



ISSN 0717-1540

**SERIE INFORME
LEGISLATIVO
Nº 28**

**LEY DE INCENTIVOS A
LAS ENERGÍAS RENOVABLES
NO CONVENCIONALES**

Rodrigo Delaveau*
María de la Luz Domper**

AGOSTO 2008

* Abogado y Magíster en Derecho, Pontificia Universidad Católica de Chile. Master en Derecho, Universidad de Chicago. Investigador del Programa Legislativo de Libertad y Desarrollo.

** Ingeniero Comercial, Pontificia Universidad Católica de Chile. Magíster en Macroeconomía Aplicada, PUC. Investigadora del Programa Económico de Libertad y Desarrollo.

INDICE

	página
Resumen Ejecutivo	3
I. Introducción	5
1.1. Las ERNC y sus Incentivos	6
1.2. El Proyecto de Ley	7
1.3. Comentario al Texto Original del Proyecto	10
II. Trámites Constitucionales	12
2.1. Primer Trámite Constitucional: Cámara de Diputados	12
2.2. Comentarios sobre las Indicaciones Aprobadas en Primer Trámite por la Cámara de Diputados	14
2.3. Segundo Trámite Constitucional: Senado	15
2.4. Comentarios sobre las Modificaciones Realizadas por el Senado	17
2.5. Tercer Trámite Constitucional: Cámara de Diputados	18
III. Conclusiones	20
IV. Anexos	21

LIBERTAD 
DESARROLLO

LEY DE INCENTIVOS A LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

Resumen Ejecutivo

En la actualidad, dada la alta demanda existente por energías, son muchas las naciones que han buscado nuevas fuentes de abastecimiento alternativas a las tradicionales. Bajo este prisma se han agrupado las denominadas Energías Renovables No Convencionales (ERNC).

Se entiende que son Energías Renovables No Convencionales la energía eólica, la energía maremotriz, la energía proveniente de la biomasa, la energía geotérmica, la energía solar y la energía hidráulica de menos de 20.000 kw de potencia.

Este tipo de energía es beneficiosa, ya que no incrementa el problema de calentamiento global y permite diversificar la matriz energética de cada país. Así, muchas naciones, en especial en Europa han optado por subsidiar este tipo de energías, debido al alto costo que representan. Debemos considerar inicialmente que la experiencia europea no es automáticamente replicable en Chile. Se trata de países que ya son desarrollados y que alcanzaron esa condición a costa de energías más contaminantes que éstas y a un menor precio y que hoy tienen un ingreso per cápita que es al menos el doble que el de nuestro país (Chile: US\$ 13.745 PPP), cuya población además puede pagar este tipo de energías. La reciente discusión sobre un proyecto de ley que pretendía impulsar este tipo de energías en Chile se dio en torno a si se subsidiaba directamente este tipo de energía, de tal manera que todos los chilenos sepamos cuánto cuestan o bien, si se optaba por un subsidio encubierto que tiene el efecto negativo de distorsionar las señales de precios.

Desgraciadamente, el gobierno optó por esta segunda alternativa. En vez de aplicar un subsidio directo mediante la creación de un fondo concursable de fomento a esta clase de energías se optó por obligar a los generadores a que un determinado porcentaje de su oferta de generación debe provenir de ERNC; es decir, se les obliga a que dicho porcentaje de sus retiros de energía haya sido inyectada por fuentes generadoras de energía renovable no convencional, ya sea mediante medios de generación propios o subcontratados. Lamentablemente esta obligación distorsiona las

señales de precios e impone un costo adicional el cual es finalmente pagado por el consumidor.

Desde un aspecto jurídico, el proyecto de ley en su texto original contenía muchísimos más defectos que su versión final, siendo destacable las mejoras experimentadas en su trámite por el Senado de la República. Este último armonizó de mejor manera la iniciativa con la legislación existente, en el sentido de dar señales claras para las inversiones requeridas en esta área, que sean coincidentes con la realidad económica e institucional del país.

I. INTRODUCCIÓN

En la actualidad, dada la alta demanda existente por energías, son muchas las naciones que ha buscado nuevas fuentes de abastecimiento alternativas a las tradicionales. Bajo este prisma se han agrupado las denominadas Energías Renovables No Convencionales (ERNC).

Se entiende que son Energías Renovables No Convencionales la energía eólica, la energía maremotriz, la energía proveniente de la biomasa, la energía geotérmica, la energía solar y la energía hidráulica de menos de 20.000 kw de potencia.

Este tipo de energía es beneficiosa, ya que no incrementa el problema de calentamiento global y permite diversificar la matriz energética de cada país. Así, muchas naciones, en especial en Europa han optado por subsidiar este tipo de energías, debido al alto costo que representan. Debemos considerar inicialmente que la experiencia europea no es automáticamente replicable en Chile. Se trata de países que ya son desarrollados y que alcanzaron esta condición a costa de energías más contaminante que las que nos ocupan y a un menor precio y que hoy tienen un ingreso per cápita que es al menos el doble que el de nuestro país (Chile: US\$13.745 PPP). Además, la población europea puede pagar este tipo de energías.

La reciente discusión sobre un proyecto de ley que pretendía impulsar estas energías en Chile se dio en torno a si se las subsidiaba directamente, de tal manera que todos los chilenos sepamos cuánto cuestan o bien se optaba por un subsidio encubierto que tiene el efecto negativo de distorsionar las señales de precios.

Lamentablemente, el gobierno optó por esta segunda alternativa. En vez de aplicar un subsidio directo mediante la creación de un fondo concursable de fomento a ellas se optó por obligar a los generadores a que un determinado porcentaje de su oferta de generación provenga de ERNC; es decir, se les obliga a que dicho porcentaje de sus retiros de energía haya sido inyectada por fuentes generadoras de energía renovable no convencional, ya sea mediante medios de generación propios o subcontratados. Por desgracia, esta obligación distorsiona las señales de precios e impone un costo adicional el que es finalmente pagado por el consumidor.

A pesar de que hubo consenso en la necesidad de legislar en esta materia, el proyecto de ley que fomenta esta clase de energías en nuestro país era perfectible. El objetivo de este trabajo es dar a conocer los aspectos y consecuencias más relevantes de dicha ley, su tramitación y los cambios de criterios experimentados durante su proceso legislativo, y en qué se pudo avanzar al respecto.

1.1. LAS ERNC Y SUS INCENTIVOS

Antes de este proyecto, ya existía en nuestro país un fomento para las ERNC. En efecto, la denominada Ley Corta I y II y su reglamentación establecen que:

- Se exime del pago del peaje troncal a las fuentes de ERNC. Se trata de una exención total para centrales menores de 9MW y parcial para centrales entre 9 y 20MW.
- Los distribuidores tiene la obligación de conectar las centrales de cualquier tipo de menos de 9MW.
- Las centrales de menos de 9MW tiene derecho a vender al CDEC a precio estabilizado (de nudo). Esto disminuye el riesgo de volatilidad en los precios de estas energías.
- Reserva un 5% de los bloques en licitación para las ERNC al precio que resulte de la licitación respectiva.
- Existe un programa CORFO CNE para subsidiar la investigación y estudios de proyectos en esta categoría.

Estos beneficios dieron origen a una serie de proyectos, como se presenta en los Cuadros N° 1 y N° 2.

Cuadro N° 1
Proyectos en el programa de apoyo a ERNC de CORFO

Tipo	Nr de proyectos	Potencia Total (MW)
Biomasa	6	6
Eólicos	11	317
Geotermia	1	10
Hidráulicos	25	261
Total	43	602

Cuadro N° 2
Proyectos Ingresados a al SEIA luego de aprobada
la Ley Corta II

Tipo	En operación		En construcción		Aprobados		En Calificación	
	Número de proyectos	MW	Número de proyectos	MW	Número de proyectos	MW	Número de proyectos	MW
Biomasa	1	10	1	10	1	6	1	15
Eólicos	0	0	1	19	1	84	5	173
Hidráulicos	0	0	3	33	7	63	7	70
Total	1	10	5	62	9	153	13	258

Dado lo anterior, la pregunta siguiente era si se requería realmente de nuevos incentivos. En efecto, las centrales minihidráulicas, de biomasa y de energía geotérmica ya empezaban a ser competitivas.

