

INFORME DE LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA ACERCA DEL PROYECTO DE LEY QUE INTRODUCE MODIFICACIONES A LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS, RESPECTO DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES.

BOLETÍN N°4.977-08.

HONORABLE CÁMARA:

Vuestra Comisión de Minería y Energía pasa a informaros acerca del proyecto de ley, iniciado en un mensaje de S.E. la Presidenta de la República, que modifica la ley General de Servicios Eléctricos con el objeto de generar energía eléctrica, con fuentes de Energías Renovables No Convencionales, con el trámite de suma urgencia.

El proyecto en informe propone crear las condiciones, que permita atraer inversiones para realizar proyectos de energías renovables no convencionales, a fin de poder acelerar el desarrollo del mercado de generación eléctrica; eliminar las barreras asociadas a la innovación que enfrentan y entregar la confianza necesaria en el mercado eléctrico, respecto de este tipo de tecnología.

Constancias reglamentarias.

No hay artículos nuevos.

No hay indicaciones rechazadas.

Hay cinco indicaciones aprobadas.

El proyecto no contiene normas de ley orgánica constitucional ni de quórum calificado.

El proyecto no contiene normas que deban ser conocidas por la Comisión de Hacienda.

El proyecto fue aprobado en general, por cinco votos a favor de los Diputados señores Encina; Espinosa, don Marcos; Leal, Mulet y Valenzuela y tres abstenciones de los Diputados señores García-Huidobro, Rojas y Ward.

Diputado Informante: Mulet Martínez, don Jaime.

Para el estudio del proyecto de ley, la Comisión contó con la colaboración de las siguientes personas, representantes de las instituciones que se indican:

Por el Ministerio de Energía, el 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^c Donough; **por Aes Gener**, el Gerente General Subrogante, señor Juan Ricardo Hinostraza; **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 Fiscal, 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 Hernán Durán, y **los Consultores**, señora María Isabel González y el señor Fernando Araya Rodríguez, Gerente de Desarrollo de **B. Bosch**.

I. ANTECEDENTES GENERALES.

Nuestro país debe enfrentar en la actualidad grandes desafíos en materia de política energética. Se han producido en los últimos años, acontecimientos que han realzado la gran importancia que se debe adoptar respecto de la seguridad del suministro de energía, como objetivo estratégico fundamental, para mantener los niveles de confiabilidad previstos en la Ley General de Servicios Eléctricos, reformada por las leyes N° 19.940 y 20.018, a fin de permitir el desarrollo de nuevas inversiones en los sectores de generación y transmisión de electricidad, para de garantizar las condiciones económicas que faciliten el estudio y ejecución de nuevas obras para preservar un suministro confiable.

El Gobierno mediante este proyecto de ley, espera contribuir a crear las condiciones que permitan 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.

En ese contexto, se desea diversificar las fuentes de suministro eléctrico, y promover el desarrollo de fuentes propias que le permitan al país, mantener una relativa independencia energética, promoviendo estrategias que aumenten la seguridad de nuestro suministro eléctrico.

Mediante esta iniciativa legal, se desea estimular el desarrollo de las energías renovables no convencionales, para 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, las que contribuyen a mitigar el impacto que las variaciones internacionales de los precios de los combustibles tiene en el país.

Por otra parte, al establecer una mayor participación de este tipo de fuentes en la matriz energética, le permitirá al país avanzar en el desarrollo sustentable de nuestra economía, pues ellas son menos invasivas para el medio ambiente que las fuentes tradicionales de generación eléctrica, producen escasa o nula contaminación atmosférica local, son compatibles o complementarias con otras actividades económicas, permiten un desarrollo descentralizado y regional del sector energía, y contribuyen a mitigar los efectos que el consumo energético mundial está teniendo en el clima del planeta.

El actual nivel de los precios nacionales e internacionales de la energía, así como los altos grados de desarrollo y eficacia que han alcanzado algunas tecnologías, permiten la existencia de proyectos de energías renovables no convencionales que deberían ser competitivos en el país con las fuentes tradicionales de generación. Además, este tipo de energías incorpora una serie de beneficios, que han sido advertidas por diversos emprendedores nacionales e internacionales que, en un número creciente, están tratando de desarrollar estos proyectos en Chile.

También, existe una mayor conciencia mundial sobre la importancia de incorporar un suministro energético confiable y ambientalmente sustentable. A raíz de lo cual, hay muchos países, tanto desarrollados como en vías de desarrollo, que tienen en la actualidad políticas de fomento a las energías renovables no convencionales y en un dinámico mercado internacional asociado a estas energías.

Nuestro país, ha tratado de incentivar este tipo de fuentes energéticas, para lo cual el Honorable Congreso Nacional ha tenido un importante rol, 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.

Por lo tanto, es 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 esta forma, Chile podrá en forma oportuna capitalizar la contribución que las referidas energías pueden hacer a los objetivos de la política energética y al desarrollo nacional.

Se hace necesario constatar las bondades que tienen estos proyectos, a fin de poder promocionarlos y comercializarlos, para que puedan competir con los proyectos energéticos tradicionales. Lamentablemente, este tipo de proyectos no tiene las mismas posibilidades de que se suscriban 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, es difícil que puedan 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 hacen, por el momento, menos interesantes para las empresas existentes en el mercado eléctrico chileno, que los proyectos con energías convencionales. Si bien los actores tradicionales han comenzado a evaluar y, en algunos casos, a ejecutar algunos proyectos con energías no convencionales, probablemente los desarrollarán a un ritmo menor y en una cantidad inferior al que permite el potencial del país.

Otros antecedentes.-

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.

El texto que contiene la opinión de CENER, es el siguiente:

“El objetivo de CENER en el presente informe, es aportar a la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados de la República de Chile, una opinión independiente referente al proyecto de ley que introduce modificaciones a la ley general de servicios eléctricos, respecto a la generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovables no convencionales.

Este análisis se realiza en base al conocimiento de CENER, derivado de su actividad técnica en el sector renovable, así como su participación en el desarrollo legislativo y reglamentario en España y otros países.

CONSIDERACIONES.

Las siguientes valoraciones se realizan partiendo de la base de que es preciso incentivar el desarrollo de las energías renovables, dentro de un marco de desarrollo competitivo, diversificando la matriz energética a través del aprovechamiento de recursos autóctonos renovables.

El éxito de una ley que favorezca el desarrollo de las energías renovables, estriba en conjugar adecuadamente:

- La rentabilidad de los proyectos.
- El aseguramiento energético sostenible en el horizonte temporal favoreciendo el desarrollo económico y social del país.

Siendo el objetivo de la modificación de ley propuesta, fijar las condiciones que permitan atraer inversiones en proyectos de energías renovables, es importante que sea enfocada desde una perspectiva que permita el desarrollo en igualdad de condiciones a las distintas tecnologías renovables con factibilidad técnico-económica.

VALORACIONES

Orientación hacia la generación eléctrica.

Es de destacar, el planteamiento legislativo que permite al sector eléctrico desarrollar nuevas inversiones, dentro de un marco respetuoso con el medio ambiente, bajo el principio de eficiencia, minimizando el impacto en el bienestar social y en la actividad económica, impulsando el desarrollo de fuentes propias que permitan mantener una relativa independencia económica.

El planteamiento realizado, tiene una clara orientación hacia la generación de electricidad, y de ahí su inserción en la Ley Eléctrica, pero consideramos que las autoridades energéticas deberían de tener en cuenta la conveniencia de favorecer de igual modo el desarrollo de plantas de producción de bio-combustibles y a los usos de la solar térmica y geotérmica para usos de calefacción y refrigeración.

Por otro lado, sería necesario considerar como fomentar la instalación y la generación de electricidad en sistemas aislados no conectados a la red a partir de generadores eólicos de pequeña potencia y de instalaciones fotovoltaicas, dado que son sistemas que en poblaciones remotas alejadas de las redes de distribución y transporte aportan claros beneficios sociales.

Mecanismos económicos

No se entiende cuál es el mecanismo económico de mercado, que impulse a las empresas generación eléctrica a acreditar un 5% de energías renovables no convencionales, cuando por otro lado, se establece una obligatoriedad acompañada de un mecanismo sancionador.

Como es bien conocido la generación de electricidad por fuentes de energía renovables, exige de fuertes inversiones y los rendimientos energéticos de dichas instalaciones, son más bajos que los obtenidos en plantas de generación de electricidad a partir de combustibles fósiles, lo que conlleva a que los costos de generación a partir de energías renovables, son por tanto más altos.

Es esta la razón, por la que los países en los que el desarrollo de las energías renovables ha sido más importante, como es en Europa el caso de Alemania, España y Dinamarca y en general, la mayoría de los países, cuentan con un sistema de incentivos, vía tarifas de generación de electricidad o de detasación en el caso de los biocombustibles, que ha permitido crear una actividad energética, a partir de fuentes de energías renovables, con importantes contribuciones a su demanda eléctrica y energética en general.

