, junto a su respectiva infraestructura de carga, según corresponda, a las redes de distribución, así como para que estos puedan operar en sincronismo con la red e inyectar los excedentes de energía a estas, cuando corresponda. Asimismo, el reglamento contemplará las medidas que deberán adoptarse para los efectos de proteger la seguridad de las personas y de los bienes y la seguridad y continuidad del suministro; las especificaciones técnicas y de seguridad que deberán cumplir el equipamiento o sistema requerido para operar; y el mecanismo para determinar las obras adicionales, adecuaciones y ajustes que deban realizarse a la red y los costos respectivos, cuando corresponda.”.

c) Elimínase, en el inciso final, la palabra “presente”; y agrégase, a continuación de la palabra “inciso”, la frase “quinto y sexto”.

6) Modifícase el artículo 149° bis, en la siguiente forma:

a) Introdúcense las siguientes modificaciones al inciso primero:

i. Elimínase la frase “sujetos a fijación de precios,”.

ii. Intercálase, a continuación de la frase “de manera individual o colectiva, tendrán derecho”, y antes de la expresión “a inyectar la energía”, la frase “a conectar dichos equipamientos a la red de distribución. Aquellos usuarios finales que se encuentren sujetos a fijación de precios tendrán además el derecho”.

b) Introdúcense las siguientes modificaciones al inciso segundo:

i. Sustitúyese la frase “el derecho señalado”, por la expresión “los derechos señalados”.

ii. Incorpórase, a continuación del punto aparte, que pasa a ser punto seguido, el siguiente párrafo: “Lo anterior no será aplicable respecto de equipamientos de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales y de sistemas de almacenamiento cuya propiedad corresponda a municipalidades. Dichas corporaciones podrán agruparse con otros usuarios finales sometidos a regulación de precios para efectos de ejercer los derechos establecidos en el presente artículo, sin que les sea exigible a estos últimos acreditar propiedad del equipamiento de generación y sistemas de almacenamiento.”.

c) Incorpórase, en el inciso tercero, a continuación del punto aparte, que pasa a ser punto seguido, lo siguiente:

“Sin perjuicio de lo anterior, para el caso de equipamientos de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales y sistemas de almacenamiento, cuya propiedad corresponda a municipalidades, el reglamento establecerá las normas de administración de dicho equipamiento, así como las reglas de repartición de inyecciones, las cuales deberán ser equitativas y no discriminatorias entre las municipalidades y los usuarios agrupados.”.

d) Introdúcense las siguientes modificaciones al inciso quinto:

i. Intercálase a continuación de la frase “conectar el medio de generación o sistema de almacenamiento” y antes de la expresión “a las redes de distribución”, la frase “, junto a su respectiva infraestructura de carga, según corresponda,”.

ii. Agrégase, a continuación de la frase “a las redes de distribución,”, la expresión “así como para que este pueda operar en sincronismo con la red”.

iii. Agrégase, a continuación de la frase “e inyectar los excedentes de energía a éstas”, la expresión “, cuando corresponda”.

iv. Reemplázase la frase “el equipamiento requerido para efectuar las inyecciones”, por la expresión “el equipamiento o sistema requerido para operar”.

v. Reemplázase la frase “los costos de las adecuaciones que deban realizarse a la red”, por la siguiente “las obras adicionales, adecuaciones y ajustes que deban realizarse a la red y los costos respectivos, cuando corresponda”.

e) Introdúcense las siguientes modificaciones al inciso sexto:

i. Reemplázase la palabra “instalada” que precede a la frase “por cada inmueble” por la frase “total de inyección”.

ii. Sustitúyese el guarismo “300” por “500”.

f) En el inciso séptimo, reemplázase la frase “La concesionaria de servicio público de distribución deberá velar por que la habilitación de las instalaciones para inyectar los excedentes a la respectiva red de distribución”, por la siguiente: “La concesionaria de servicio público de distribución deberá velar por que la habilitación de las instalaciones para conectar medios de generación y sistemas de almacenamiento, así como para que estos puedan inyectar sus excedentes a la respectiva red de distribución”.

g) Agrégase, en el inciso noveno, a continuación de la frase “la concesionaria en el correspondiente contrato”, la expresión “sin perjuicio de lo indicado en relación con los proyectos impulsados por municipalidades a los que se refieren los incisos segundo y tercero del presente artículo”, pasando a ser el punto aparte que la precede, una coma.”.

