

FICHA LEGISLATIVA AMBIENTAL

DATOS GENERALES

Título	Impulsa la participación de las energías renovables en la matriz energética nacional		
N° Boletín	14755-08	Fecha de ingreso	15 de diciembre de 2021
Origen	Mensaje	Cámara de ingreso	Cámara
Autores	Ministerio de Hacienda, Ministerio de Energía		

CARACTERÍSTICAS AMBIENTALES

Categoría temática	Energía
Tipo de ley	Totalmente ambiental
Compromiso ambiental relacionado con este proyecto de ley ¹	<ul style="list-style-type: none">" Se instalarán 500 MW en sistemas de autogeneración de energía renovable no convencional distribuida en forma descentralizada, residencial y comunitaria." <i>(Programa Pdte. Boric 2022-2026).</i>"Potenciaremos los proyectos de eficiencia energética y energías no renovables para las Mypes del sector turismo." <i>(Programa Pdte. Boric 2022-2026).</i>"Incorporar sistemas de almacenamiento en distintas etapas desde la generación al consumo, en fuentes de generación variable con baja capacidad de regulación, pasando por transmisión para evitar congestiones y vertimiento de energías renovables. También en distribución y demanda, en la medida que permitan flexibilizar operacionalmente el sistema. <i>(Programa Pdte. Boric 2022-2026).</i>

ESTADO

SEGUNDO TRÁMITE

URGENCIAS

4 SIMPLE, 5 SUMA Y 7 DISCUSIÓN INMEDIATA

Fecha de última actualización: 3 de abril de 2023

¹ Para mayor información sobre los compromisos en materia ambiental del Pdte. Gabriel Boric, consultar el Reporte Compromisos y Cumplimiento de Promesas en Materia Ambiental 2018-2022: 'Pasando el testimonio' entre las administraciones Piñera-Boric". <https://votacionesambientales.cl/wp-content/uploads/Reporte-Compromisos-y-Promesas-en-Materia-Ambiental-2018-2022.pdf>

ANTECEDENTES Y CONTENIDO

Este mensaje presidencial se fundamenta en el hecho 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 (GEI) a nivel nacional, por lo que es el protagonista de los esfuerzos de mitigación que Chile se ha fijado para ser carbono neutral a 2050. La mayoría de los procesos productivos del país obtienen su energía desde los sistemas eléctricos, por lo que una reducción de GEI emitidos en la generación eléctrica, permite limpiar gran parte de la economía.

A mediados de la última década, comenzó la irrupción de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en Chile. Las tecnologías de generación de 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.

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. 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: a agosto del 2021, el Ministerio de Energía registraba 274 proyectos de generación a nivel nacional en calificación, equivalentes a 14.084 megawatts y a una inversión de USD 16.230 millones (SEA 2021).

Chile tiene el potencial renovable equivalente a 70 veces la capacidad instalada actual del Sistema Eléctrico Nacional, con lo que es posible suministrar gran parte de la electricidad a futuro a partir de fuentes no contaminantes. Además, la disminución de los costos de suministro de energía eléctrica permitirá aumentar la eficiencia de gran parte de las actividades económicas e incrementar la independencia energética de la matriz, ya que aproximadamente el 70% de la energía total consumida en el país (para generación de electricidad, además de combustibles sólidos y líquidos) proviene de fuentes fósiles importadas.

En este contexto, el proyecto de ley identifica oportunidades en el impulso de la generación renovable a gran escala, y también a pequeña escala, conocida como generación distribuida.

Hasta ahora, Chile ha dado los siguientes pasos en la materia:

- La ley N° 20.571 de 2012, 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 y que la empresa distribuidora los valore al mismo precio de energía que cobra por los consumos, para descontarlos de la cuenta de la luz.
- La ley N° 21.118, de 2018, que promueve el desarrollo de la generación distribuida permitiendo proyectos de mayor tamaño, hasta 300 kilowatts (kW) y nuevos mecanismos como proyectos con traspasos remotos o de propiedad conjunta.

Según expone este proyecto de ley, la generación distribuida beneficia a todos los usuarios del sistema eléctrico nacional porque produce importantes ahorros asociados a la red de transmisión y disminuye la necesidad de infraestructura debido a que la producción se ubica exactamente en los lugares de consumo. 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, es equivalente al 6% de la capacidad total del 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, como el lento proceso de conexión de estos equipamientos a la red eléctrica y la falta de reconocimiento de los beneficios que entrega la generación distribuida a la red eléctrica. 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.