Obligar a las empresas a acreditar un 5% de energías renovables no convencionales, sin que se establezca un mecanismo de ayudas asociadas, puede contribuir quizás a un fuerte e interesante desarrollo de la energía hidráulica, pero no de otras fuentes energéticas renovables.

Por tanto, creemos que debe de valorarse en detalle este marco legislativo, asociado al marco económico de retribución de la energía eléctrica, a partir de fuentes de energía renovables desde una

perspectiva que permita el desarrollo equilibrado de diferentes tecnologías renovables en igualdad de condiciones, diversificando de este modo la matriz energética y evitando que se favorezca a la tecnología de mayor madurez (hidráulica), teniendo como consecuencia su crecimiento desmesurado (manifestado por un importante número de demanda de proyectos hidráulicos), en detrimento del aprovechamiento de otras fuentes energéticas renovables, tales como la geotérmica, sol, biomasa, viento, mareas, etcétera.

Plan de Fomento de Energías Renovables No Convencionales

Recomendamos a las Autoridades Energéticas de Chile, que realicen un ejercicio de Planificación Energética en el que se incluyan las energías renovables no convencionales, para lo cual, es evidentemente necesario conocer el potencial de los recursos eólicos, hidráulicos, geotérmicos, mareomotriz, solares y de biomasa para generación de electricidad y para biocombustibles en el país. Este ejercicio de Planificación Energética, debería de incluir un apartado de análisis macroeconómicos en el que se valoren los efectos positivos o negativos en la balanza de pagos, en la creación de empleo, en el medioambiente y en el bienestar social.

A partir de esta Planificación Energética, se debería de acometer un Plan Nacional de Fomento de Energías Renovables No Convencionales, en el que se establezcan los periodos anuales y programas de puesta en marcha de cada una de las fuentes de energías renovables, en términos de contribución a la demanda y en consecuencia los mecanismos económicos incentivadores (fiscalidad, desgravaciones, exenciones, tarifas, etc.). Sin olvidar el programa asociado de sensibilización a favor de las energías renovables y programa del uso racional y de ahorro energético.”

II. FUNDAMENTOS DEL PROYECTO.

Este proyecto tiene por finalidad establecer las condiciones que permita incentivar el desarrollo y las inversiones en proyectos que generen energía eléctrica, a través de energías renovables no convencionales. Para lo cual, se desea eliminar las barreras referidas a la innovación que deben enfrentar dichas energías y generar por último, la confianza que debe existir en el mercado eléctrico, respecto de este tipo de tecnología.

1.- Inserción en la Ley Eléctrica.

Esta iniciativa, se enmarca en la normativa que regula el sector de generación eléctrica en Chile, mediante una modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos.

Consecuentemente, respeta los principios fundamentales contenidos en dicha ley, en cuanto cautela la eficiencia, competencia y libertad de emprendimiento, e impulsa la concreción de aquellos proyectos de energías renovables no convencionales más convenientes para el desarrollo del mercado de generación eléctrica.

De igual forma, estas innovaciones no alteran la competencia en el mercado final de suministro de energía y mantienen un trato equitativo, entre clientes finales.

2.- Empresas obligadas a acreditar un 5% de energías renovables no convencionales.

El proyecto de ley está enfocado a lograr con eficacia el objetivo planteado, pues reemplaza la posibilidad que tienen en la actualidad, los propietarios de medios de generación con energías no convencionales a suministrar a las empresas concesionarias de distribución hasta el 5% de la demanda de dichas empresas, por una obligación de acreditar que se ha generado cierta cantidad de energía renovable no convencional, equivalente a un 5% de la energía retirada por las empresas eléctricas que comercializan energía en los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts, independientemente de si esa energía, es comercializada con empresas distribuidoras o con clientes libres.

Las empresas eléctricas, obligadas en virtud de esta disposición, deberán acreditar anualmente que la cantidad de energía equivalente al 5% del total de las energías que comercializan, haya sido inyectada a los sistemas eléctricos por medios de generación renovables no convencionales, sean estos propios o contratados.

3.- Medios de generación renovables no convencionales para acreditación, interconectados sólo después de mayo de 2007.

En otro aspecto, los medios de generación que podrán establecer o contratar para acreditar el cumplimiento de la obligación, serán los que se interconecten a los sistemas eléctricos con posterioridad al 31 de mayo de 2007 y corresponderán a centrales hidroeléctricas pequeñas, o a proyectos que aprovechen la energía eólica, la solar, la geotérmica, la de los mares o la de la biomasa, es decir, aquellas tecnologías que utilicen fuentes renovables, produzcan un bajo impacto ambiental y que aún no se han desarrollado significativamente en el país.

4.- Año de inicio de nueva obligación.

Se ha fijado el año 2010, el del inicio de la obligación, de dar plazo a las empresas para seleccionar de manera eficiente la forma o los medios de generación con los que cumplirán el requerimiento.

5.- Obligación sólo por 20 años.

La vigencia de la obligación está limitada a 20 años, contados desde el 1 de enero de 2010, pues la intención es dar un impulso inicial a las energías renovables no convencionales, luego del cual podrán

continuar desarrollándose de manera natural en el mercado de generación eléctrica.

6.- Mecanismo de flexibilización y sanción por incumplimiento.

Para garantizar la eficacia de la disposición indicada, se establece una multa a beneficio fiscal, que recae sobre aquellas empresas que no den cumplimiento a la obligación dispuesta, multa que es proporcional al monto de la energía renovable no convencional que no fue acreditada.

Sin embargo, a efectos de facilitar y flexibilizar el cumplimiento de la obligación, incentivando el desarrollo de los proyectos referidos, se permite postergar hasta por un año la acreditación de hasta un 50% de la obligación.

Con el mismo objetivo de incentivar y dar flexibilidad a las modalidades para lograr el cumplimiento, se permite acreditarlo con energía renovable no convencional inyectada a los sistemas eléctricos en el año previo a la obligación, así como traspasar excedentes de cumplimiento entre empresas.

7.- No se alteran contratos vigentes.

Se ha cautelado además, de no afectar los contratos de suministro de energía vigentes a la fecha, por lo cual, los suministros asociados a dichos contratos, no dan lugar a la obligación establecida en el proyecto de ley.

8.- No se innova en fiscalización.

Por su parte, las facultades de administración, verificación y fiscalización del cumplimiento de la obligación recaen en los organismos tradicionales del sector eléctrico, esto es, los Centros de Despacho Económico de Carga y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, y en lo que sea necesario para la implementación de la ley, en la Comisión Nacional de Energía.

9.- Adecuaciones normativas finales.

Por último, se realizan las adecuaciones necesarias a la ley General de Servicios Eléctricos en lo que se refiere a la terminología y conceptos que contempla esta iniciativa.

III.- MINUTA DE LAS IDEAS MATRICES O FUNDAMENTALES.

Para los efectos previstos en los artículos 66 y 70 de la Constitución Política de la República y en los incisos primeros de los artículos 24 y 32 de la ley N°18.918, orgánica constitucional del Congreso Nacional, corresponde consignar, como lo exige el artículo 287 del Reglamento de la Corporación, una minuta de las ideas matrices o fundamentales del proyecto, entendiéndose por tales las contenidas en el mensaje.

De acuerdo con esto último, la idea matriz es incentivar el desarrollo y las inversiones en proyectos que generen energía eléctrica, a través de energías renovables no convencionales. Para lo cual, se desea eliminar las barreras referidas a la innovación que deben enfrentar dichas energías y generar por último, la confianza que debe existir en el mercado eléctrico, respecto de este tipo de tecnología.

IV. ARTÍCULOS CALIFICADOS COMO NORMAS DE CARÁCTER ORGÁNICO CONSTITUCIONAL O DE QUÓRUM CALIFICADO.

La Comisión estimó que no hay artículos que tengan tal calificación.

V.- ARTÍCULOS DEL PROYECTO QUE, EN CONFORMIDAD CON EL ARTÍCULO 220 DEL REGLAMENTO, DEBAN SER CONOCIDOS POR LA COMISIÓN DE HACIENDA.

No los hay.

VI. DISCUSIÓN Y VOTACIÓN EN GENERAL DEL PROYECTO.

A la discusión en general del proyecto habida en el seno de vuestra Comisión concurrió **el Ministro de Energía, señor Marcelo Tokman**, quien expuso el parecer del Ejecutivo respecto de la iniciativa en informe.

Explicó que el Gobierno ha debido enfrentar la grave situación de estrechez energética por la que atraviesa el país, motivada por las restricciones en los envíos de gas desde Argentina, y en los pronósticos de baja pluviométrica, para lo cual, ha tenido que adoptar medidas tanto en el corto plazo, como otras que configuran una “política energética de largo plazo”.

Lo que se busca es alcanzar la estabilidad a largo plazo en el suministro energético y que tal suministro sea entregado a costos razonables, y que, además, ello sea bajo ciertos parámetros de desarrollo sustentable y de minimización de los impactos ambientales.