Incluso CORFO en su momento se refirió a ello: *“los buenos proyectos de ERNC ya son rentables. Hay 248 MW en 16 proyectos con financiamiento comprometido.”* (La Nación 19/11/07).

Las mayores trabas se generan en los trámites burocráticos y en las negociaciones con dueños de redes de transmisión y distribución. Las ERNC de disponibilidad volátil como la energía eólica, geotermia, solar y mareomotriz son las que requerían de incentivos adicionales.

Si se estima que los beneficios de introducir ERNC volátiles superan a los costos, entonces debería optarse por generar estos nuevos incentivos, pero se debe tener claridad respecto a que ello implica necesariamente un sobre costo. Por ello, debiera optarse por la alternativa más eficiente para hacerlo.

1.2. EL PROYECTO DE LEY¹

Los principales fundamentos del proyecto enviado por el Ejecutivo en su texto original son los siguientes:

a.- En primer lugar, a la fecha de su presentación, el país enfrentaba grandes desafíos en materia de política energética. Los acontecimientos de los últimos años habían realzado la importancia de la seguridad del suministro de energía como un objetivo estratégico fundamental, en consistencia con los niveles de confiabilidad previstos en la Ley General de Servicios Eléctricos, reformada por las leyes N°s 19.940 y 20.018, cuyos objetivos fueron permitir el desarrollo de nuevas inversiones en los sectores de generación y transmisión de electricidad, a fin de garantizar las condiciones económicas que faciliten el estudio y ejecución de nuevas obras para preservar un suministro confiable.

Mediante este proyecto, el gobierno esperaba contribuir a crear condiciones que permitieran al sector eléctrico desarrollar nuevas inversiones, dentro de un marco respetuoso con nuestro medio ambiente, pero sin desatender el principio de eficiencia que caracteriza a nuestra legislación, de modo de minimizar el impacto en el bienestar de los ciudadanos y en la actividad económica en general.

b.- Adicionalmente el Gobierno planteaba una nueva estrategia de mayor diversificación de las fuentes de suministro eléctrico, así como el desarrollo de fuentes propias que permitieran mantener una relativa independencia energética.

El estímulo al desarrollo de las energías renovables no convencionales forma parte de estas estrategias, ya que –de conformidad al proyecto- permite incorporar a la matriz de generación eléctrica nacional fuentes de energía primaria autóctonas y tecnologías de generación que hoy no están presentes en ella, o bien sólo lo están de manera marginal.

Así, estas condiciones permitirían la existencia de proyectos de energías renovables no convencionales que deberían ser competitivos en el país con las fuentes tradicionales de generación. Las oportunidades que esto trae –reconoce la iniciativa- han sido ad-

¹ Con el Boletín 4977-08, fue ingresado mediante Mensaje de la Presidenta de la República con fecha 11 de abril de 2007, iniciando su primer trámite constitucional en la Cámara de Diputados.

vertidas por diversos emprendedores nacionales e internacionales que, en un número creciente, están tratando de desarrollar estos proyectos en Chile. Por su parte, la mayor conciencia mundial sobre la importancia de un suministro energético confiable y ambientalmente sustentable, se traduce en que muchos países, tanto desarrollados como en vías de desarrollo, tienen hoy políticas de fomento a las energías renovables no convencionales y en un dinámico mercado internacional asociado a estas energías.

c.- A la fecha, se habían dado en el país algunos pasos para incentivar este tipo de fuentes de energía, en los cuales el Congreso Nacional había tenido un rol fundamental al promover iniciativas legislativas que favorecen su desarrollo y al aprobar las recientes modificaciones a la ley eléctrica, específicamente en cuanto establecieron un trato no discriminatorio —y en algunos casos preferencial— para dichas fuentes.

d.- Finalmente, se estimaba necesario emprender nuevas acciones para acelerar el ingreso de energías renovables no convencionales a nuestra matriz energética, y consolidarlas en el mercado eléctrico como una alternativa real y eficiente de generación. De esa forma, se pretendía que el país prontamente pudiera capitalizar la contribución que las referidas energías pueden hacer a los objetivos de la política energética y al desarrollo nacional.

Algunas características de los proyectos, como su mayor volatilidad, y de parte importante de sus promotores, impiden asumir los riesgos asociados a la comercialización final de la energía de igual forma que los proyectos y emprendedores tradicionales. Debido a ello, estos proyectos tendrían menores posibilidades de suscribir contratos de largo plazo con clientes finales no sujetos a regulación de precios o empresas distribuidoras para la venta de su energía y, por consiguiente, no pueden optar a modelos de negocios que les otorguen certidumbre de ingresos durante plazos prolongados, condición fundamental para desarrollar proyectos que se caracterizan por la recuperación del capital invertido en el largo plazo.

Adicionalmente, el menor tamaño de los proyectos de energías renovables no convencionales y la dedicación relativamente mayor que demanda su evaluación, más el riesgo inicial que implica la introducción de tecnologías innovadoras en mercados competitivos de generación eléctrica, los haría, por el momento, menos in-

terésantes para las empresas existentes en el mercado eléctrico chileno.

Dado lo anterior, los objetivos originales del proyecto por parte del Ejecutivo podrían resumirse en los siguientes:

- 1.- Establecer una definición legal de los conceptos de medios de generación renovables no convencionales, energía renovable no convencional e instalación de cogeneración eficiente, y establecer un mecanismo de este tipo de energía para que rija por 20 años a partir del 1º de enero de 2010.
- 2.- Obligar a ciertas empresas eléctricas a inyectar al sistema una cantidad de energía equivalente al 5% de su volumen anual, que sea producida por medios de generación renovables no convencionales; y eliminar el derecho de los propietarios de medios de generación, cuya fuente sea no convencional, a suministrar a los concesionarios de distribución hasta el 5% del total de la demanda destinada a clientes regulados; y
- 3.- Permitir la cesión entre empresas eléctricas del excedente de energía cuya fuente de generación es renovable no convencional, a fin de que las adquirentes cumplan con el porcentaje señalado anteriormente, sancionando el incumplimiento.

1.3. COMENTARIO AL TEXTO ORIGINAL DEL PROYECTO

La iniciativa presidencial intentaba mejorar los incentivos, sustituyendo el derecho a suministrar hasta un 5% de la demanda de los concesionarios de distribución con ERNC, al precio promedio², por la obligación para las empresas eléctricas que efectúen retiros de energía desde los sistemas eléctricos —con capacidad instalada superior a 200 megawatts— de acreditar que una cantidad de energía equivalente al 5% de sus retiros de cada año fue inyectada al sistema por medios de generación renovables no convencionales, independiente del valor de generación y adquisición de ella. Es decir, se obligaba a las compañías a adquirir o invertir en dicho tipo de energía; pero sin que disminuya el riesgo de alza de costo, lo que, en la práctica, no era un incentivo.

² Según el inciso primero del artículo 79 de la Ley General de Servicios Eléctricos, el precio promedio se refiere a los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme a sus respectivos contratos. Así el promedio se obtendrá ponderando los precios por el volumen de suministro correspondiente.

De esta forma, se introducen distorsiones que podrían amenazar los criterios de inversión futura y restan competitividad al sistema energético nacional, afectando a los consumidores y las actividades productivas. Se transforma en una situación negativa que podría eventualmente extenderse a otros sectores de la economía. Por otra parte, si bien la obligación contemplada en el nuevo artículo 150 bis, cuenta con un margen temporal de vigencia, es decir, regirá por veinte años a contar del 1° de enero del año 2010, y se aplicará a todos los retiros de energía para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, cuyos contratos se suscriban a partir del 31 de mayo de 2007, nada garantiza que el 5% se mantenga, pudiendo extenderse en tiempo y cuantía.

Adicionalmente, el proyecto original contemplaba el pago de una multa a quienes no acrediten que dan cumplimiento a esta norma. El monto de la multa se fijaba en 0,4 UTM por cada megawatt-hora de déficit respecto de su obligación. Para dar una cierta flexibilidad a la norma, se contemplaban tres posibilidades: 1) postergar hasta por un año la acreditación de hasta un 50% de la obligación, 2) acreditar el cumplimiento de dicho deber con energía renovable no convencional inyectada a los sistemas eléctricos en el año previo a la obligación y 3) se permitía el traspaso de excedentes entre empresas.