En base a lo expuesto, este mensaje presidencial 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.

Contenido del proyecto:

El proyecto de ley propone las siguientes medidas:

1. Cuota de 40% ERNC al 2030

Se aumenta la obligación de las empresas generadoras de electricidad de comercializar al menos un 40% de ERNC al 2030. Adicionalmente, 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 contemos 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 trazar la electricidad desde la generación al consumo.

3. Incentivos a la generación distribuida

- Reconocer el beneficio de la generación distribuida en ahorros en transmisión. 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.
- 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, sino que exista una tarificación de estos costos de conexión, de modo que el proceso de conexión sea más expedito que la situación actual.

RESUMEN TRAMITACIÓN



2. RESUMEN PRIMER TRÁMITE CONSTITUCIONAL (CÁMARA)

2.1 DETALLE PRIMER INFORME COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA*

* 7 sesiones entre el 26 de octubre de 2022 y el 18 de enero de 2023

2.1.1. >> INTEGRANTES COMISIÓN²

EVOP	Christian Matheson
FRVS	Jaime Mulet
PCS	Diego Ibañez
PDG	Yovana Ahumada
PS	Nelson Venegas
RN	José Miguel Castro
RN	Andrés Celis
UDI	Álvaro Carter
UDI	Marco Antonio Sulantay
INDEPENDIENTE (Bancada Frente Amplio)	Marcela Riquelme
INDEPENDIENTE	Gonzalo de la Carrera
INDEPENDIENTE (Bancada PPD)	Cristian Tapia

² También asistieron los diputados Enrique Lee y Harry Jürgensen.

INDEPENDIENTE | Sebastián Videla
(Bancada DC)

2.1.2. >> DISCUSIÓN EN COMISIÓN

- El **diputado Jaime Mulet** 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 esté vertiendo ERNC.
- 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 **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.

2.1.3. >> INVITADOS COMISIÓN

INSTITUCIÓN	NOMBRE	CARGO
ESTADO		
Ministerio de Energía	Diego Pardow	Ministro
Coordinador Eléctrico Nacional	Juan Carlos Olmedo	Presidente del Consejo Directivo
Coordinador Eléctrico Nacional	Ernesto Huber	Director Ejecutivo
GREMIOS Y EMPRESAS PRIVADAS		
Asociación Chilena de Energía Solar (ACESOL A.G.)	Bárbara Yáñez	Presidenta
Asociación Chilena de Energía Solar (ACESOL A.G.)	José Luis Opazo	Director
Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento (ACERA A.G.)	Ana Lía Rojas	Directora Ejecutiva
Asociación Gremial de Generadoras de Chile	Claudio Seebach	Presidente Ejecutivo
SOCIEDAD CIVIL		

Chile Sustentable

Sara Larraín

Directora Ejecutiva

2.1.4. >> PRINCIPALES TEMAS DE RELEVANCIA AMBIENTAL TRATADOS

TEMA	ARGUMENTO	NOMBRE Y CARGO
Beneficios del proyecto de Ley	El proyecto de ley busca potenciar la penetración de energías renovables de pequeña escala (a través de medios energéticos distribuidos) y de gran escala (a través de cuotas), ya que ambos elementos son una condición habilitante para el avance en el proceso de descarbonización y transición energética de Chile. Además, permite incrementar la autonomía en relación con los productores internacionales de combustibles fósiles y aumentar pequeños medios de generación distribuidos que entregan autonomía a las comunidades locales. Esta mayor autonomía y sustentabilidad se traduce en una reducción del impacto ambiental y un importante ahorro al consumidor final.	Diego Pardow Ministro de Energía
	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. 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.	Diego Pardow Ministro de Energía
	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.	Sara Larraín Directora Ejecutiva de Chile Sustentable
Cuota del 40% de ERNC	Respecto de la cuota del 40% de ERNC inyectada a sistema eléctrico, dijo que 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 otras modificaciones. 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.	Diego Pardow Ministro de Energía
	Actualmente la meta de 20% de generación renovable al 2025 ya fue sobrepasada. Entre 2017 y 2022 la generación solar y eólica superó la generación a carbón y el incremento de las ERNC es sostenido y va en aumento, encontrándonos hoy en casi un 30%, por lo que el hecho de 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 un crecimiento menor al 1% anual al 2030 y, eso es incompatible con el crecimiento de la demanda que es entre un 2,3% y un 2,5% anual.	Sara Larraín Directora Ejecutiva de Chile Sustentable