7) Intercálase, en el literal d) del inciso segundo del artículo 149° ter, a continuación de la frase “Que los remanentes no tengan su origen en incrementos en la capacidad de generación” y antes de la expresión “que no hayan cumplido”, la frase “o almacenamiento”.

8) Incorpórase el siguiente artículo 149 sexies, nuevo:

“Artículo 149° sexies.- Las empresas concesionarias de distribución deberán realizar un estudio para evaluar la penetración en sus redes y el impacto sobre las mismas de los medios de generación y sistemas de almacenamiento indicados en los artículos 149°, inciso sexto, y 149° bis, en la forma que defina el reglamento. En dicho estudio deberán determinarse aquellas porciones de la red donde la conexión y operación de dichas instalaciones de generación y/o almacenamiento produzcan eficiencias en los costos de operación y expansión de la red. El reglamento establecerá los alcances, requisitos y plazos

que las empresas concesionarias de distribución deberán cumplir para la realización de dicho estudio antes señalado.”.

9) Incorpórase los siguientes artículos 149° septies y 149° octies, nuevos:

“Artículo 149° septies. Las obras adicionales y adecuaciones que sean necesarias para permitir la conexión y operación de los medios de generación de energía eléctrica y sistemas de almacenamiento a los que se refieren el inciso sexto del artículo 149° y el artículo 149° bis, serán ejecutadas por el concesionario de servicio público de distribución en los plazos que para ello establezca la normativa vigente. Los costos asociados a las componentes necesarias para ejecutar dichos trabajos, así como los restantes costos de los ajustes, maniobras y otras labores realizadas por la empresa distribuidora y que sean necesarias para la evaluación del impacto, la conexión a la red, y su puesta en servicio, serán de cargo de los propietarios de los medios generación de energía eléctrica y sistemas de almacenamiento antes referidos, conforme a las modalidades que establezca el reglamento. En ningún caso dichos cargos podrán implicar costos para los restantes usuarios de la red de distribución.

Para efectos de lo establecido en el inciso anterior, con ocasión de la dictación del decreto tarifario que trata el artículo 190°, y sobre la base de los estudios de costos del valor agregado de distribución y los criterios de eficiencia a que se refiere el artículo 183°, la Comisión, por resolución exenta, definirá aquellos costos asociados a la evaluación del impacto, la conexión a la red de distribución y puesta en servicio de los equipamientos de generación y sistemas de almacenamiento a los que se refiere el presente artículo, así como sus condiciones de aplicación. Previo a la dictación de la resolución antes señalada, la Comisión deberá emitir un informe técnico con los cálculos para la determinación de los referidos costos, el que deberá ser publicado en su sitio web para observaciones de los interesados, quienes podrán enviar sus observaciones al informe señalado, en los plazos que para ello defina la normativa vigente. Vencido el plazo para formular observaciones, la Comisión deberá emitir la versión definitiva del informe técnico y dictar la resolución respectiva, la que se publicará en el Diario Oficial, en los plazos que para ello establezca la normativa vigente.

Para la determinación de los costos señalados en el presente artículo, se considerarán tanto los costos adicionales en las zonas adyacentes a los puntos de inyección, como los ahorros de costos en el resto de la red de distribución, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento. Aquellos componentes necesarios para ejecutar las obras adicionales, adecuaciones y ajustes, así como otras labores asociadas a la evaluación del impacto en la red, la conexión y puesta en servicio de los medios de generación y sistemas de almacenamiento, cuyos costos no hayan sido fijados por la resolución antes mencionada, serán determinados por la empresa distribuidora, en conformidad a los criterios y requisitos que establezca el reglamento.

El reglamento podrá establecer requerimientos distintos para la determinación y aplicación de los costos a los que se refiere el presente artículo, de acuerdo a la capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico de los equipamientos de generación y almacenamiento, entre otros criterios técnicos.