Planteó, que las señaladas políticas de largo plazo se pueden agrupar en cuatro grandes ejes, a saber:

a) El fortalecimiento de la institucionalidad pública en materia energética, para así optimizar las medidas, particularmente de tipo preventivas ante nuevas contingencias de estrechez; para ello, se

elaborará un proyecto de ley, que el Ejecutivo propondrá a esta misma Comisión.

b) En un segundo orden, se impulsará la diversificación de la matriz energética, para evitar los riesgos que implica una dependencia fuerte respecto de una única fuente de energía, o bien de un único “suministrador” o proveedor. Con tal propósito, se enmarca el proyecto de gas natural licuado, para la zona central, o bien las inversiones en plantas a carbón en el norte, nuevos proyectos hidroeléctricos en la zona austral. En la misma línea se el Gobierno ha decidido conformar una Comisión para el estudio de la energía nuclear, recogiendo todos los antecedentes necesarios a fin de adoptar, una decisión al respecto. Paralelamente, se están estudiando otras medidas para facilitar la utilización de *biocombustibles* en Chile, así como el lanzamiento de CEOPS (Contratos de Explotación y Operación), en la Región de Magallanes, para la energía termoeléctrica, etc. En esta línea de impulsar la diversificación de una matriz energética, es que se enmarca justamente el impulso a las energías renovables no convencionales.

c) En tercer lugar, se busca ampliar la cobertura, esto es, que la energía eléctrica llegue a la mayor cantidad de población posible. Así, se desarrolla un programa de electrificación rural, el que ha permitido alcanzar una cobertura del 93%, la que se espera ampliar al 96% durante este período presidencial.

d) Finalmente, el Gobierno está decidido a impulsar una política de eficiencia energética, para lograr “desacoplar” o disociar el crecimiento de la economía respecto del incremento de la demanda energética. Esto lo han logrado con gran éxito los países desarrollados. Con esta medida, se estima lograr una reducción del 1,5% de la demanda total de energía en los próximos diez años, lo cual, significará un ahorro equivalente a varias plantas de carbón, lo que es un éxito no sólo en términos económicos, sino en cuidado del medio ambiente.

Destacó, que el proyecto de ley se refiere a un concepto compuesto, de dos elementos, el de “*energías renovables*”, lo que alude a un bajo impacto ambiental, por una parte, y por la otra, el de “*no convencional*”, elemento que se refiere a tecnologías que hasta el momento no se han desarrollado de manera significativa en nuestro mercado. Por lo tanto, se trata de tecnologías o fuentes de energía que permiten el aprovechamiento de los recursos naturales con que cuenta el país, lo que facilita la diversificación de la matriz energética, mediante la explotación de pequeñas centrales hidroeléctricas, la energía generada por biomasa o biogás, la geotermia, que aprovecha nuestra riqueza volcánica, o la solar, muy presente en el norte de nuestro país, así como el aprovechamiento de los vientos mediante la energía eólica, e incluso de la energía de los mares, con proyectos de energía mareomotriz.

Señaló, que actualmente el 4% de la capacidad instalada total, en el mundo, es decir, unos 182 GW (gigawatt), corresponde a este tipo de energías, y dentro de tal universo, el 36,2% corresponde a *mini hidráulicas*, un 32,4% a eólicas, un 24% a biomasa, un 5,1% a geotérmicas, un 2% a solar, y un 0,1% a mareomotriz. En Chile, en cambio, sólo un 2,4% (unos 294 MW -megawatt) de la energía total corresponde a este tipo de fuentes de generación. Agregó que actualmente, se encuentran en operación en el país, principalmente proyectos de un sistema *mini hidráulico* o “de pasada”, así como proyectos de vapor a partir de la biomasa, o bien de

desechos forestales; también existe un proyecto eólico, en la Región de Aysén que generará cerca de 2 MW. Todos estos son proyectos que permiten generar energía a costos competitivos, incluso al largo plazo, lo que explica que actualmente, al interior del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) existan en tramitación veinticuatro (24) proyectos de energía renovable no convencional, por un equivalente conjunto de 471 MW; dentro de estos últimos llama positivamente la atención un proyecto de generación eólica de gran tamaño en la Cuarta Región, comuna de Canela, por unos 20 MW, que se espera esté en operación en el mes de Septiembre. En general se trata de proyectos con costos de inversión bajos, de forma que permiten asegurar que son rentables, y por ello corresponden a inversiones puramente privadas.

Agregó, que el Gobierno en lo que dice relación con el fomento de las energías renovables no convencionales ha adoptado tres líneas de acción, que son las siguientes: en primer término, una línea de acción directa, de promoción y fomento a iniciativas privadas; en segundo lugar, las medidas que se concretaron en las leyes *cortas I y II*, tendientes a impedir un trato discriminatorio contra las energías renovables no convencionales; y en tercer lugar, la línea que inspira el proyecto de ley en estudio, y que implica la modificación de la ley general de servicios eléctricos para que, durante un período transitorio, se le pueda dar un impulso al desarrollo de este tipo de fuentes de energía.

Indicó, que se requiere dar un gran esfuerzo, para apoyar y fomentar a la iniciativa privada en esta materia, para invertir en innovación para el desarrollo de este tipo de fuentes, lo que hace necesario la intervención del sector público. Este tipo de tecnologías consideradas “nuevas”, traen consigo un cierto riesgo, el que con el tiempo se irá disipando, además, este tipo de negocio, permitirá ir reduciendo la incertidumbre en los ingresos al mediano y largo plazo, incorporando la obligación, que pesa sobre los comercializadores tradicionales, grandes empresas, de comercializar energías renovables no convencionales. De esta forma, se libra al inversionista innovador, que esté dispuesto a arriesgar capital en energías alternativas, del peligro de la comercialización, riesgo que será asumido por las grandes empresas generadoras, que cuentan con el respaldo suficiente al efecto. Aclaró, que en este proyecto de ley, no se establece un subsidio por parte del Estado a estas nuevas fuentes energéticas, en razón que el apoyo directo está resuelto por otros instrumentos.

Por otra parte, en el proyecto de ley se incorpora la obligación de que cualquiera que comercialice energía a través de contratos, sea en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) o en el Sistema Interconectado Central (SIC), debe acreditar que, al menos, un 5% de la energía comercializada cada año, proviene de fuentes de energías renovables no convencionales. Para lograrlo, se faculta al comercializador a que determine por sí mismo la mejor forma de acceder a tales recursos, y así podrá en consecuencia, desarrollar sus propios proyectos en energías renovables no convencionales, o bien, contrate a terceros, inversionistas promotores de tales tecnologías. Para lo cual, se establecen dos flexibilizaciones específicas para dar cumplimiento a dicha exigencia: en primer lugar, se establece un plazo de dos años para alcanzar, en promedio, el señalado 5% de abastecimiento con energías renovables no convencionales, cualquiera sea la distribución en esos dos años; y en

segundo término, tal obligación será exigible sólo a partir del año 2010, y para los próximos veinte años. Además, se ha estimado que este tipo de generación sólo requiere un impulso inicial, y que una vez en desarrollo tanto los proyectos como los contratos de comercialización, la conveniencia económica y ambiental de los mismos, se impondrá por sí sola. Aclaró, que la exigencia del 5% a partir del año 2010, sólo se requerirá respecto de los contratos **nuevos**, excluyendo a aquellos contratos que fueron suscritos antes de esa fecha, aún cuando su ejecución sobrepase tal fecha; lo anterior se estableció así, en virtud de una necesaria gradualidad que permitirá su cumplimiento. Complementando lo anterior, el proyecto de ley establece una sanción ante su incumplimiento, por lo que se contempla una multa (de 0,4 UTM) al infractor, en razón de cada MW (megawatt/hora) de energía que no logra acreditar.

Indicó, que el Gobierno ha estimado que a partir de la vigencia de esta ley, se puedan generar 200 MW adicionales el año 2010, 350 MW el 2011 y 900 MW adicionales el año 2020. Adicionalmente, se espera que no sólo surjan nuevos promotores que inviertan en estas fuentes no tradicionales, sino que a la vez, las empresas generadoras tradicionales incorporen en sus *menús* de inversiones, proyectos de energías renovables no convencionales.

Finalmente, señaló que el proyecto de ley establece un mecanismo de mercado para transferir al sector público la responsabilidad de determinar cuáles proyectos se llevan a cabo y cuáles no, y cada empresa estará obligada a entregar energía con el 5% que se establece, a través de energía renovable no convencional, la cual, será más barata, situación que permitirá cumplir con la obligación. Como consecuencia, los proyectos de energías renovables no convencionales que en definitiva se concreten, serán sólo los más eficientes, porque los generadores velarán por mantener en el sector sus propias utilidades.