De esta forma las modificaciones propuestas por el texto original resultan incomprensibles si se considera que finalmente se está subsidiando la generación de ERNC a través de la obligación de compra de este tipo de energía. Con ello sólo se genera un mayor costo, el cual asumirán todos los consumidores. No es conveniente diversificar la matriz energética incentivando el desarrollo de energías no convencionales mediante regímenes especiales; esto sólo logra distorsionar los precios de mercado. La lógica indica que debe posibilitarse que los actores económicos prefieran las energías más competitivas, que serán de menor costo.

Al parecer, más que vislumbrar la necesidad de establecer estos incentivos, se pretendía satisfacer ambiciosos programas³ sin considerar realmente los efectos que medidas como las propuestas conllevarán, sin necesariamente aumentar la oferta energética.

³ La actual capacidad instalada correspondiente a ERNC es sólo de 285,7 MW (2,4% del total), mientras que la meta del Ejecutivo es que un 15% del nuevo suministro provenga de esas fuentes. Más detalles de esta opinión en Reseña Legislativa N° 822 del Instituto Libertad y Desarrollo.

II. TRÁMITES CONSTITUCIONALES

2.1. PRIMER TRÁMITE CONSTITUCIONAL: CÁMARA DE DIPUTADOS

Entre el 11 de abril de 2007 y el 27 de septiembre del mismo año, el proyecto fue objeto de estudio por parte de la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados,⁴, habiéndose oído en audiencia a diversos representantes de distintos sectores⁵, luego de lo cual se introdujeron una serie de cambios al proyecto del Ejecutivo.

En cuanto a los cambios a que hacíamos mención en el párrafo anterior, podemos detallar los siguientes:

1. El proyecto proponía que cada empresa eléctrica que efectúe retiros de energía desde los sistema eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, deberá acreditar ante la Dirección de Peajes del CDEC respectivo, que una cantidad de energía equivalente al 5% de sus retiros en cada año calendario haya sido inyectada a cualquiera de dichos sistemas, por medios de genera-

⁴ Al efecto, y dándole el Ejecutivo el carácter de suma urgencia, se introdujeron cinco cambios al proyecto original, habiéndose aprobado inicialmente en general. El proyecto fue aprobado en general, por cinco votos a favor de los Diputados señores Encina; Espinosa, Leal, Mulet y Valenzuela y tres abstenciones de los Diputados señores García-Huidobro, Rojas y Ward.

⁵ Para el estudio del proyecto de ley, la Comisión contó con la colaboración del Ministro, señor Marcelo Tokman Ramos; el Abogado del Área Jurídica, señor Eduardo Escalona; y los asesores señor Andrés Romero Celedón, señor Ignacio Santelices Ruiz, señor Cristián Santana, y señora Natalia González. Concurrieron además **por Chile Sustentable**, la Directora Ejecutiva, señora Sara Larraín Ruiz Tagle; **por Endesa Eco**, el gerente general señor Wilfredo Jara Tirapegui; **por ENAP**, el presidente de la Empresa Nacional de Geotermia, señor Nelson Muñoz Guerrero, el director de Geotermia, señor Manuel Soffia Celis; **por ENAP Sipetrol** el gerente de comunicaciones, señor Pedro Urzúa Frei; **por Acera**, el presidente, señor Rolf Fiebig; **por Siemens** el gerente de la División Energía y Sistemas de Transporte, señor Alejandro M^o Donough; **por Aes Gener**, el gerente General Subrogante, señor Juan Ricardo Hinostriza; **por Acciona**, el gerente general señor Alfredo Solar Pinedo; **por Renova**, el Ingeniero, señor Leonardo Valencia; **por Pacific Hydro** el gerente general, señor José Antonio Valdés, el gerente comercial y de desarrollo, señor Luis Arqueros, la gerente de comunicaciones, señora Carolina Pellegrini, el fFiscal, señor Nicolai Bakovic y la asesora, señora Fernanda Otero; **por Empresas Eléctricas A.G.**, el director ejecutivo señor Rodrigo Castillo y el analista de estudios de esa misma entidad, señor Nicolás González; **por el Colegio de Ingenieros**, el presidente del Consejo de Especialidad de Ingeniería Eléctrica, señor Alberto Bottselle; **por el Instituto Libertad y Desarrollo**, la investigadora del Programa Económico, señora María de la Luz Domper; **por la Fundación Chile 21**, el director del área de Medioambiente, señor Hemán Durán, y **los consultores**, señora María Isabel González y el señor Fernando Araya Rodríguez, gerente de desarrollo de **B. Bosch**. También se contó con la colaboración de CENER, que es el Centro Nacional de Energías Renovables, ubicado en la ciudad de Pamplona, España, a través de su director general, señor Juan M. Ormazábal Jordana, ha manifestado su interés de colaborar con la Comisión de Minería y Energía a fin entregar su opinión respecto del proyecto de ley en estudio.

ción renovables no convencionales, propios o contratados. Esta cifra fue elevada a un 8%.⁶

2. Luego, se aprobó la idea de imponer una sanción a la empresa eléctrica que no acredite el cumplimiento de la obligación del 8% al 1 de marzo siguiente al año calendario correspondiente, cuyo monto será de 0,4 UTM por cada megawatt/hora de déficit respecto de su obligación. Si dentro de los tres años siguientes incurriese nuevamente en incumplimiento de su obligación, el cargo será de 0,6 UTM por cada megawatt-hora de déficit.⁷

3. Un tercer cambio experimentado por el proyecto se refiere a los fondos que se recauden por esta multa, siendo distribuidos a prorrata de la energía consumida por los clientes finales, debiendo las controversias por la aplicación de esta multa someterse al panel de expertos eléctricos.⁸

4. Se eliminó la disposición que limitaba a veinte años a contar del 1 de enero del año 2010, la aplicación de ésta ley.⁹

5. Finalmente, se introdujo una escala progresiva al porcentaje de generación con este tipo de energías, siendo de un 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en un 0,3% anual a partir del año 2015. Este aumento progresivo se aplica de tal manera que los retiros afectos a la obligación el año 2015 deberán cumplir con un 5,3%, los del año 2016 con un 5,6% y así sucesivamente, hasta alcanzar el año 2024 el 8% previsto en el artículo 150 bis. Este aumento progresivo no era exigible respecto de los retiros de energía asociados al suministro de empresas concesionarias de servicio público de distribución eléctrica, para satisfacer consumos de clientes regulados, que hubieren iniciado el proceso de licita-

⁶ Los Diputados señores Aedo, Alvarez-Salamanca, Encina; Espinosa, Leal, Mulet, Rossi, y Valenzuela, formularon una indicación para sustituir en el inciso primero, el guarismo "5%" por el guarismo "8%". Esto se refiere al Artículo 150 bis propuesto en el mensaje.

⁷ Los Diputados señores Aedo, Alvarez-Salamanca; Espinosa, don Marcos; Leal, Mulet, Rossi, y Valenzuela, formularon una indicación para reemplazar el inciso cuarto.

⁸ Los Diputados señores Encina, Espinosa, Leal, Mulet, Rossi, y Valenzuela, formularon una indicación.

⁹ Los Diputados señores Alvarez-Salamanca, Encina; Espinosa, don Marcos; Leal, Mulet, Rossi, y Valenzuela, formularon una indicación

ción que dispone el artículo 131 de la Ley General de Servicios Eléctricos, con anterioridad a la publicación de esta ley.”.¹⁰

Así, con fecha 3 de octubre de 2007, la sala de la Cámara de Diputados aprobó en general y en particular el texto despachado por la comisión¹¹, cuyo texto se incluye en el Anexo N° 2 del presente informe, pasando el proyecto a su segundo trámite en el Senado de la República.

2.2. COMENTARIO SOBRE LAS INDICACIONES APROBADAS EN PRIMER TRÁMITE POR LA CÁMARA DE DIPUTADOS

Desde una perspectiva general, las modificaciones aprobadas no enmendaron las deficiencias originales del proyecto del Ejecutivo.