Sin perjuicio de lo indicado en el inciso primero, cuando un propietario de un medio de generación y sistema de almacenamiento solicite la conexión de dicho equipamiento a las redes de propiedad de una empresa concesionaria de servicio público de distribución, podrá ejecutar directamente las obras adicionales, adecuaciones y ajustes necesarios, sobre la base de un proyecto previamente aprobado por dicha concesionaria de servicio público de distribución, de acuerdo a los requisitos y plazos que para ello establezca el reglamento. La ejecución de las obras adicionales, adecuaciones y ajustes necesarios, deberán realizarse de acuerdo a los procedimientos, requerimientos y plazos que para ello establezca la normativa vigente. La concesionaria de servicio público de distribución solo podrá rechazar un proyecto de obras adicionales, adecuaciones y ajustes necesarios presentado por el propietario, en caso de que dicho proyecto no cumpla con los requerimientos técnicos pertinentes y la normativa vigente.

La Superintendencia será la responsable de fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de lo establecido en el presente artículo.

Artículo 149° octies. En sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts, los usuarios finales conectados a un sistema de distribución que dispongan para su propio consumo de equipamientos de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales, de instalaciones de cogeneración eficiente o sistemas de almacenamiento, de manera individual o colectiva, podrán convenir acuerdos de operación con las empresas concesionarias de servicio público de distribución, a fin de mejorar los estándares de calidad, retrasar inversiones en obras de distribución, u otras acciones operativas que sean necesarias para un desarrollo eficiente de la red de distribución. El reglamento establecerá el procedimiento y fijará las materias y condiciones en que se celebrarán dichos acuerdos de operación.”.”.

10) Incorpóranse las siguientes modificaciones al inciso primero del artículo 150° bis:

a) Reemplázase, en la letra a), el guarismo “40” por el guarismo “60”.

b) Reemplázase, en la letra b), el guarismo “30%” por el guarismo “40%”.

c) Incorpórase, en la letra b), a continuación del punto aparte, que pasa a ser punto seguido, lo siguiente:

“Las inyecciones de los sistemas de almacenamiento de energía o aquellas provenientes de generación renovables no convencionales que

dispongan de una componente de almacenamiento o regulación, podrán ser contabilizados en un bloque temporal distinto del efectivamente inyectado, de acuerdo con lo que defina el reglamento. Será obligación de la empresa eléctrica que efectúe retiros de energía traspasar el Atributo ERNC a cada uno de sus clientes finales, estén o no sujetos a regulación de precios, en la cantidad de energía equivalente que permita cumplir con la obligación antes referida, de acuerdo a lo que indique el reglamento. La obligación anteriormente señalada deberá verificarse considerando la información requerida de acuerdo al literal l) del artículo 72°-8, en base a cada uno de los suministros contratados.”.

11) Modifícase el artículo 150° ter en los siguientes términos:

a) Sustitúyese el inciso primero por el siguiente:

“Para dar cumplimiento a parte de la obligación establecida en el inciso primero del artículo anterior, la Comisión deberá efectuar licitaciones públicas anuales, para la provisión de energías proveniente de medios de generación de energía renovable no convencional, y así alcanzar los porcentajes mínimos de retiro establecidos para un año o para un bloque temporal. Para estos efectos, la Comisión podrá, en el mismo año calendario, efectuar nuevas licitaciones en caso de que el bloque licitado no sea cubierto en su totalidad.”.

b) Sustitúyese el inciso segundo, por el siguiente:

“Cada licitación se realizará para dar cobertura total a aquella parte de la obligación señalada en el inciso primero del artículo anterior, que no sea cubierta con la inyección de energía proveniente de proyectos de energías renovables no convencionales o sistemas de almacenamiento de energía, según corresponda, al momento de iniciarse el proceso de licitación, respecto de la cuota exigible al tercer año posterior a ésta, o el plazo que defina la Comisión a través de la emisión del informe técnico a que se refiere el inciso quinto del presente artículo. Para estos efectos, se considerarán proyectos en operación; en construcción de acuerdo a lo establecido en el artículo 72°-17; aquellos provenientes de las licitaciones de suministro a clientes regulados a los que se refiere el artículo 131 y siguientes; y bloques de energía adjudicados de acuerdo al inciso anterior. Con todo, la Comisión no estará obligada a efectuar las referidas licitaciones cuando la obligación señalada se encuentra cumplida.”.

c) Incorpóranse en el inciso quinto las siguientes modificaciones:

i. Intercálase, entre las frases “generación de energías renovables no convencionales” y “establecida en la ley”, la frase “o de sistemas de almacenamiento de energía, según corresponda,”.

ii. Reemplázase la frase “el Ministerio de Energía solicitará a la Comisión un informe técnico” por la frase “la Comisión elaborará un informe técnico”.