La **Directora Ejecutiva del Programa Chile Sustentable, señora Sara Larrain**, señaló que Chile requiere en forma rápida diversificar las fuentes de energía y aumentar la seguridad de suministro del sistema eléctrico, y justamente en tal sentido apunta la inserción de las fuentes de energías renovables no convencionales, a través de este proyecto de ley. Sin embargo, el proyecto de ley en estudio, no contempla mecanismos de promoción, sino solo perfecciona la Ley Corta II en lo referido al suministro obligatorio del 5% de energías renovables no convencionales, vinculando su incumplimiento al pago de una multa, y acotando dicha obligación a 20 años, aspectos en los que considera una novedad respecto de iniciativas parlamentarias previas en la materia.

Agregó, que este proyecto de ley, a diferencia de las mociones parlamentarias del año 2006, no considera la inclusión de mecanismos de apoyo a la inversión en energías renovables no convencionales, a través de la opción tarifaria, que permitiera elevar el precio promedio de licitación, para este tipo de energías.

Consideró, que en este proyecto de ley existen elementos positivos, como el hecho de mejorar las definiciones sobre las energías renovables no convencionales que se establecieron en la Ley Corta I, ampliando la potencia de los proyectos geotérmicos y eólicos, suprimiendo

el techo de 20 MW, lo que resulta muy positivo, al igual que el hecho de extender la obligación de suministrar un 5% de energías renovables no convencionales, para las empresas generadoras que suministran a clientes libres, considerando que la Ley Corta II lo impone como obligatorio sólo respecto de los clientes regulados. Es igualmente positivo, el que se establezca una multa a aquellas empresas que no suministren dicho porcentaje a partir del año 2010, aunque su cuantía, de 0,40 UTM por megawatt-hora no suministrado, parece bajo, corriéndose el riesgo de no generar el incentivo de cumplir el 5% de suministro de energías renovables no convencionales, lo que podrá resultar en un pago adicional, por parte de los consumidores finales, por “energía sucia”, si es que las empresas prefieren pagar las multas, en lugar de incorporar los proyectos.

Finalmente, sugirió incluir en el proyecto las siguientes modificaciones:

a) Con el propósito de desincentivar la opción de pagar la multa en lugar de inyectar “energía limpia”, se aumente la multa de 0,40 UTM a 1 UTM, de modo de estimular que se suministre verdaderamente el 5% de energías renovables no convencionales, adicionalmente propuso destinar los recursos recaudados por concepto de multa, a un Fondo especial para promover las energías renovables no convencionales. Agregó que este es un punto sensible, para lo cual, es necesario realizar el esfuerzo por destinar los recursos al señalado propósito.

b) También, es necesario introducir, mediante un artículo transitorio, un aumento gradual, desde el 5% en 2010, hasta llegar a 10% obligatorio en 2015, y a un 20% a partir de 2025. La formula que considera más adecuada al efecto es la de aplicar una gradualidad de 1% anual. Esto, porque en su opinión la meta de 5%, para 20 años, es muy estática y restringida.

c) Se debiera de incorporar, a modo de incentivo al desarrollo de este tipo de proyectos, un pago diferenciado para las energías renovables no convencionales, por un período de 10 ó 20 años (bonificación decreciente), sólo para generadoras con entregas menores de 100 MW. O, de forma excluyente respecto de la anterior, un subsidio a la inversión, concursable, para generadores pequeños, en un monto equivalente a los precios de generación de cada energía renovable no convencional, esto, porque en su opinión los actuales mecanismos, como los fondos CORFO de inversión, resultan excesivamente complejos para ese tipo de generadores.

Señaló, que a modo de conclusión, sería necesario considerar en el modelo chileno, un mecanismo de fondos de apoyo a la inversión, que implican un impulso al inicio de una determinada actividad. Por esta vía se podría conformar un fondo anual cercano a los 150 millones de dólares, pudiendo destinarse dos tercios del mismo para incentivar la inversión en proyectos de generación eólica, y un tercio para energía mini hidráulica, y así instalar una potencia de 166,7 MW eólicos y 166,7 MW hidráulicos, es decir, se asegurarían, anualmente, 333 MW. Este ya es un escenario que empezaría a diversificar la matriz, lo que, no se logra con el simbólico y limitante 5% que contempla el proyecto de ley, y que a su juicio no constituye una señal que el Estado esté dispuesto a realizar, lo que es una apuesta importante en innovación tecnológica para superar la crisis energética.

El **gerente general de Endesa Eco, señor Wilfredo Jara Tirapegui**, explicó que en el proyecto en estudio, se precisan en forma correcta las diversas alternativas tecnológicas que se pueden incorporar; sin embargo, considera que la restricción vigente respecto de las centrales hidráulicas pequeñas en 20 MW, es demasiado restrictiva y puede conducir a que se pierdan ciertas economías de escala de proyectos un poco mayores. Por lo anterior, recomienda revisar el criterio para la energía hidráulica, y al menos volver al primer valor propuesto por la CNE, de 40 MW para este tipo de energía.

Señaló, que respecto de los fundamentos del proyecto de ley, es necesario considerar que la meta fijada en un 5% no puede ser el límite, y sugirió, en cambio, que dicho porcentaje que sea creciente. También se debe explicitar que las exigencias al respecto se deben aplicar exclusivamente para los nuevos contratos, y no afectará a aquellos que se extienden más allá del año 2008, pero que han sido suscritos con anterioridad. Valoró positivamente que el proyecto admita la inyección indistinta en ambos sistemas eléctricos, tanto el SIC como el SING. Respecto de la multa que se establece y la determinación de su cuantía, aseguró que ella dependerá del tipo de tecnología que el Estado está decidido a impulsar, pues sus costos difieren entre uno y otro tipo de fuente, y habrá casos en que convendrá más pagar la multa. Además afirmó que sin perjuicio del pago de la multa, la obligación de incorporar el porcentaje determinado desde este tipo de fuentes, debiera exigirse igualmente, de lo contrario, no se cumpliría el objetivo tenido a la vista en la elaboración del proyecto de ley. En suma, afirmó que si el proyecto busca incentivar la incorporación de estas nuevas fuentes energéticas, se debe evitar la introducción de distorsiones en el mercado eléctrico, que lo alejen de su funcionamiento bajo una perspectiva de óptimo social, es decir, intentar que los incentivos se traduzcan en la eliminación de barreras para su ingreso al mercado y no en un aumento artificial de su competitividad, y a la vez, evitar incentivos que discriminen entre tecnologías que deben ser elegidas bajo la original óptica de mercado.

Indicó que el proyecto introduce una distorsión al mercado, pues se identifican dos barreras para el ingreso de las energías renovables no convencionales, por una parte, se plantean dificultades para enfrentar los riesgos en el acceso a esquemas de comercialización de la energía, y por otra parte, se señalan los riesgos que significará la introducción de tecnologías innovadoras. Por lo cual, es de opinión que este último aspecto no debiera estar regulado en la ley eléctrica, por el contrario, deberían ser tratados en otros cuerpos legales más generales y con independencia de modificaciones en el marco regulatorio eléctrico.

Finalmente, consideró que el proyecto de ley en estudio apunta correctamente a incentivar el desarrollo de las energías renovables no convencionales en su conjunto, bajo la perspectiva que ello puede complementar y corregir las decisiones del mercado, buscando internalizar los beneficios de externalidades positivas, que el mercado no identifica adecuadamente. Esto, asumiendo que las energías renovables no convencionales apunta a una mayor diversificación de las fuentes y tecnologías, y a favorecer la autonomía de las fuentes o recursos energéticos nacionales.

El **presidente de Acera, señor Rolf Fiebig**, planteó que el proyecto en estudio, es un complemento de las Leyes Cortas I y II, pero resulta insuficiente. Agregó, que para implementar un sistema con energías renovables no convencionales, se requiere dictar una ley de fomento fuerte, definitiva, clara y precisa. Sin perjuicio de ello, considera este proyecto como una ayuda adicional, para permitir que las pequeñas centrales hidráulicas puedan operar y tales centrales no implicarán una mayor solución en la materia y esto no significará una mayor innovación. Además, manifestó su más absoluta convicción que para lograr el objetivo perseguido es necesario obtener un buen precio, que opere como incentivo a la concreción de nuevas inversiones en energías alternativas.

Por otra parte, planteó que las multas que se contemplan en el proyecto, es un incentivo negativo, en circunstancias que lo que se pretende es obtener un incentivo positivo y para ello, propone premiar a quien genere *energía limpia*, tal como se hace en otros países más desarrollados. Ese premio consistirá entonces, en asegurar un buen precio a esa energía generada con fuentes *limpias*.

Argumentó, que con la propuesta descrita, se puede obtener un costo alternativo.

Por último, propuso interconectar el norte con el sur, de forma que la energía que se logre generar algún día a partir de las pequeñas plantas en una zona permitan abastecer a la otra y viceversa. Con esta situación, el norte de Chile, podría asegurar un potencial para generar mediante energía solar, un millón de MW.