En cuanto a los límites de generación, no es bueno establecer tal restricción pues ella incentivará la construcción de centrales de un tamaño de 20 MW y desincentivará la construcción de centrales hidroeléctricas de 30, 40, y hasta 100 MW; es decir, produce una discontinuidad en el tamaño de las inversiones que es ineficiente. Esto además beneficia a los inversionistas más grandes que estarán dispuestos a construir centrales de más de 100 ó 150 MW, y desincentiva a los pequeños y medianos que pudiendo construir centrales de más de 20 MW no lo van a hacer por el efecto negativo que genera el límite en la decisión de inversión.

En relación al límite del 8 %, es posible afirmar que la obligación de componer la oferta de generación con un porcentaje de ERNC interfiere el desarrollo competitivo del mercado de generación y se transforma en un ejemplo negativo que podría eventualmente extenderse a otros sectores de la economía. Adicionalmente, nada asegura que el 5% se mantendrá. Discrecionalmente podrían subirlo a 10% o más aún. En la Cámara se subió de 5% a 8%. Esto es un límite enteramente discrecional y no tiene necesariamente una base científica. Siempre vamos a estar discutiendo acerca de cuál es el óptimo. De lo que sí no se discute es que en realidad se trata de un subsidio encubierto, ya que no se internalizan, o peor

¹⁰ los Diputados señores Aedo, Alvarez-Salamanca, Encina; Espinosa, Leal, Mulet, Rossi, y Valenzuela, formularon una indicación

¹¹ Efectuada la votación en forma económica, por el sistema electrónico, dio el siguiente resultado: por la afirmativa, 78 votos; por la negativa, 0 voto. Hubo 22 abstenciones correspondientes en su mayoría a los diputados de la Unión Demócrata Independiente.

aún, simplemente no se sabe cuánto le cuesta a los chilenos tener este tipo de energía, tema particularmente sensible para los bolsillos de las familias más modestas.

No prosperó en la Cámara la idea de establecer una opción alternativa a la obligación propuesta en el proyecto de ley, como era la creación de un fondo concursable para incentivar el desarrollo de las energías renovables no convencionales. Como alternativa de solución es mejor, logra los mismos objetivos de diversificación y seguridad de suministro y, adicionalmente, como se trata de un subsidio directo del Estado, no distorsiona las señales de precios ni encarece artificialmente el bien a los consumidores. Este fondo es más transparente: todo el país podría saber y conocer cuánto se gasta en incentivar este tipo de energía. La clave está en que sea concursable y se asigne a quien pida menos subsidio, para no malgastar recursos públicos.¹²

2.3. SEGUNDO TRÁMITE CONSTITUCIONAL: SENADO

Con fecha 9 de octubre de 2007, el proyecto inicia su trámite en el Senado, pasando a la Comisión de Minería y Energía de esa corporación. Entre esta fecha y el 4 de diciembre de 2007, dicha Comisión recibió las opiniones de diversos sectores¹³.

¹² La idea es que el derecho a participar en las licitaciones de subsidio sea automático para todos quienes cumplan los requisitos que permitan verificar si se trata de una generación mediante ERNC. Estas exigencias tendrían que ser muy objetivas y fáciles de verificar, como por ejemplo: 1) descripción del tipo de proyecto y sus parámetros de tamaño, localización, fuente primaria (hidroeléctrica, eólica, geotérmica, etc), 2) producción esperada de energía en términos de energía media anual, 3) concesiones, derechos y permisos otorgados, de acuerdo a cada tipo de proyecto.

¹³ A las sesiones en que se discutió el proyecto de ley en informe, asistieron, especialmente invitados, las siguientes personas: De la Comisión Nacional de Energía: el Ministro presidente, señor Marcelo Tokman; el secretario ejecutivo, señor Rodrigo Iglesias; el encargado de Energías Renovables, señor Cristián Santana; el asesor jurídico, señor Eduardo Escalona, y el jefe de gabinete del Ministro, señor Andrés Romero. De la Asociación Chilena de Energías Renovables Alternativas A.G., ACERA: el vicepresidente ejecutivo, señor Mario Manríquez, y el director, señor Rodrigo García. De la Asociación de Empresas Eléctricas A.G.: el gerente general, señor Rodrigo Castillo, y el analista, señor Nicolás González. De Pacific Hydro: el gerente general, señor José Antonio Valdés; el gerente de Desarrollo, señor Luis Arqueros, y la asesora de Asuntos Públicos, señora Femanda Otero. De Metrogas: el gerente de Planificación y Desarrollo, señor Gonzalo Palacios, y el gerente de Grandes Clientes, señor Ian Nelson. Del Programa Chile Sustentable: la directora, señora Sara Larraín. De Libertad y Desarrollo: el analista, señor Rodrigo Delaveau. De Acciona Energía Chile S.A.: el gerente general, señor Alfredo Solar. De Aselec Ltda.: el gerente general, señor Pedro Cornejo; el gerente corporativo, señor Cristián Novión, y el gerente técnico, señor Rodrigo Cornejo. De B.Bosch S.A.: el gerente de Desarrollo, señor Fernando Araya. De AES Gener: el gerente de Regulación y Negocios, señor Juan Ricardo Inostroza, y el jefe del Departamento de Regulación, señor Cristián Muñoz. De SN Power: el gerente general, señor Mario Marchese; el analista de mercado, señor Jaime García, y el gerente de Concesiones y Derechos de Pasos, señor Esteban Illanes.

Los cambios al texto remitido por la Cámara de Diputados introducidos por el Senado¹⁴ son los siguientes:

1. Se precisó que los clientes libres también se encuentran considerados en la expresión clientes finales.
2. La Comisión, modificando una indicación original del Senador Horvath, que sustituía el guarismo “8%” por “10%”, acordó subir a 10% la cifra que se deberá acreditar que se ha inyectado a los sistemas, por medios de generación renovables no convencionales, y que la forma de llegar a este porcentaje será gradual. Asimismo, que la ley tendrá una vigencia de 25 años, a contar del 1 de enero de 2010 (indicación N° 36, que se comentará más adelante).
3. Luego se acordó aprobar la indicación con modificaciones, para agregar un artículo transitorio nuevo en virtud del cual las empresas eléctricas deberán acreditar ante la Dirección de Peajes del CDEC respectivo que, a lo menos el cincuenta por ciento del aumento progresivo de 0,5% anual de la obligación, ha sido cumplido con inyecciones de energía de medios propios o contratados, elegidas mediante un proceso competitivo, transparente y que no implique una discriminación arbitraria.
4. Para los efectos de la acreditación de la obligación referida, se reconocerán también las inyecciones provenientes de centrales hidroeléctricas cuya potencia máxima sea igual o inferior a 40.000 kilowatts, las que se corregirán por un factor proporcional igual a uno menos el cociente entre el exceso sobre 20.000 kilowatts de la potencia máxima de la central y 20.000 kilowatts, lo que se expresa en la siguiente fórmula:

$$FP = 1 - ((PM - 20.000 \text{ kw})/20.000\text{kw})$$

Donde FP es el factor proporcional antes señalado y PM es la potencia máxima de la central hidroeléctrica respectiva, expresada en kilowatts.”.

¹⁴ El proyecto fue aprobado en general por la Comisión, pasando el 5 de diciembre de 2007 a la Sala del Senado, que también aprobó la idea de legislar, fijándose plazo para indicaciones hasta el día 4 de enero de 2008. No obstante la numerosa cantidad de indicaciones de que fue objeto el proyecto (alrededor de 50), principalmente por parte de los senadores Bianchi, Horvath, Sabaq y Orpis, el articulado aprobado fue producto de acuerdos realizados en la propia comisión, según se detalla más adelante.

5. También se aprobó una norma que establece que la obligación contemplada en esta ley (la de los porcentajes) regirá por 25 años a contar del 1 de enero del año 2010.

6. Asimismo, las empresas eléctricas deberán acreditar ante la Dirección de Peajes del CDEC respectivo que, a lo menos el cincuenta por ciento del aumento progresivo de 0,5% anual de la obligación, contemplado en el inciso 3º del artículo primero transitorio, ha sido cumplido con inyecciones de energía de medios propios o contratados, elegidas mediante un proceso competitivo, transparente y que no implique una discriminación arbitraria.