“iii. Reemplázase la frase “el Ministerio de Energía solicitará a la Comisión un informe técnico” por la frase “la Comisión elaborará un informe técnico”.

d) Agrégase en el inciso sexto, a continuación de la frase “el bloque de energía anual”, la frase “o temporal”.

e) Sustitúyese, en el inciso sexto, la palabra “diez” por la frase “al menos cinco”.

f) Reemplázase, en el inciso séptimo, la frase “el Ministerio de Energía” por “la Comisión”.

g) Reemplázase, en el inciso décimo, la frase “, al momento de publicarse las bases, no se encuentren interconectados al sistema eléctrico respectivo”, por la siguiente expresión: “no fueron considerados al momento de iniciarse el proceso de licitación, en la manera que se señala en el inciso segundo, salvo excepciones debidamente fundadas por la Comisión en el informe técnico al que hace referencia el inciso quinto del presente artículo”.

h) Incorpóranse en el inciso onceavo las siguientes modificaciones:

i. Intercálase, entre las frases “el compromiso de inyección de energía renovable no convencional” y “que realizarán anualmente”, la expresión “o de sistemas de almacenamiento de energía, según corresponda”.

ii. Intercálase, entre las frases “el compromiso de inyección mensual” y “para dar cumplimiento al mencionado compromiso anual”, la expresión “o diferenciado por bloque temporal dentro del día, según corresponda”.

iii. Intercálase, luego de la frase “para dar cumplimiento al mencionado compromiso anual” y antes del punto y aparte, la frase “, de acuerdo con lo que establezcan las respectivas bases de licitación”.

i) Incorpóranse en el inciso doceavo las siguientes modificaciones:

i. Agrégase, en el numeral (i), a continuación de la frase “medios de generación renovables no convencionales”, la expresión “o sistemas de almacenamiento de energía”.

ii. Agrégase, en el numeral (ii), a continuación de la frase “renovables no convencionales”, la expresión “o sistemas de almacenamiento de energía”.

iii. Agrégase, en el numeral (iii), a continuación de la frase “medios de generación de energías renovables no convencionales”, la expresión “o sistemas de almacenamiento de energía”.

iv. Incorpórase un numeral (vi), nuevo, del siguiente tenor:

“(vi) Acreditar que el compromiso de inyección de energía renovable no convencional o de sistemas de almacenamiento de energía, según corresponda, permite cubrir la energía de los bloques licitados.”.

j) Incorpórase, en el inciso décimo tercero, a continuación del punto aparte, que pasa a ser una coma, lo siguiente: “propendiendo a garantizar los principios de la coordinación de la operación establecidos en el artículo 72°-1, y en concordancia con los objetivos de eficiencia económica, competencia, y diversificación que establece la ley para el sistema eléctrico.”.

k) Incorpóranse en el inciso décimo octavo las siguientes modificaciones:

i. Agrégase, a continuación de la frase “una liquidación mensual del balance de energía renovable no convencional”, la expresión “y sistemas de almacenamiento de energía”.

ii. Intercálase entre las frases “inyectada,” y “considerando el promedio mensual de los costos”, la frase “según corresponda,”.

iii. Incorpórase, a continuación de la frase “el respectivo generador renovable no convencional”, la expresión “o sistema de almacenamiento de energía”.

12) Incorpórase el siguiente artículo 150° quáter, nuevo:

“Artículo 150° quáter.- Las empresas deficitarias o excedentarias de Atributo ERNC, definido en el artículo 225 ag), de conformidad a los porcentajes mínimos establecidos en el artículo 150° bis, podrán realizar transacciones para dar cumplimiento a dichas obligaciones, de acuerdo a lo que se indica en el inciso tercero de dicho artículo y el artículo 149 quáter. Dichas

transacciones no corresponden a las transferencias de energía y potencia referidas en los incisos primero al cuarto del artículo 149°.