El **Gerente de la Línea de Negocios de Explotación y Producción de Enap. Gerente General de Enap-Sipetrol y Presidente de la Empresa Nacional de Geotermia, señor Nelson Muñoz Guerrero**, indicó que según las proyecciones efectuadas sobre la matriz energética mundial, ésta no cambiará sustancialmente en los próximos veinte años, pues el petróleo seguirá siendo la fuente energética primordial, mientras el conjunto de las energías renovables no convencionales, no superarán el 15%, y entre éstas las preponderantes serán la eólica y la solar. Se mantendrá en consecuencia la dependencia respecto del petróleo, cuyo consumo, en un 60%, estará concentrado en los de siete países más desarrollados. Por su parte, Chile, como consumidor de energía, también marca una tendencia a aumentar la dependencia de los hidrocarburos.

Para corregir tal tendencia, el proyecto de ley apunta a 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, así como contribuir a crear condiciones que permitan al sector eléctrico desarrollar nuevas inversiones eficientes, minimizando el impacto en el bienestar de los ciudadanos y en la actividad económica en general. Esto responde a una estrategia de diversificación de las fuentes de suministro eléctrico, como desarrollo de fuentes propias para mantener independencia energética y seguridad de suministro, avanzar en el desarrollo sustentable de nuestra economía, privilegiando proyectos de

energías renovables no convencionales, que deben ser competitivos en el país con las fuentes tradicionales de generación.

Respecto del contenido del proyecto, planteó las siguientes observaciones: que en el Sistema Interconectado Central (SIC) hay sólo ocho compañías, y en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), hay sólo cinco compañías, con una potencia instalada superior a 200 MW, cual es el requisito para que se les pueda exigir la obligación que se introduce con el proyecto de ley, y las trece pertenecen a cinco grandes empresas (ENDESA, COLBÚN, GENER, CODELCO, SOUTHERN CROSS y TRACTEBEL); que, por otra parte, siendo la multa establecida exclusivamente a beneficio fiscal, en principio no contribuye al objetivo perseguido de desarrollar las energías renovables no convencionales.

Señaló que de aprobarse el proyecto, de acuerdo a los cálculos realizados, el 5% de la energía requerida representa un universo de 72 MW de capacidad instalada, el que para ser cubierto con energía geotérmica demandaría la inversión de ciento ochenta millones de dólares (US\$MM180.-), en circunstancias que si las compañías concernidas infringieran la obligación, se exponen a una multa de quince millones de dólares (US\$MM15.-). Advirtió que el incentivo no radica en la multa, sino en la existencia de un mercado demandante de energía, y la preocupación de las compañías será lograr la mayor eficiencia para capturar ese mercado; el incentivo radica en incorporar la geotermia al sistema e ingresarla al mercado.

Finalmente, consideró que dadas las condiciones del mercado y la forma en que se encuentra redactada la iniciativa legal, crecerá la presencia de las *mini* centrales hidráulicas o centrales “de pasada” en el Sistema Interconectado Central (SIC). Sin embargo, planteó dudas respecto si ello podrá significar que con ello se cumplirá con el objetivo del proyecto. Ahora, si esto operara como incentivo para incorporar las energías renovables no convencionales, podría operar en el SIC, pero no ocurriría lo mismo en el SING. Con estas disposiciones no se logrará la independencia energética, por lo tanto, es de opinión que la forma de lograr tal independencia radica en la capacidad de reemplazar los combustibles que provienen del exterior y de los cuales carecemos.

El Gerente General de ACCIONA Energía Chile S.A., señor Alfredo Solar Pinedo, se refirió a las ventajas que tiene la energía eólica. Señaló que con ésta energía se puede obtener parte de la independencia energética, por no requerir de combustible alguno como insumo, se basta con el viento, además de su rápida implementación. Un parque eólico puede ser instalado en seis meses, los cuales se pueden instalar en pequeños parques y en puntos dispersos. Además, es una energía no contaminante y tiene una estabilidad de sus precios de comercialización a largo plazo, en razón de los bajos costos de operación, lo cual, significa una gran ventaja comparativa respecto de otras energías. También posibilita diversificar la matriz energética y fomenta el desarrollo regional. Las debilidades que tiene este tipo de energía, está relacionada con las condiciones meteorológicas del momento y tiene un elevado costo de inversión inicial.

Señaló que el proyecto es positivo y que ha suscitado un consenso importante y que efectivamente incentiva el desarrollo de las energías renovables no convencionales, sin perjuicio que se requiera incorporarle ciertos ajustes.

Destacó como aspectos positivos relevantes, el que se suprima el límite máximo aceptable para este tipo de energías, además, libera la restricción de tamaño, inicialmente fijada en 20 MW; igualmente positivo. También considera la incorporación de los clientes *libres* en la obligación de cubrir el 5% con este tipo de fuentes energéticas.

Sin embargo, consideró que al proyecto se le pueden incorporar ciertos ajustes, y recomienda, en primer término, aumentar el límite del 5%, el que considera válido como punto de partida, pero que necesariamente debe aumentarse en forma paulatina, elevándose a un 20% para que realmente se produzca un efecto notorio en la diversificación de la matriz energética. En segundo lugar, la cuantía de la multa, propuesta en 0,4 UTM, la considera muy baja, y sugiere aumentarla, al menos a 0,8 UTM de forma que las compañías estén obligadas a contratar energías renovables no convencionales, y también, se descarte el pago de la multa. Por otra parte, sugirió que lo recaudado por concepto de multa sea un efectivo beneficio económico que se traspase a los generadores de energías renovables, a modo de impulso a sus inversiones, y no sea, como se propone, a exclusivo beneficio fiscal, pues no es el objetivo de la ley que el Fisco recaude más, sino, simplemente, que se desarrollen las energías renovables no convencionales.

A modo de ejemplo, y como una modalidad de incentivar este tipo de inversiones, sugirió establecer la obligación de compra de “Certificados de Energía no Convencional”, y explicó la operación de esta modalidad: quedando las generadoras “convencionales” obligadas a acreditar la incorporación de un 5% de energía “no convencional”, los generadores de ésta, en la medida que produzcan esa energía, irán obteniendo certificados emitidos por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), como acreditación de la energía, y, suscritos los contratos de venta de la energía, transferirán dicho documento a la generadora convencional, para que ésta a su vez acredite el cumplimiento de su obligación; ahora bien, si un determinado generador de energía “no convencional” no logra el acuerdo de comercialización con alguna generadora convencional, podría verse en la circunstancia de no poder vender su producto. Para evitar tal situación, propuso que, del fondo que se haya recaudado con ocasión de la multa, se le compre a ese generador su producción, pagándole por el respectivo certificado.

Además, sugirió incorporar al proyecto para que los clientes libres puedan contratar energías renovables no convencionales directamente, liberando de la obligación del 5% a las generadoras convencionales que regularmente abastecen a estos clientes libres. Esta modalidad está concebida para ser aplicada respecto de las grandes empresas mineras, las que, demandando un determinado volumen, al momento de promover una licitación tenderán, naturalmente, al precio más bajo, al que accederán proveedores de energía convencional (hoy sería el Carbón), los que, al no contar con un 5% de energía “no convencional”, por carecer de la tecnología o por costos, podrían caer en la tentación de incorporar en el precio de comercialización la multa que tendrán que pagar por omitir esa energía; para evitarlo, propone que se habilite a este cliente

libre, contratar directamente con el generador de energías renovables no convencionales, los volúmenes que requiera, y de paso, liberar de la obligación al generador convencional.

Finalmente, en relación con la duración temporal de la obligación de inyectar energías renovables no convencionales, que en el proyecto se contempla por veinte años, sugirió, extenderla a treinta, o, mejor aún, dejarla como indefinida en el tiempo; esto, se explica porque el desarrollo de este tipo de tecnologías, es de largo plazo, y la duración del beneficio se reducirá proporcionalmente, lo que, además afectará a su competitividad. Si el propósito que se busca es lograr una matriz compuesta por energías renovables no convencionales al largo plazo, carece de sentido limitarlo temporalmente.

El Gerente de la Unidad de Negocios de Power & Transport Systems de SIEMENS, señor Alejandro M^c Donough, señaló que si bien en principio el texto propuesto es un correcto incentivo para el desarrollo de las energías renovables no convencionales, consideró por tanto, necesario que, para lograr diversificar las fuentes de energía, se contemplen otros dos aspectos: en primer término, la disparidad de los costos de inversión, que debe ser considerada, pues una *mini central* hidroeléctrica ostenta costos cercanos a los mil dólares (US\$1.000) por KW, a la vez que una eólica bordea los mil quinientos (US\$1.500) a dos mil (US\$2.000) dólares, y una geotérmica aún más costosa, o una solar-térmica que superará en costos los tres mil dólares (US\$3.000) por KW instalado, un segundo elemento importante de considerar, son los dispares “factores de planta” que presenta cada una de estas tecnologías, y que debe ser incluido en la ecuación para determinar la rentabilidad del proyecto, y que pueden ser de 0,2 a 0,8 en una central hidroeléctrica. En su opinión, tal disparidad de costos y rentabilidades debiese reflejarse en el mecanismo que se incorporará de aprobarse el proyecto, para así incentivar cada tipo de energías renovables no convencionales, mediante una fórmula adecuada y diversa. En suma, propuso complementar la obligación de inyección o adquisición, con un precio, fijado, que sea diferente y adecuado para cada tipo de energías renovables no convencionales.