7. Igualmente, la Comisión fue partidaria de extender el plazo para acogerse a los beneficios de la ley a aquellas que se hayan interconectado al sistema con posterioridad al 1 de enero de 2007, es decir, cinco meses antes que el plazo fijado originalmente en el proyecto.

8. Otra norma relevante modificada en el Senado señala que también se podrá cumplir la obligación referida con medios de generación renovables no convencionales, que encontrándose interconectados a los sistemas eléctricos con anterioridad a la fecha señalada en el inciso precedente, amplíen su capacidad instalada de generación con posterioridad a dicha fecha y conserven su condición de medio de generación renovable no convencional una vez ejecutada la ampliación. Para los efectos de la acreditación de la obligación señalada, las inyecciones provenientes de los medios de generación referidos en este inciso, se corregirán por un factor proporcional igual al cociente entre la potencia adicionada con posterioridad al 1 de enero del 2007 y la potencia máxima del medio de generación luego de la ampliación.¹⁵

2.4. COMENTARIOS SOBRE LAS MODIFICACIONES REALIZADAS POR EL SENADO

Es nuestra opinión que el proyecto sufrió una importante mejora en su trámite por el Senado, entre las cuales destacan:

¹⁵ De este modo y luego de un largo debate en que revisaron medio centenar de indicaciones, la Comisión despachó el proyecto de ley con fecha 18 de enero de 2008, siendo aprobado su texto por la Sala el día 23 de enero del mismo año.

- a)** La obligación de los generadores a contratar o autoabastecerse con ERNC es de un 5% desde el año 2010 al 2015. Después aumenta 0,5% anual hasta el 2025 y de ahí hasta el 2035 la obligación se mantiene en 10%.
- b)** Se entiende que son ERNC las centrales hidroeléctricas de hasta 20 Megawatts las que recibirán el 100% de este beneficio. Para centrales de tamaño entre 20 y 40 Megawatts el beneficio es decreciente hasta llegar a 0 (cero) para las centrales de 40 Megawatts.
- c)** Los montos de las multas aprobadas en la comisión son las mismas de la Cámara de Diputados.
- d)** Las generadoras no tendrán obligación de contratar o autoabastecerse de este tipo de ERNC mediante un proceso de licitación hasta el año 2015. Sin embargo, los siguientes 20 años, es decir, entre el 2016 y el 2035, tendrán obligación de licitar el 50% de lo contratado de este tipo de energía a través de un proceso de licitación no discriminatorio, transparente y competitivo.
- e)** Este beneficio para la ERNC caduca el año 2035.
- f)** Sin perjuicio de lo anterior, y tal como señalamos precedentemente, lo óptimo hubiera sido un fondo de desarrollo concursable, que hubiera subsidiado directamente este tipo de energía, porque ello genera menos distorsión y es más transparente, en el sentido que se sabría exactamente cuánto le cuesta al país subsidiar este tipo de energías. No obstante, el proyecto presenta muchas mejorías en consideración al proyecto que salió de la Cámara de Diputados. Además, es importante destacar que las indicaciones fueron acordadas unánimemente, y con el apoyo del Ejecutivo.

2.5. TERCER TRÁMITE CONSTITUCIONAL: CÁMARA DE DIPUTADOS

La Cámara de Diputados, en tercer trámite Constitucional, aprueba, con fecha 5 de marzo de 2008, el texto enviado por el Senado. De este modo queda concluido el trámite legislativo del proyecto de ley que introduce modificaciones a la Ley General de Servicios

Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovables no convencionales.

Desde el 6 de marzo del presente año, el proyecto se encuentra en trámite para ser promulgado y publicado por la Presidenta de la República.

Finalmente, esta Ley N° 20.257 se promulgó el 20 de marzo del 2008 y se publicó en el Diario Oficial el 1° de abril de este año.

III. CONCLUSIONES

Chile enfrenta un escenario crítico en materia energética. El proyecto de energía renovable no convencional aprobado hace pocos meses por el Congreso Nacional no es la solución a todos los problemas existentes en materia energética, pero puede constituir un aporte en la medida que estas energías limpias de bajo impacto se hagan más competitivas, sin distorsiones, no perdiendo nunca de vista que nuestro país aún está en vía de desarrollo y tiene un ingreso per cápita muy bajo en comparación a los países que tiene una mayor ventaja en esta clase de energías.

Desde un aspecto jurídico, el proyecto de ley en su texto original contenía muchísimos más defectos que su versión final, siendo destacable las mejoras experimentadas en su trámite por el Senado de la República. Este último armonizó de mejor manera la iniciativa con la legislación existente, en el sentido de dar señales claras para las inversiones requeridas en esta área, que sean coincidentes con la realidad económica e institucional del país.

No obstante, se optó por incentivar las energías renovables no convencionales mediante la introducción de una obligación para los generadores, lo que provocará un mayor costo –oculto- para la población. Lamentablemente, éste es el efecto que se deriva de distorsionar las señales de precios en los mercados.

Una mejor opción habría sido un subsidio directo a estas energías mediante la creación de un fondo de recursos concursable. Es más transparente, no distorsiona las señales de precios, ni genera incentivos incorrectos respecto del tamaño óptimo de las centrales generadoras.

V. ANEXOS

ANEXO N° 1: TEXTO ORIGINAL DEL PROYECTO DE LEY ENVIADO POR EL EJECUTIVO

“Artículo único.- Introdúcense las siguientes modificaciones en el Decreto con Fuerza de Ley N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del Ministerio de Minería, de 1982, que contiene la Ley General de Servicios Eléctricos:

1) Modifícase el inciso primero del artículo 79°, en lo siguiente:

a) Intercálase, entre las expresiones “generación” y “conectados”, las siguientes oraciones: “renovable no convencionales y de las instalaciones de cogeneración eficiente, definidos en las letras aa) y ac) del artículo 225° de esta ley, que se encuentren”.

b) Sustitúyense las oraciones “cuya fuente sea no convencional, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración y otras similares determinadas fundamentalmente por la Comisión,”, por la expresión “y”.

2) Agrégase, a continuación del artículo 150°, el siguiente artículo 150° bis, nuevo:

“Artículo 150° bis.- Cada empresa eléctrica que efectúe retiros de energía desde los sistema eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, deberá acreditar ante la Dirección de Peajes del CDEC respectivo, que una cantidad de energía equivalente al 5% de sus retiros en cada año calendario haya sido inyectada a cualquiera de dichos sistemas, por medios de generación renovables no convencionales, propios o contratados.

La empresa eléctrica podrá también acreditar el cumplimiento de la obligación señalada en el inciso primero, mediante inyecciones de energía renovable no convencional realizadas a los sistemas eléctricos durante el año calendario inmediatamente anterior, en la medida que dichas inyecciones no hayan sido acreditadas para el cumplimiento de la obligación que correspondió a ese año.

Cualquier empresa eléctrica que exceda el porcentaje señalado en el inciso primero de inyecciones de energía renovable no convencional dentro del año en que se debe cumplir la obligación, con energía propia o contratada y aunque no hubiese efectuado retiros, podrá convenir el traspaso de sus excedentes a otra empresa eléctrica, los que podrán realizarse incluso entre empresas de diferentes sistemas eléctricos. Una copia autorizada del respectivo convenio deberá entregarse a la Dirección de Peajes del CDEC respectivo para que se imputen tales excedentes en la acreditación que corresponda.

La empresa eléctrica que no acredite el cumplimiento de la obligación a que se refiere este artículo al 1 de marzo siguiente al año calendario correspondiente, deberá pagar una multa, a beneficio fiscal, cuyo monto será de 0,4 UTM por cada megawatt-hora de déficit respecto de su obligación, la que se aplicará por la Superintendencia en conformidad a lo dispuesto en los artículos 17 y siguientes de la ley N° 18.410. Para esos efectos, la Dirección de Peajes de cada CDEC deberá informar a la Superintendencia, a más tardar el 15 de marzo de cada año, sobre las empresas eléctricas deficitarias de la obligación prevista en el inciso primero.