No obstante, las empresas generadoras podrán realizar transacciones adicionales, que permitan complementar lo indicado en el inciso anterior tanto de Atributo ERNC como respecto de atributos provenientes de otros medios de generación de acuerdo a lo que establezca el reglamento.

El Coordinador deberá llevar registro de las transacciones indicadas en el inciso anterior, el cual deberá ser informado a la Comisión Nacional de Energía. El registro de dichas transacciones deberá evitar en todo momento la doble contabilización de Atributo ERNC y de atributos provenientes de otros medios de generación.”.

13) Incorpórase el siguiente artículo 150 quinquies, nuevo:

“Artículo 150° quinquies.- Las empresas generadoras deberán informar a la Comisión Nacional de Energía las transacciones valorizadas y sus volúmenes indicados en el artículo anterior en los plazos que establezca el reglamento.”.

14) Reemplázase, en el numeral 3 del inciso primero del artículo 162°, la frase “Se determina el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones troncales del sistema eléctrico”; por la siguiente “Se determina el tipo de unidades generadoras o sistemas de almacenamiento más económicos para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones de transmisión nacional del sistema eléctrico”.

15) Incorpórase, en el inciso quinto del artículo 193°, a continuación del punto aparte, que pasa a ser punto seguido, lo siguiente “Para efectos de lo establecido en el artículo 186°, no se considerarán como parte del VNR de la empresa distribuidora correspondiente los costos asociados a la conexión, puesta en servicio y operación de los medios de generación y sistemas de almacenamiento a los que se refiere el artículo 149°, en su inciso sexto, y el artículo 149° bis, así como tampoco la valorización de las obras adicionales, adecuaciones y ajustes que hayan sido ejecutadas por el interesado según lo establecido en el inciso sexto del artículo 149° septies. El reglamento determinará el procedimiento para reportar y considerar los costos y obras valorizadas antes referidas.”.

16) Incorpórase, en el inciso primero del artículo 225°, el literal ag), nuevo, del siguiente tenor:

“ag) Atributo ERNC: Corresponde a la cantidad de un MWh de energía proveniente de medios de generación renovables no convencionales, de acuerdo con lo establecido en el artículo 225° aa).”.

Artículo 2°.- Introdúcense las siguientes modificaciones al artículo 1° transitorio de la ley N° 20.257, que introduce modificaciones a la ley general de servicios eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales:

1) Agrégase, en el inciso cuarto, a continuación de la frase “Para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013”, la siguiente oración “y con anterioridad al 1 de enero de 2023, exceptuando aquellas licitaciones de suministro realizadas el año 2022 a clientes regulados a los que se refiere el artículo 131° y siguientes,”.

2) Sustitúyese, en el inciso cuarto, la oración “El mecanismo de licitación será aplicable a contar del año 2015. En caso que el reglamento no se encuentre vigente para dicho período, la licitación comenzará a regir a contar del año siguiente y así sucesivamente. Para el período en que no hubiese comenzado a regir el mecanismo de licitación, la obligación será íntegramente exigible para las empresas eléctricas que efectúen retiros.”, por la siguiente: “Para los contratos firmados con posterioridad al 1 de enero de 2023, la obligación aludida será del 25% al año 2023, con incrementos del 5% a partir del año 2024 hasta llegar al 60% el año 2030.”.

3) Incorpórase el siguiente inciso quinto, nuevo, pasando el actual inciso quinto a ser sexto:

“Del mismo modo, la obligación por bloques temporales indicada en el artículo 150° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos regirá a contar del 1 de julio del año 2023, exceptuando aquellas licitaciones de suministro realizadas el año 2022 a clientes regulados a los que se refiere el artículo 131° y siguientes, y se aplicará a todos los retiros de energía para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales cuyos contratos se suscriban a partir del 1 de enero de 2023, sean contratos nuevos, renovaciones, extensiones u otras convenciones de similar naturaleza. Esta obligación será de un 12% al año 2023, con incrementos del 4% a partir del año 2024 hasta llegar al 40% el año 2030.”.