El Ingeniero consultor de RENOVA, señor Valencia, respecto del proyecto en estudio, afirmó que se trata de una ley que está inspirada en modelos internacionales, exitosos en la práctica, lo que considera un gran paso en relación con los intentos legislativos previos (Leyes Cortas I y II); es un modelo que genera un sistema de cuotas, con multas por incumplimiento. Con el proyecto se privilegia las tecnologías más baratas, situación que genera una sana competencia y además, le entrega la responsabilidad a la empresa privada, al generador, quien será el más interesado en la eficiencia y en la reducción de costos. En suma, se trata de una iniciativa legal que esta bien adaptada a la realidad chilena.

Respecto, de establecer un 5% como meta para incorporar las energías renovables no convencionales, en una situación razonable. Con relación a la multa que se establece que asciende a \$13/KW-

hora, es un cálculo adecuado y como tal, opera como incentivo al desarrollo de fuentes de generación eficiente. Por otra parte, se crea un “mercado secundario” de “certificados transables” entre las empresas, y ello funcionará como un incentivo para superar la barrera del 5%.

Señaló no desconocer que las energías renovables no convencionales, en un principio, son más caras, y que su incorporación a la matriz implicará aumentar la tarifa, al usuario final, pero, según sus cálculos en que combinan diversas tecnologías y proyecta el incremento del precio de nudo en el mismo horizonte, ese incremento será, en promedio de 0,78 \$/kWh, o, desde otro punto, de un 1,3%, ó \$195 mensuales más caro.

A modo de resumen, desmintió que el incentivo a las energías renovables no convencionales, sea simplemente una moda, pues los países desarrollados han invertido muchos millones de Euros en estas tecnologías, para crear políticas energéticas sustentables, y tienen a las energías renovables como elemento fundamental de éstas. En Chile, en cambio, sin perjuicio que la Ley Corta II ha generado ciertos incentivos, la no certeza al largo plazo y la no disponibilidad de máquinas, no ha permitido la incorporación de estas tecnologías, en gran medida.

Finalmente, propuso que para lograr el objetivo de incorporar de manera importante las energías renovables no convencionales en Chile, es necesario aprobar el proyecto propuesto por el Ejecutivo, con los perfeccionamientos que corresponda incorporarles. Sugirió, por ejemplo entregar un mayor apoyo a la investigación y desarrollo en las energías renovables no convencionales, para que éstas sean competitivas. Por otra parte, propuso considerar mecanismos de participación ciudadana, toda vez que será el consumidor final quien, en último término, soportará estos incrementos en los costos; igualmente se puede reconocer a los usuarios, la facultad de elegir la comercializadora – generadora que prefieran, ya que están dispuestos a pagar más caro por esta energía. Ahora bien, ya que este incremento de costo impactará de forma diversa en los clientes, según su propia condición, sugirió evaluar un *subsidio dirigido*, para afrontar una posible subida de precios, pudiendo usarse un mecanismo similar al subsidio al agua potable.

La consultora María Isabel González, explicó que el proyecto de ley en cuestión resulta necesario para dar un impulso al desarrollo de las energías renovables no convencionales, y agregó que en la mayor parte de los países donde este tipo de energías juegan un rol importante, se ha utilizado algún mecanismo de incentivo similar al que se propone en esta iniciativa legal. Por otra parte, se obliga a las grandes generadoras, que además actúan como comercializadoras, a que el 5% de sus retiros de energía provengan de generación con este tipo de energías, lo que considera una señal muy poderosa en el sentido del impulso a este tipo de energías.

Expresó su opinión, en el sentido de que entregar únicamente a las generadoras la obligación descrita puede ser riesgoso, en términos de que podrían ellas, buscar la formula de traspasar a los clientes finales el costo de esta multa. Por lo que planteó, que la “obligación” que se propone, debiera compartirse con los clientes libres, que tienen la capacidad de desarrollar sus propias fuentes de energías renovables no convencionales

y adoptar una posición negociadora importante frente a las generadoras. En consecuencia, propuso habilitar a los clientes libres a poder certificar que ellos cumplen con los *retiros* de energías renovables no convencionales, y así no verse expuestos a ser sujetos del traspaso de las multas, desde su suministrador, en el precio.

Finalmente, señaló que al incorporar lo propuesto, en su opinión, se superaría uno de los obstáculos que presenta el mercado al ingreso de las energías renovables no convencionales.

El Gerente General de Pacific Hydro, señor José Antonio Valdés, explicó que la ley propuesta tendrá sentido sólo en la medida, que exista el convencimiento que las energías renovables no convencionales, representen un claro beneficio para el país. En consecuencia, esta ley es absolutamente necesaria para el país y así se ha procedido en las partes que se han desarrollado las energías renovables no convencionales, quienes ven en esto un beneficio adicional y se encuentran dispuestos a pagar por contar con una energía más limpia. Además, resulta importante que la ley logre que se produzca la mayor cantidad de energía renovable, para lo cual, a su juicio, el proyecto que aquí se discute debe ser corregido en al menos tres aspectos:

a) Primero, con la supresión del límite de potencia instalada para las Centrales Hidroeléctricas de Pasada, que, cumpliendo con determinadas condiciones, constituyen una energía renovable, y como tal, mientras más grande mejor. El límite de 20MW para centrales hidroeléctricas de pasada, es contradictorio con las convenciones internacionales sobre “mecanismo de desarrollo limpio”, que permiten a centrales de pasada transar bonos de carbono en los mercados de reducción de emisiones. Las energías renovables no están definidas por la capacidad instalada de las centrales de pasada, sino que por las características técnicas y de emisiones definidas en el “mecanismo de desarrollo limpio”, y ello corresponde a un criterio asumido internacionalmente, que no cabe modificar. Afirmó, que definir un límite podría provocar el desarrollo de proyectos hídricos de pasada ineficientes, que privilegien aprovechar los beneficios de la ley por sobre el potencial hídrico real de cada proyecto, y en consecuencia se restringirá la oferta, lo que producirá un aumento de costos que deberán, finalmente, pagar los consumidores.

Para superar los riesgos descritos, propuso eliminar el límite de 20 MW a las centrales hidroeléctricas de pasada, e incluir criterios internacionalmente aceptados, para clasificar energía limpia, renovable y amigable con el medio ambiente

b) En segundo lugar, es necesario tener una visión de largo plazo, por lo que propuso que la duración del incentivo sea permanente, pues para generar un incentivo real en el desarrollo de energías renovables en el país, es clave eliminar los límites que puedan trabar el desarrollo de este mercado limpio en el largo plazo. El incentivo es necesario concederlo, pero en un horizonte de tiempo acotado, que puede incluso ser de quince años, pero no limitar la duración de sus efectos. Por lo tanto, la ley debe regir por un plazo indefinido, pero con derecho a incentivos por un período de quince años por proyecto, pues en ese período el proyecto se encontrará en plena marcha, y no requerirá de más impulso.

c) En tercer lugar, la cuantía de la multa, debe operar como un incentivo eficaz, es decir, no dejar espacio a dudas en el generador obligado a cumplir esta ley, de forma que no resulte mejor negocio pagar la multa que cumplir la ley, cuando el propósito no es recaudar dinero, sino propiciar las energías renovables no convencionales. La cuantía propuesta en el proyecto de ley, de 0,4 UTM la considera muy “en el límite”, tomando en cuenta que actualmente el precio de la energía bordea los US\$50 el MW/h, y puede, a su juicio, incentivar a las empresas a traspasarla a precios, sin invertir en nuevos proyectos. Para evitarlo, propuso establecer una multa de al menos 0,6 UTM y que la obligación no cumplida se traspase al año siguiente

La investigadora del programa económico del Instituto Libertad y Desarrollo, señora María de la Luz Romper, en su exposición planteó lo siguiente:

a) Primero, resulta discutible el límite que se impone a lo que se considera como energías renovables no convencionales, respecto de las centrales *mini hidráulicas* ¿por qué no puede ser 40, 50 ó 100 MW?, ¿por qué 20 MW?; en este punto se establece un límite puramente arbitrario, ahora si no se fija un límite, podría conducir a que se privilegien proyectos que no necesitan subsidio para desarrollarse: este es un punto que no queda resuelto.

b) Por otra parte, se impone la obligación a los generadores de demostrar que un 5% de su generación proviene de fuentes renovables (sea porque la han comprado a terceros, o porque la han generado ellos mismos), lo que no obliga necesariamente a que ellos liciten esa compra en el primer caso, situación que no asegura que paguen el menor precio posible.

c) Además se imponen obligaciones en la ley por un plazo determinado de tiempo y ese plazo puede terminar ampliándose por presión de los propios grupos de interés.

d) En cuarto término, consideró que la obligación establecida en el proyecto de ley resulta *errónea*, por cuanto se está subsidiando la generación de las energías renovables no convencionales, a través de la obligación de compra de este tipo de energía, lo que afirma, generará un mayor costo, el que pagarán los consumidores finales; en su opinión, las modificaciones introducidas mediante la Ley Corta II, hoy vigentes, dan espacio suficiente a este tipo de energías para integrarse al mercado.

e) Afirmó que la obligación de fijar la oferta de generación con un porcentaje de energías renovables no convencionales, 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.

f) Por otra parte, nada garantiza, que el 5% se mantendrá. Discrecionalmente podría ser aumentado a un 10% o más.

g) Señaló que la ley, tal cual como está vigente hoy, genera una incertidumbre, en términos de si lograrán las distribuidoras completar el 5% de energías renovables no convencionales al precio que

resulta de la licitación. Esta incertidumbre desaparecería con lo propuesto en este proyecto de ley.