Sin perjuicio de lo anterior, cualquier empresa eléctrica deficitaria podrá, con un límite de 50%, postergar hasta en un año la acreditación de la obligación que le corresponda al término de un año calendario, siempre que lo haya comunicado a la Superintendencia antes del 1 de marzo siguiente al año calendario referido.

Las Direcciones de Peajes de los CDEC de los sistemas eléctricos mayores a 200 MW deberán coordinarse y llevar un registro público único de las obligaciones, inyecciones y traspasos de energía renovable no convencional de cada empresa eléctrica, así como de toda la información necesaria que permita acreditar el cumplimiento de las obligaciones y la aplicación de las disposiciones contenidas en este artículo.”

3) Suprímase el inciso quinto del artículo 157°.

4) Agrégase, en el artículo 225°, a continuación de la letra z), las siguientes letras aa), ab) y ac), nuevas:

“aa) Medios de generación renovables no convencionales: los que presentan cualquiera de las siguientes características:

1) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de

materia orgánica y biodegradable de origen vegetal o animal, y que cumplan los requisitos establecidos en el reglamento.

2) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20.000 kilowatts.

3) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal, la que se obtiene del calor natural de la tierra, que puede ser extraída del vapor, agua, gases, excluidos los hidrocarburos, o a través de fluidos inyectados artificialmente para este fin.

4) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida en forma directa de la radiación solar.

5) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.

6) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, y

7) Otros medios de generación determinados fundamentalmente por la Comisión, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento.

ab) Energía renovable no convencional: Aquella energía eléctrica generada por medios de generación renovables no convencionales.

ac) Instalación de cogeneración eficiente: instalación en la que se genera energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético, cuya potencia máxima suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kilowatts y que cumpla los requisitos establecidos en el reglamento”.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo 1° transitorio.- La obligación contemplada en el nuevo artículo 150° bis que esta ley incorpora a la Ley General de Servicios Eléctricos, regirá por veinte años a contar del 1 de enero del año 2010, y se aplicará a todos los retiros de energía para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales cuyos contratos se suscriban a partir del 31 de mayo de 2007.

El cumplimiento de la obligación referida deberá efectuarse con medios de generación renovables no convencionales, propios o contratados, que se hayan interconectado a los sistemas eléctricos con posterioridad al 31 de mayo de 2007.

Artículo 2° transitorio.- La Comisión Nacional de Energía, mediante resolución exenta, establecerá las disposiciones de carácter técnico que sean necesarias para la adecuada implementación de las normas que esta ley introduce a la Ley General de Servicios Eléctricos y para la aplicación de la disposición transitoria precedente.”

ANEXO N° 2: TEXTO APROBADO POR LA CÁMARA DE DIPUTADOS

EN PRIMER TRÁMITE CONSTITUCIONAL

“Artículo único.- Introdúcense en el decreto con fuerza de ley N° 4, de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, que contiene la Ley General de Servicios Eléctricos, las siguientes modificaciones:

1) Intercálanse en el inciso primero del artículo 79°, entre las expresiones “generación” y “conectados”, las siguientes oraciones: “renovable no convencionales y de las instalaciones de cogeneración eficiente, definidos en las letras aa) y ac) del artículo 225° de esta ley, que se encuentren”, y sustitúyense las oraciones “cuya fuente sea no convencional, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración y otras similares determinadas fundadamente por la Comisión,” por la conjunción “y”.

2) Agrégase, a continuación del artículo 150°, el siguiente artículo 150° bis:

“Artículo 150° bis.- Cada empresa eléctrica que efectúe retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, deberá acreditar ante la Dirección de Peajes del CDEC respectivo, que una cantidad de energía equivalente al 8% de sus retiros en cada año calendario haya sido inyectada a cualquiera de dichos sistemas, por medios de generación renovables no convencionales, propios o contratados.

La empresa eléctrica podrá también acreditar el cumplimiento de la obligación señalada en el inciso primero, mediante inyecciones de energía renovable no convencional realizadas a los sistemas eléctricos durante el año calendario inmediatamente anterior, en la medida que dichas inyecciones no hayan sido acreditadas para el cumplimiento de la obligación que correspondió a ese año.

Cualquier empresa eléctrica que exceda el porcentaje señalado en el inciso primero de inyecciones de energía renovable no convencional dentro del año en que se debe cumplir la obligación, con energía propia o contratada y aunque no hubiese efectuado retiros, podrá convenir el traspaso de sus excedentes a otra empresa eléctrica, los que podrán realizarse incluso entre empresas de diferentes sistemas eléctricos. Una copia autorizada del respectivo convenio deberá entregarse a la Dirección de Peajes del CDEC respectivo para que se imputen tales excedentes en la acreditación que corresponda.

La empresa eléctrica que no acredite el cumplimiento de la obligación a que se refiere este artículo al 1 de marzo siguiente al año calendario correspondiente, deberá pagar un cargo, cuyo monto será de 0,4 UTM por cada megawatt/hora de déficit respecto de su obligación. Si dentro de los tres años siguientes incurriese nuevamente en incumplimiento de su obligación, el cargo será de 0,6 UTM por cada megawatt/hora de déficit.

Sin perjuicio de lo anterior, cualquier empresa eléctrica deficitaria podrá, con un límite de 50%, postergar hasta en un año la acreditación de la obligación que le corresponda al término de un año calendario, siempre que lo haya comunicado a la Superintendencia antes del 1 de marzo siguiente al año calendario referido.

Las Direcciones de Peajes de los CDEC de los sistemas eléctricos mayores a 200 megawatts deberán coordinarse y llevar un registro

público único de las obligaciones, inyecciones y traspasos de energía renovable no convencional de cada empresa eléctrica, así como de toda la información necesaria que permita acreditar el cumplimiento de las obligaciones y la aplicación de las disposiciones contenidas en este artículo.

Los cargos señalados en el inciso cuarto se destinarán a los clientes finales y a los clientes de las distribuidoras cuyos suministros hubieren cumplido la obligación prevista en el inciso primero de este artículo.

Las sumas de dinero que se recauden por estos cargos, se distribuirán a prorrata de la energía consumida por los clientes indicados en el inciso anterior durante el año calendario en que se incumplió la obligación del inciso primero.

La Dirección de Peajes del CDEC respectivo calculará y dispondrá tanto el pago de los cargos que cada empresa deberá abonar para que se destinen a los clientes aludidos en base a los montos recaudados de las empresas que no hubiesen cumplido la obligación, así como las transferencias de dinero a que haya lugar entre ellas. La Superintendencia deberá requerir a la Dirección de Peajes y a las empresas concernidas la información necesaria para fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones que se les impone en este inciso.

Toda controversia que surja en la aplicación del inciso anterior con la Dirección de Peajes del CDEC respectivo promovida por las empresas eléctricas sujetas a la obligación prevista en el inciso primero o por las distribuidoras y clientes finales, será dictaminada por el panel de expertos, organismo que deberá optar por uno de los valores propuestos por quien promueve la discrepancia o por la referida Dirección, entendiéndose que ésta se formaliza en las presentaciones que deberán realizar al panel, en sobre cerrado, dentro de los quince días siguientes al cálculo efectuado por la Dirección de Peajes. Para expedir el dictamen respectivo, el aludido Panel deberá ceñirse al procedimiento aplicable a las discrepancias previstas en el número 11 del artículo 208°.”

3) Suprímese el inciso quinto del artículo 157°, y

4) Agréganse, en el artículo 225°, a continuación de la letra z), las siguientes letras aa), ab) y ac):

“aa) Medios de generación renovables no convencionales: los que presentan cualquiera de las siguientes características:

- 1) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable de origen vegetal o animal, y que cumplan los requisitos establecidos en el reglamento.
- 2) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20.000 kilowatts.
- 3) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal, la que se obtiene del calor natural de la tierra, que puede ser extraída del vapor, agua, gases, excluidos los hidrocarburos, o a través de fluidos inyectados artificialmente para este fin.
- 4) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida en forma directa de la radiación solar.
- 5) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.
- 6) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, y
- 7) Otros medios de generación determinados fundadamente por la Comisión, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento.

ab) Energía renovable no convencional: aquella energía eléctrica generada por medios de generación renovables no convencionales.

ac) Instalación de cogeneración eficiente: instalación en la que se genera energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético cuya potencia máxima suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kilowatts y que cumpla los requisitos establecidos en el reglamento.”