	Propuso un aumento de las metas obligatorias de generación de ERNC a un 60% anual al 2030, 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%	Sara Larraín Directora Ejecutiva de Chile Sustentable
Cuota de ERNC para bloques horarios	La exigencia de bloque horario podría generar dos tipos de movimientos positivos para la industria de las ERNC: una empresa generadora en base a combustibles fósiles puede optar, para cumplir con la cuota exigida, entre comprar certificados a otras empresas de ERNC o bien, incorporar dentro de su portafolio activos de generación de energías renovables no convencionales. Para que esto ocurra es necesario un elemento habilitante consistente en un sistema de trazabilidad de la energía a través de los contratos.	Diego Pardow Ministro de Energía
	Propuso aumentar la meta de 2,5% anual para los bloques temporales para llegar a un 40% de ERNC al 2030, lo que permitiría para robustecer los sistemas de almacenamiento y desplazamientos de la ERNC generada, promoviendo la reducción de vertimientos.	Sara Larraín Directora Ejecutiva de Chile Sustentable
	Explicó que el cumplimiento de la cuota horaria de ERNC debe estar de acuerdo con los principios de la Coordinación, por lo que está condicionado por la operación segura y económica del Sistema Eléctrico Nacional. Entonces, la nueva tecnología que se incorpore debe cumplir cuotas horarias de ERNC es fundamental que las centrales contribuyan al aporte de servicios complementarios para mantener el balance y estabilidad del Sistema Eléctrico Nacional	Ernesto Huber Director Ejecutivo del Coordinador Eléctrico Nacional
Net Billing	Explicó que los proyectos de Net Billing no son lo mismo que los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD). 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.	Diego Pardow Ministro de Energía
	En la actualidad, los proyectos Net Billing presentan algunas dificultades, con las empresas de distribución ya que un proyecto de autoconsumo les quita un cliente. Para evitar esta situación, fijan costos de obras adicionales y adecuaciones muy altos haciendo inviable algunos proyectos. Por ello, la iniciativa establece un modo de fijación costos de obras adicionales y adecuaciones por medio de un reglamento, a través de un proceso tarifario cada cuatro años.	Diego Pardow Ministro de Energía
Medios de Generación Distribuida	En cuanto a generación distribuida, dijo que 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.	Diego Pardow Ministro de Energía
	Afirmó que pero no da lo mismo cómo se hagan los proyectos de ERNC. 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; pero también se puede promover el desarrollo de esta infraestructura y tecnología 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,	José Luis Opazo Director de la Asociación Chilena de Energía Solar ACESOL A.G

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.

	<p>Opinó que 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</p>	<p>José Luis Opazo Director de la Asociación Chilena de Energía Solar ACESOL A.G</p>
	<p>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.</p>	<p>Barbara Yáñez Presidenta de la Asociación Chilena de Energía Solar ACESOL A.G</p>
	<p>Dijo que 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. 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. 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.</p>	<p>José Luis Opazo Director de la Asociación Chilena de Energía Solar ACESOL A.G</p>
	<p>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 sistema.</p>	<p>Ernesto Huber Director Ejecutivo del Coordinador Eléctrico Nacional</p>
<p>Vertimientos de energía renovable</p>	<p>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. 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, no habrá éxito en aumentar las cuotas de ER que puede exigir una ley o un compromiso internacional.</p>	<p>Ana Lía Rojas Directora Ejecutiva de la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento ACERA A.G.</p>