Señaló que a modo de complemento a los comentarios planteados, recomienda aplicar un mecanismo alternativo, que sería mejor que el que contempla el proyecto de ley, que consiste en la creación de un fondo *concursoable* para incentivar el desarrollo de las energías renovables no convencionales, con esto, se logran 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 precio ni encarece el bien artificialmente a los consumidores. Este fondo es más transparente: todo el país podrá saber y conocer cuánto se gasta en incentivar este tipo de energía. La clave está en que sea *concursoable* y se asigne a quien pida menos subsidio, pero que sea abierto a todos quienes acrediten generar mediante energías renovables no convencionales, sin restricción de potencia para las centrales de pasada, suprimiendo el límite de 20 MW para las *mini hidráulicas*. Las 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. Finalmente, para garantizar el compromiso de ejecución del proyecto por quienes reciben el subsidio, propone que los fondos se vayan asignando sujetos al cumplimiento de ciertas etapas de desarrollo del proyecto.

En conclusión, no considera adecuado el mecanismo de incentivo contemplado en el proyecto de ley, pues, a su juicio, la obligación de establecer la oferta de generación con un 5% de energías renovables no convencionales conduce a encarecer la electricidad y tiene inconvenientes, pues interfiere con el desarrollo de un mercado competitivo de generación. En cambio, propone reemplazar tal mecanismo, por la creación de un fondo de desarrollo *concursoable*, para subsidiar los proyectos de generación en base a energías renovables no convencionales. Se trata de un subsidio directo del Estado, transparente y conocido por todos, que no distorsiona las señales de precio ni encarece el bien artificialmente a los consumidores. La clave está en que sea *concursoable* y se asigne a quien pida un menor subsidio.

El Director Ejecutivo de las Empresas Eléctricas A.G., señor Rodrigo Castillo, señaló que en su calidad de representantes de empresas distribuidoras de energía eléctrica, abordará el análisis del proyecto de ley, desde el punto de vista de los clientes de tales empresas, pues a éstas no les resulta indiferente, por razones económicas, que la energía sea más cara para sus clientes, pues sin perjuicio de ciertos grados de *elasticidad* de la demanda, siempre resulta más difícil vender energía más cara. Por lo tanto, lo adecuado es que los incentivos económicos vayan en una misma dirección, que sea tanto para la empresa distribuidora y para sus clientes residenciales.

Indicó que al analizar el proyecto de ley, llama la atención respecto de uno de los aspectos que, en su posición de distribuidor de energía que pagará la cuenta de lo que costará el desarrollo de las

energías renovables no convencionales, resulta relevante que con este proyecto, se modifique lo actualmente vigente. En virtud de lo establecido mediante la Ley Corta II, a partir del año 2010, las distribuidoras están obligadas a licitar hasta un 5% del total de la energía que compran, para ser eventualmente cubierto con energías renovables no convencionales, con un techo de precio equivalente al promedio del obtenido en las licitaciones generales. Sin embargo, y así lo demuestra el proyecto de ley, ese techo (que en las últimas licitaciones fue de US\$52) resultaría insuficiente para incentivar el desarrollo de este tipo de tecnologías. Por lo que cabe hacerse una pregunta clave, qué es lo que se busca incentivar y para qué?, porque si lo que se busca es incentivar “energía limpia” en los términos del Tratado de Kyoto, habría que recordar que éste fue concebido para limpiar la atmósfera, con obligaciones de reducción de emisiones para las grandes potencias contaminadoras de la atmósfera, y considerar que Chile tiene una matriz de generación eléctrica muy limpia, debido a que mayoritariamente se genera a partir de agua, es decir Chile prácticamente no contamina la atmósfera, y por tanto, difícilmente podrá colaborar en la descontaminación de la atmósfera; por tanto, claramente ese no es el motivo por el cual se desarrollarán las energías renovables no convencionales en Chile. Si, en cambio la motivación del proyecto radica en la intención de diversificar la matriz de generación, y nos preguntamos ¿es ésta la manera de diversificar la matriz de modo relevante? A lo cual habría que contestar que no. Ahora si la motivación es porque “está de moda”, porque todos los países desarrollados lo hacen, sería un buen motivo desde el punto de relaciones internacionales y el comercio exterior, sin embargo cabría entonces preguntarse ¿estamos en condiciones de que los clientes eléctricos subsidien eso? porque se debe asumir que esto implicaría un costo total para los clientes finales, entre los años 2010 y 2020, del orden de los cuatrocientos millones de dólares (US\$400); si la respuesta es sí, habría que tener un muy buen motivo para hacerlo, y ese motivo no ha sido explicado a la fecha.

Sin perjuicio de lo anterior, y por razones puramente pragmáticas, se podría concluir que este proyecto de ley no es tan malo. Agregó, que sin necesidad de ley alguna, aquellos proyectos de generación que sean eficientes se desarrollarán por sí solos. Si se trata de incentivar la innovación, mejor sería establecer un fondo de financiamiento, con cargo Fiscal, no con cargo a los clientes eléctricos ya suficientemente castigados, y que se pongan a disposición el capital necesario para desarrollarlo a través de un concurso. Si nada de lo anterior prosperara, y se optara en cambio por persistir con el esquema de incentivo que contempla el proyecto, éste es mejor que lo que hay, provoca menos distorsión que la que actualmente se produce, genera la posibilidad que exista algún grado de competencia entre proyectos, para que se desarrollen los más eficientes. Sin embargo, y para proteger a los clientes, habrá que considerar la necesidad, que las compras que hagan las empresas generadoras se hagan, obligatoriamente, a través de licitación. Si no se hiciera así, nadie sabrá cuánto le cuesta a la empresa generadora esa cantidad de energía *renovable* que está retirando, aunque sí se sentirá el incremento en la tarifa al cliente final, producto del incentivo que se propone. Es decir, el mecanismo será aceptable, con la condición de que se sepa transparentemente de dónde viene la energía, si es la más eficiente y cuánto le cuesta a la generadora tal energía, sea que la compre a terceros sea que la genere por sí misma. Así, finalmente, cuando nos enfrentemos al precio que deberá pagar cada uno de

los clientes finales, pueda determinarse qué parte de ese precio corresponde al incentivo a las energías renovables no convencionales.

El Presidente del Consejo de Especialidad de Ingeniería Eléctrica del Colegio de Ingenieros de Chile, señor Alberto Botteselle, afirmó que el proyecto de ley propuesto, cuenta con elementos y efectos positivos, como el de ayudar a diversificar la matriz energética nacional, ya que fomenta las energías renovables no convencionales, hasta un límite definido de antemano, y, por otra parte, introducir un fomento, no existente en este momento, a los proyectos de energías renovables no convencionales desarrollados por empresas generadoras establecidas y que opera en el país, que pueden generar a un menor precio que las pequeñas empresas de generación de energías renovables no convencionales, establecidas o que puedan establecerse.

Sin embargo, advirtió ciertos efectos negativos en el proyecto de ley, a saber:

a) El hecho de eliminar el párrafo quinto del artículo 157° del DFL N° 4 de 2006 vigente, pues con ello se dificulta la realización de proyectos de energías renovables no convencionales independientes, al no dar fomento a los pequeños generadores o dificultar la realización de proyectos pequeños, efecto que se produce porque se elimina la condición de que se deba comprar a un precio conocido, el de las licitaciones. El mecanismo propuesto, no facilita la comercialización de las energías renovables, ya que dirige la venta de energía a un solo tipo de comprador como son las empresas de generación y enfrenta a los proyectos, que los pequeños productores pudieren desarrollar a una asimetría de negociación, con las grandes empresas generadoras en el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), al no existir para estos pequeños generadores, un comprador obligatorio y un precio conocido.

b) Otro aspecto negativo, es el que discrimina a la generación con bajo *factor de planta* al establecer la “obligación” *en energía* y no *en potencia*, lo cual, perjudica a los generadores eólicos y a los proyectos hidroeléctricos con menor caudal en verano, por efecto del riego.

c) También, la multa propuesta, al ser a beneficio fiscal, no contribuye directamente al fomento de las energías renovables no convencionales, objeto de este proyecto de ley, y dada su baja cuantía, podría provocar que una determinada empresa generadora prefiriera pagar las multas, antes que invertir en generación mediante energías renovables no convencionales, si los costos de estas tecnologías fuesen muy altos.

d) Además, el mecanismo contemplado en el proyecto aumentará las barreras de entrada para nuevos inversionistas en generación tradicional, ya que además de tener que negociar contratos importantes económicamente, deberán generar o comprar a terceros, energías renovables no convencionales, hasta por un 5% de la energía que comercializarán.