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo 1° transitorio.- La obligación contemplada en el artículo 150° bis que esta ley incorpora a la Ley General de Servicios

Eléctricos, regirá a contar del 1 de enero del año 2010, y se aplicará a todos los retiros de energía para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales cuyos contratos se suscriban a partir del 31 de agosto de 2007.

El cumplimiento de la obligación referida deberá efectuarse con medios de generación renovables no convencionales, propios o contratados, que se hayan interconectado a los sistemas eléctricos con posterioridad al 31 de mayo de 2007.

Con todo, la obligación aludida en el inciso primero será de un 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en un 0,3% anual a partir del año 2015. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera que los retiros afectos a la obligación el año 2015 deberán cumplir con un 5,3%, los del año 2016 con un 5,6% y así sucesivamente, hasta alcanzar el año 2024 el 8% previsto en el artículo 150° bis.

El aumento progresivo dispuesto en el inciso anterior, no será exigible respecto de los retiros de energía asociados al suministro de empresas concesionarias de servicio público de distribución eléctrica, para satisfacer consumos de clientes regulados, que hubieren iniciado el proceso de licitación que dispone el artículo 131° de la Ley General de Servicios Eléctricos, con anterioridad a la publicación de esta ley.”

Artículo 2° transitorio.- La Comisión Nacional de Energía, mediante resolución exenta, establecerá las disposiciones de carácter técnico que sean necesarias para la adecuada implementación de las normas que esta ley introduce a la Ley General de Servicios Eléctricos y para la aplicación de la disposición transitoria precedente.”

ANEXO N° 3: TEXTO DEFINITIVO DEL PROYECTO DE LEY DE ERNC

PROYECTO DE LEY

“Artículo único.- Introdúcense en el decreto con fuerza de ley N° 4, de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, que contiene la Ley General de Servicios Eléctricos, las siguientes modificaciones:

1) Intercálase en el inciso primero del artículo 79°, entre las expresiones “generación” y “conectados”, las siguientes oraciones: “renovable no convencionales y de las instalaciones de cogeneración eficiente, definidos en las letras aa) y ac) del artículo 225° de esta ley, que se encuentren”, y sustitúyense las oraciones “cuya fuente sea no convencional, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración y otras similares determinadas fundadamente por la Comisión,”, por la expresión “y”.

2) Agrégase, a continuación del artículo 150°, el siguiente artículo 150° bis:

“Artículo 150° bis.- Cada empresa eléctrica que efectúe retiros de energía desde los sistema eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, estén o no sujetos a regulación de precios, deberá acreditar ante la Dirección de Peajes del CDEC respectivo, que una cantidad de energía equivalente al 10% de sus retiros en cada año calendario haya sido inyectada a cualquiera de dichos sistemas, por medios de generación renovables no convencionales, propios o contratados.

La empresa eléctrica podrá también acreditar el cumplimiento de la obligación señalada en el inciso primero, mediante inyecciones de energía renovable no convencional realizadas a los sistemas eléctricos durante el año calendario inmediatamente anterior, en la medida que dichas inyecciones no hayan sido acreditadas para el cumplimiento de la obligación que correspondió a ese año.

Cualquier empresa eléctrica que exceda el porcentaje señalado en el inciso primero de inyecciones de energía renovable no convencional dentro del año en que se debe cumplir la obligación, con energía propia o contratada y aunque no hubiese efectuado retiros, podrá convenir el traspaso de sus excedentes a otra empresa eléctrica, los que podrán realizarse incluso entre empresas de diferentes sistemas eléctricos. Una copia autorizada del respectivo convenio deberá entregarse a la Dirección de Peajes del CDEC respectivo para que se imputen tales excedentes en la acreditación que corresponda.

La empresa eléctrica que no acredite el cumplimiento de la obligación a que se refiere este artículo al 1 de marzo siguiente al año calendario correspondiente, deberá pagar un cargo, cuyo monto será de 0,4 UTM por cada megawatt/hora de déficit respecto de su

obligación. Si dentro de los tres años siguientes incurriese nuevamente en incumplimiento de su obligación, el cargo será de 0,6 UTM por cada megawatt/hora de déficit.

Sin perjuicio de lo anterior, cualquier empresa eléctrica deficitaria podrá, con un límite de 50%, postergar hasta en un año la acreditación de la obligación que le corresponda al término de un año calendario, siempre que lo haya comunicado a la Superintendencia antes del 1 de marzo siguiente al año calendario referido.

Las Direcciones de Peajes de los CDEC de los sistemas eléctricos mayores a 200 megawatts deberán coordinarse y llevar un registro público único de las obligaciones, inyecciones y traspasos de energía renovable no convencional de cada empresa eléctrica, así como de toda la información necesaria que permita acreditar el cumplimiento de las obligaciones y la aplicación de las disposiciones contenidas en este artículo.

Los cargos señalados en el inciso cuarto se destinarán a los clientes finales y a los clientes de las distribuidoras cuyos suministros hubieren cumplido la obligación prevista en el inciso primero de este artículo.

Las sumas de dinero que se recauden por estos cargos, se distribuirán a prorrata de la energía consumida por los clientes indicados en el inciso anterior durante el año calendario en que se incumplió la obligación del inciso primero.

La Dirección de Peajes del CDEC respectivo calculará y dispondrá tanto el pago de los cargos que cada empresa deberá abonar para que se destinen a los clientes aludidos en base a los montos recaudados de las empresas que no hubiesen cumplido la obligación, así como las transferencias de dinero a que haya lugar entre ellas. La Superintendencia deberá requerir a la Dirección de Peajes y a las empresas concernidas la información necesaria para fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones que se les impone en este inciso.

Toda controversia que surja en la aplicación del inciso anterior con la Dirección de Peajes del CDEC respectivo, promovida por las empresas eléctricas sujetas a la obligación prevista en el inciso primero o por las distribuidoras y clientes finales, será dictaminada por el panel de expertos, organismo que deberá optar por uno de los valores propuestos por quien promueve la discrepancia o por la referida Dirección, entendiéndose que ésta se formaliza en las presentaciones que deberán realizar al panel, en sobre cerrado,

dentro de los quince días siguientes al cálculo efectuado por la Dirección de Peajes. Para expedir el dictamen respectivo, el aludido Panel deberá ceñirse al procedimiento aplicable a las discrepancias previstas en el número 11 del artículo 208°.

Sólo para los efectos de la acreditación de la obligación señalada en el inciso primero, se reconocerán también las inyecciones provenientes de centrales hidroeléctricas cuya potencia máxima sea igual o inferior a 40.000 kilowatts, las que se corregirán por un factor proporcional igual a uno menos el cociente entre el exceso sobre 20.000 kilowatts de la potencia máxima de la central y 20.000 kilowatts, lo que se expresa en la siguiente fórmula:

$$FP = 1 - ((PM - 20.000 \text{ kw})/20.000\text{kw})$$

Donde FP es el factor proporcional antes señalado y PM es la potencia máxima de la central hidroeléctrica respectiva, expresada en kilowatts."

- 3) Suprímese el inciso quinto del artículo 157°.
- 4) Agréganse, en el artículo 225°, a continuación de la letra z), las siguientes letras aa), ab) y ac):

“aa) Medios de generación renovables no convencionales: los que presentan cualquiera de las siguientes características:

- 1) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos. Se entenderá incluida la fracción biodegradable de los residuos sólidos domiciliarios y no domiciliarios.
- 2) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20.000 kilowatts.
- 3) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural del interior de la tierra.
- 4) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida de la radiación solar.

5) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.

6) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.