4) Incorpórase el siguiente inciso séptimo, nuevo:

“Mientras no entre en vigencia el reglamento que establezca los bloques temporales indicados en el artículo 150° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, estos corresponderán a tres intervalos temporales dentro del día, definidos entre los periodos horarios comprendidos entre las 00:00 y las 7:59 horas; las 8:00 y las 18:59 horas; y las 19:00 y las 23:59 horas.”.

Disposiciones Transitorias

Artículo primero transitorio.- El Ministerio de Energía deberá dictar los reglamentos de que trata la presente ley, dentro del plazo de un año contado desde su publicación en el Diario Oficial.

Artículo segundo transitorio.- El mayor gasto fiscal que represente la aplicación de esta ley se financiará con los recursos que se establezcan en las respectivas leyes de presupuestos del sector público.”.

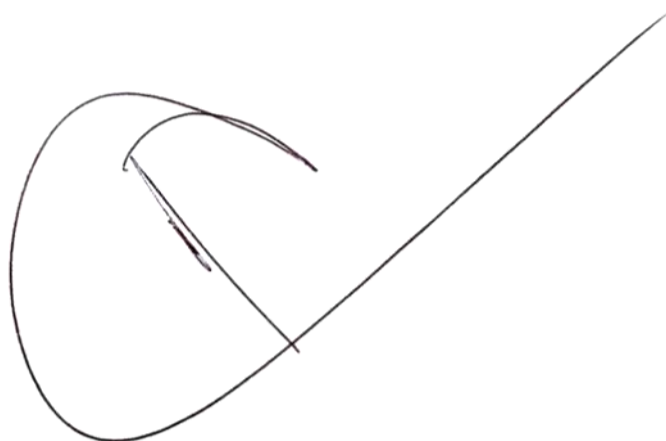
Artículo tercero transitorio.- La obligación contemplada en el inciso segundo del artículo 150 bis, que esta ley incorpora al decreto con fuerza de ley N° 4/20018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, regirá a partir de 12 meses contados desde la publicación de la presente ley en el Diario Oficial, para las empresas eléctricas que no cuenten con contratos mediante los cuales se transe atributos ERNC o de generación renovable con clientes finales. En el caso de empresas eléctricas que cuenten con contratos vigentes respecto de atributos ERNC o de generación renovable con clientes finales, dicha obligación regirá a partir de la suscripción de contratos nuevos, modificaciones en alguno de los elementos de su esencia y/o naturaleza, renovaciones, o extensiones u otras convenciones de similar naturaleza.”.

Artículo cuarto transitorio: Los propietarios, usufructuarios, arrendatarios, concesionarios o titulares de servidumbres en las cuales se ubiquen o construyan el o los medios de generación de energías renovables no convencionales, o sistemas de almacenamiento de energía, con todo deberán siempre, tomar las medidas necesarias para que un porcentaje suficiente de la energía eléctrica generada o almacenada, sea destinado para las personas inscritas en el registro de pacientes electro-dependientes con hospitalización domiciliaria.”

Tratado y acordado, según consta en las actas correspondientes en sesiones de fechas 26 de octubre; 9, 23 y 30 de noviembre de 2022, 4, 11 y 18 de enero de 2023, con la asistencia de las diputadas Yovana Ahumada Palma (Presidenta) y Marcela Riquelme Aliaga y de los diputados Álvaro Carter Fernández, Andrés Celis Montt, Gonzalo De la Carrera Correa, Diego Ibáñez Cotroneo, Harry Jürgensen Rundshagen, Christian Matheson Villán, Jaime Mulet Martínez, Marco Antonio Sulantay Olivares, Cristián Tapia Ramos, Nelson Venegas Salazar y Sebastián Videla Castillo.

Asistió, además, el diputado Enrique Lee Flores, quien reemplazó a la diputada Yovana Ahumada Palma, en la sesión N° 31, de 30 de noviembre.

Sala de la Comisión, a 18 de enero de 2023.

A handwritten signature in black ink, consisting of a large, stylized initial 'M' followed by a long, sweeping horizontal line that extends to the right.

MARIO REBOLLEDO CODDOU
Abogado Secretario de la Comisión