	<p>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, si se da la situación de que una central podría sufrir vertimientos y; por lo tanto, ver parcial o totalmente reducidas sus inyecciones al sistema -por razones no necesariamente imputables a la empresa- exponiéndose a eventuales multas o castigos por no cumplir con su cuota.</p>	<p>Ana Lía Rojas Directora Ejecutiva de la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento ACERA A.G.</p>
	<p>En cuanto a la trazabilidad de la información y certificados que 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. En consecuencia, existe un riesgo de distorsionar el mercado de certificados verdes.</p>	<p>Sara Larraín Directora Ejecutiva de Chile Sustentable</p>
Barreras y desafíos para la transición energética	<p>Afirmó que existen varias las razones que impiden que Chile avance más decididamente en generación de ERNC. La primera son 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. Se deben 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. 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: uno de ellos son los altos umbrales de mínimos técnicos con los que funcionan las carboneras y que le quitan espacio a las ERNC y otro es el gas inflexible, el cual se ocupa en generación, y si no tiene donde almacenarse, se debe inyectar al sistema.</p>	<p>Sara Larraín Directora Ejecutiva de Chile Sustentable</p>
	<p>Dijo que es importante que la autoridad plantee una gradualidad en la reducción de los mínimos técnicos de las energías fósiles y respecto del gas inflexible, se debe terminar con la norma, porque además es a un precio carísimo.</p>	<p>Sara Larraín Directora Ejecutiva de Chile Sustentable</p>
	<p>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, 3) el desarrollo de las redes de transmisión producto de las congestiones y necesidad de operar el sistema de forma segura ya que estas redes minimiza congestiones y con ello los recortes de generación de ERNC y 4) los recursos energéticos distribuidos (DER), que exige un monitoreo en tiempo real de los aportes que ésta hace.</p>	<p>Ernesto Huber Director Ejecutivo del Coordinador Eléctrico Nacional</p>

	<p>Explicó que desde su punto de vista, los desafíos para lograr la carbono neutralidad son: 1) un esfuerzo público y privado de coordinación y de gestión del Estado para el adecuado y oportuno desarrollo de proyectos de generación, transmisión y almacenamiento; 2) los proyectos e iniciativas deben generar valor compartido con las comunidades y territorios donde se desarrollan, se deben hacer mediciones del impacto socio ambiental y establecer un ordenamiento territorial para saber dónde pueden ir los proyectos; 3) una transmisión robusta para llevar la energía desde los territorios donde se encuentran los nuevos proyectos de generación renovable a los centros de consumo; y 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.</p>	<p>Claudio Seebach Presidente Ejecutivo de la Asociación Gremial de Generadoras de Chile</p>
Obligaciones para el Coordinador Nacional Eléctrico	<p>Llamó al Ministerio a incorporar una exigencia de operación flexible al Coordinador para que implemente los automatismos en transmisión a que se encuentra obligado por el reglamento de coordinación y que podría reducir los vertimientos de energía renovable.</p>	<p>Sara Larraín Directora Ejecutiva de Chile Sustentable</p>
	<p>Propuso establecer en la ley la obligación del Coordinador Eléctrico Nacional (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.</p>	<p>Ana Lía Rojas Directora Ejecutiva de la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento ACERA A.G.</p>
	<p>Establecer explícitamente en la ley la responsabilidad del CEN (Coordinador Eléctrico Nacional) 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.</p>	<p>Ana Lía Rojas Directora Ejecutiva de la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento ACERA A.G.</p>
Almacenamiento	<p>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.</p>	<p>Ana Lía Rojas Directora Ejecutiva de la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento ACERA A.G.</p>
Ordenamiento territorial	<p>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 de generación renovable 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.</p>	<p>Ana Lía Rojas Directora Ejecutiva de la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento ACERA A.G.</p>

Inversión en ERNC 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.

Diego Pardow
Ministro de
Energía

VOTACIÓN EN SALA PRIMER TRÁMITE CONSTITUCIONAL

TIPO	A FAVOR	EN CONTRA	ABSTENCIÓN
General (03-04-2023)			
	121	3	7
Particular (03-04-2023)			
Artículo 149° sexies, contenido en el numeral 8) del artículo 1° del proyecto.	102	19	10
Artículo 149° septies, contenido en el numeral 9) del artículo 1° del proyecto.	104	13	14
Artículo 149° octies, contenido en el numeral 9) del artículo 1° del proyecto.	98	13	20
Artículo segundo transitorio del proyecto.	99	15	17

PROYECTO DE LEY VOTADO EN SALA EN PRIMER TRÁMITE

PROYECTO DE LEY

Artículo 1°.- 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 190º, 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 183º, 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.”