7) Otros medios de generación determinados fundamentadamente por la Comisión, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento.

ab) Energía renovable no convencional: aquella energía eléctrica generada por medios de generación renovables no convencionales.

ac) Instalación de cogeneración eficiente: instalación en la que se genera energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético cuya potencia máxima suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kilowatts y que cumpla los requisitos establecidos en el reglamento.”.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo 1° transitorio.- La obligación contemplada en el artículo 150° bis que esta ley incorpora a la Ley General de Servicios Eléctricos, regirá a contar del 1 de enero del año 2010, y se aplicará a todos los retiros de energía para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales cuyos contratos se suscriban a partir del 31 de agosto de 2007, sean contratos nuevos, renovaciones, extensiones u otras convenciones de similar naturaleza.

El cumplimiento de la obligación referida deberá efectuarse con medios de generación renovables no convencionales o con los señalados en el inciso final del artículo 150° bis que introduce esta ley, propios o contratados, que se hayan interconectado a los sistemas eléctricos con posterioridad al 1 de enero de 2007.

También se podrá cumplir la obligación referida con medios de generación renovables no convencionales, que encontrándose interconectados a los sistemas eléctricos con anterioridad a la fecha

señalada en el inciso precedente, amplíen su capacidad instalada de generación con posterioridad a dicha fecha y conserven su condición de medio de generación renovable no convencional una vez ejecutada la ampliación. Para los efectos de la acreditación de la obligación señalada, las inyecciones provenientes de los medios de generación referidos en este inciso, se corregirán por un factor proporcional igual al cociente entre la potencia adicionada con posterioridad al 1 de enero del 2007 y la potencia máxima del medio de generación luego de la ampliación.

Con todo, la obligación aludida en el inciso primero será de un 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en un 0,5% anual a partir del año 2015. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera que los retiros afectos a la obligación el año 2015 deberán cumplir con un 5,5%, los del año 2016 con un 6% y así sucesivamente, hasta alcanzar el año 2024 el 10% previsto en el artículo 150° bis.

El aumento progresivo dispuesto en el inciso anterior, no será exigible respecto de los retiros de energía asociados al suministro de empresas concesionarias de servicio público de distribución eléctrica, para satisfacer consumos de clientes regulados, que hubieren iniciado el proceso de licitación que dispone el artículo 131° de la Ley General de Servicios Eléctricos, con anterioridad a la publicación de esta ley.

Artículo 2° transitorio.- La Comisión Nacional de Energía, mediante resolución exenta, establecerá las disposiciones de carácter técnico que sean necesarias para la adecuada implementación de las normas que esta ley introduce a la Ley General de Servicios Eléctricos y para la aplicación de la disposición transitoria precedente.

Artículo 3° transitorio.- La obligación contemplada en el artículo 150° bis que esta ley incorpora a la Ley General de Servicios Eléctricos, regirá por 25 años a contar del 1 de enero del año 2010.

Artículo 4° transitorio.- Las empresas eléctricas deberán acreditar ante la Dirección de Peajes del CDEC respectivo que, a lo menos el cincuenta por ciento del aumento progresivo de 0,5% anual de la obligación, contemplado en el inciso cuarto del artículo primero transitorio, ha sido cumplido con inyecciones de energía de medios propios o contratados, elegidas mediante un proceso competitivo, transparente y que no implique una discriminación arbitraria.”

ANEXO N°4: CRONOLOGÍA DEL PROYECTO DE LEY

Tramitación

Sesión Leg	Fecha	Subetapas	Etapas
/	11/04/2007	Ingreso de proyecto	Primer trámite constitucional/ C Diputados
13/355	11/04/2007	Cuenta de proyecto. Pasa a Comisión de Minería y Energía	Primer trámite constitucional/ C Diputados
45/355	04/07/2007	Cuenta del Mensaje 423-355 que hace presente urgencia simple	Primer trámite constitucional C Diputados
60/35	07/08/2007	Cuenta del Mensaje 528-355 que retira y hace presente urgencia simple	Primer trámite constitucional C. Diputados
76/355	11/09/2007	Cuenta del Mensaje 679-355 que retira y hace presente urgencia simple	Primer trámite constitucional C. Diputados
/	27/09/2007	Primer informe de Comisión de Minería y Energía	Primer trámite constitucional C. Diputados
79/355	02/10/2007	Cuenta del Mensaje 725-355 que retira urgencia simple	Primer trámite constitucional C. Diputados
79/355	02/10/2007	Cuenta del Mensaje 737-355 que hace presente la suma urgencia	Primer trámite constitucional C. Diputados
80/355	03/10/2007	Cuenta de primer informe de Comisión de Minería y Energía	Primer trámite constitucional C. Diputados
81/355	03/10/2007	Discusión general. Aprobado en General y particular a la vez	Primer trámite constitucional C. Diputados
/	03/10/2007	Oficio de ley a Cámara revisora	Primer trámite constitucional C. Diputados
56/355	09/10/2007	Cuenta de proyecto. Pasa a Comisión de Minería y Energía	Segundo trámite constitucional Senado
60/355	30/10/2007	Cuenta del Mensaje 889-355 que retira y hace presente la suma urgencia	Segundo trámite constitucional Senado
64/355	13/11/2007	Cuenta del Mensaje 1035-355 que retira y hace presente la suma urgencia	Segundo trámite constitucional Senado
/	04/12/2007	Primer informe comisión de Minería y Energía	Segundo trámite constitucional Senado
72/355	04/12/2007	Cuenta del Mensaje 1115-355 que retira y hace presente la suma urgencia	Segundo trámite constitucional Senado
72/355	04/12/2007	Cuenta de primer informe de comisión	Segundo trámite constitucional Senado

73/355	05/12/2007	Discusión general. Aprobado en general. Se fija como plazo para presentar indicaciones el 04/01/2008	Segundo trámite constitucional Senado
76/355	18/12/2007	Cuenta del mensaje 1219/355 que retira y hace presente la suma urgencia	Segundo trámite constitucional Senado
78/355	02/01/2008	Cuenta del mensaje 1279/355 que retira la suma urgencia	Segundo trámite constitucional Senado
/	04/01/2008	Boletín de indicaciones	Segundo trámite constitucional Senado
79/355	08/01/2008	Se acuerda abrir nuevo plazo de indicaciones hasta las 12 hrs. del lunes 14/01/2008	Segundo trámite constitucional Senado
/	14/01/2008	Boletín de indicaciones	Segundo trámite constitucional Senado
85/355	22/01/2008	Cuenta del mensaje 1386/355 que hace presente la suma urgencia	Segundo trámite constitucional Senado
/	22/01/2008	Segundo informe de comisión de Minería y Energía	Segundo trámite constitucional Senado
85/355	22/01/2008	Cuenta de segundo informe de comisión	Segundo trámite constitucional Senado
87/355	23/01/2008	Discusión particular. Aprobado con modificaciones	Segundo trámite constitucional Senado
/	23/02/2008	Oficio modificaciones a Cámara de origen	Segundo trámite constitucional Senado
137/355	04/03/2008	Cuenta del mensaje 1388-355 que retira la suma urgencia	Tercer trámite constitucional C. Diputados
137/355	04/03/2008	Cuenta del mensaje 1410-355 que hace presente la suma urgencia	Tercer trámite constitucional C. Diputados
137/355	04/03/2008	Cuenta oficio con modificaciones de Cámara revisora. Queda para tabla	Tercer trámite constitucional C. Diputados
138/355	05/03/2008	Discusión única. Aprobadas las Modificaciones	Tercer trámite constitucional C. Diputados
/	06/03/2008	Oficio N° 7278 que comunica Aprobación de modificaciones	Tercer trámite constitucional C. Diputados
/	06/03/2008	Oficio de ley al Ejecutivo	Tercer trámite constitucional C. Diputados
1/356	11/03/2008	Cuenta con oficio N° 7278 que Comunica aprobación de Modificaciones	Tercer trámite constitucional Senado

Serie Informe Legislativo

Últimas Publicaciones

- N° 25** **Ideas Matrices en los Proyectos de Ley:
Inconsistencias del Tribunal Constitucional**
Axel Buchheister y Sebastián Soto
Junio 2005
- N° 26** **Síntesis de las Recientes Modificaciones
a la Constitución Política de 1980**
Pablo Kangiser
Septiembre 2005
- N° 27** **Análisis Constitucional de las Principales
Normas de Urbanismo y Construcción**
Felipe Holmes
Julio 2008