A modo de conclusión, afirmó que el proyecto propuesto es positivo, pero propone se le incorporen las siguientes adecuaciones:

1° Que se mantenga vigente el inciso quinto del Artículo 157° del decreto con fuerza de ley N°4, de 2006, que establece el

derecho de las empresas que generen energía renovable no convencional, a vender su producción a las empresas distribuidoras, con ciertas restricciones. Esto permitiría que los grandes generadores también puedan ser un posible comprador de los proyectos de energía renovable no convencional, compitiendo con empresas distribuidoras y, en este caso, a precio libre.

2° Que se revise la cuantía de la multa propuesta, de modo que opere como un incentivo a la inversión, pero no una obligación. Es decir, que sea más alta que los costos de inversión y producción, para los proyectos de energías renovables no convencionales posibles de desarrollar en el país, pero no tan alta como para obliguen a invertir a cualquier costo, subiendo el costo de la energía en forma inadecuada.

3° Que con lo recaudado por concepto de multas, se constituya un fondo con el que se financien estudios y publicaciones, para transparentar el sector energía.

4° Analizar y buscar una solución a la barrera de entrada que se estaría imponiendo a nuevos generadores *tradicionales* a ingresar en el mercado con la obligatoriedad de proveer el 5% de su producción por medio de energía renovable no convencional. Una idea es que sean los clientes libres que tengan contratos con dichos nuevos generadores *tradicionales*, de forma que sea el cliente el que le ayuda a cumplir con la ley.

El Director del Área de Medioambiente de la Fundación Chile 21 señor Hernán Durán, consideró esencial para abordar el análisis del proyecto de ley, que Chile tiene un potencial de energías renovables no convencionales, que permite sostener que con ellas el país podría abastecer su crecimiento energético para los próximos diez años. De las fuentes potenciales de este tipo de energías, hay algunas que tienen un grado de avance mayor que otras, o que por costos tienen mayor posibilidad de incorporarse en lo inmediato. Afirmó que desde todo punto de vista, está claro que las energías renovables no convencionales, serán importantes a futuro, y que la decisión de incorporarlas a la matriz energética, es compleja, no sólo es técnica sino de tipo político, con determinados riesgos.

Señaló, que en tal contexto, la existencia de este proyecto de ley, puede ser considerado un positivo inicio. El impulso por parte del Gobierno, por cumplir la meta, en el ámbito energético, que el mismo se fijó. Sin embargo, consideró que el porcentaje asignado a este tipo de fuentes, de sólo un 5%, es demasiado menor, y propuso fijar como punto de partida, el de un 10% y creciente en forma gradual.

Un segundo aspecto que sería importante revisar del proyecto, dice relación con los precios de la energía, pues asegura, la tendencia es al alza de las tarifas. En este aspecto, existe una discrepancia con las estimaciones en que se apoya el sector público, así como algunos inversionistas, según las cuales hacia el año 2012 se produciría una baja en las tarifas eléctricas, motivada por la aparición de nuevas centrales térmicas, lo que considera riesgoso, porque se transforma en una barrera para la entrada de aquellos proyectos con costos más altos y por tanto con eventuales tarifas menos competitivas, para los que no es un incentivo ingresar a un mercado de tarifas que bajarán en los próximos cinco años. Estimó, que los precios de ambos tipos de energía, las convencionales y las

renovables, tenderán a “encontrarse” o coincidir en algún momento. Ahora, lo vinculado con los precios de la energía, aseguró, que se encuentra el tema de la cuantía de la multa que se incorpora en este proyecto, la que considera muy baja, pues, será una gran tentación para algunos de los actuales generadores, pagar la multa y no producir o comprar energías renovables no convencionales. Por lo tanto, propuso adecuar el proyecto de la siguiente forma: incrementar por una parte la cuantía de la multa, a 1 UTM, o por la otra, fijar, en cuanto sea posible, la tarifa en un nivel tal, que las energías renovables no convencionales puedan incorporarse, sin que sea necesaria la aplicación de la multa.

Un tercer elemento sobre el que llama la atención, dice relación con la creación de un fondo de fomento a la inversión. Al respecto manifestó su preocupación, por la forma como está planteado el proyecto de ley, por cuanto, sólo se facilitará el ingreso de los grandes productores, por lo que propuso, aplicar un subsidio al desarrollo de la innovación en nuevas tecnologías.

Por último, señalo que, tal como se plantea el proyecto de ley, será el generador convencional, el que comercializará ese tipo de energía, quien en último término decidirá cuál de las fuentes de energías renovables no convencionales se incorporará a la matriz, el que desarrolle sus propios y grandes proyectos de energías renovables no convencionales. Tal condición debiera corregirse, a fin de lograr que sea el mercado el que lo regule, no limitándolo a un cupo o porcentaje de participación, es decir, no obstaculizar el ingreso de inversores más pequeños.

El, Gerente General Subrogante de AES Gener, señor Juan Ricardo Inostroza, explicó que la participación, de las energías renovables no convencionales, tanto a nivel mundial como en Chile, en el total de la matriz energética, es baja, no sobrepasa el 30% en promedio, por lo cual, no parece razonable sus altos costos de inversión y la volatilidad del combustible o insumo. Por ejemplo, en las centrales hidráulicas de pasada o en parques eólicos, la disponibilidad del recurso no es permanente, ni predecible, y tal condición no se da, al menos no con tanta frecuencia, en las fuentes de energía convencionales. Sin perjuicio de lo anterior, prácticamente todas las fuentes posibles de energías renovables no convencionales han sido probadas, y son confiables cada vez más confiables. Así, entre las ventajas o beneficios de este tipo de energía se encuentra su bajo impacto atmosférico, la diversificación de fuentes, y la reducción de la dependencia externa, lo que significa que los recursos naturales necesarios, se encuentran en nuestro propio país. Ahora, las desventajas o aspectos negativos que han frenado, en parte, su incorporación a mayor escala, son, la volatilidad del insumo natural, lo que no aporta a la seguridad del suministro; por otra parte está la inversión del capital inicial, pues requieren importantes inversiones, aunque de bajo costo de operación.

Indicó, que de incorporarse este tipo de fuentes de energía en la matriz, su impacto será determinado por el momento en que se introducen, esto es, en los horarios punta o fuera de punta, lo que hará desplazar o no, a las otras fuentes; esto se explica porque su “factor de planta” es bajo (entre 35% y 50% según el tipo de fuente), o, en otras

palabras su producción no es homogénea, sino variable dentro del día. Si ese *peak* de producción, es inyectado en las horas en que el sistema más lo necesita, entonces sí la incorporación de esas fuentes significará un beneficio; el problema radica en cual es el momento en que se logra el *peak*, es difícil de determinar, dada su volatilidad, no son energías que por sólo incorporarlas resuelvan el problema del suministro eléctrico por sí solas, siempre se requerirá que las fuentes *convencionales* operen también.

Afirmó que según estimaciones realizadas, en caso de llegar a completarse el 5% de la demanda con energías renovables no convencionales según persigue el proyecto de ley, ello implicaría beneficios para ese tipo de generadores, por aplicación de la Ley Corta II, del orden de US\$MM57 (cincuenta y siete millones de dólares) anuales, para el horizonte de veinte años. Aseguró que ese monto lo seguirán pagando el resto de los agentes del mercado, incluidos los consumidores, debido a que el agente transmisor seguirá recibiendo el total de la remuneración de transmisión por su sistema troncal.

Cabe entonces preguntarse si se requieren nuevos incentivos, considerando que hoy ya se encuentran aprobados nueve proyectos de energías renovables no convencionales, por 58 MW en centrales mini hidráulicas (siete proyectos), y por 14 MW, en dos proyectos de Biomasa, y que además se encuentran en proceso de evaluación ambiental, otros 485 MW, compuestos por 312 MW en seis proyectos eólicos, 128 MW en catorce proyectos pequeñas centrales hidráulicas, y otros 15 MW en dos proyectos de biomasa. Adicionalmente, el Programa CNE-CORFO contempla ochenta y seis (86) nuevos proyectos, principalmente de pequeñas centrales hidráulicas, así como eólicos, de biomasa y de geotermia. Es decir, la evidencia demuestra que incluso hoy, con la actual legislación, este tipo de energías se están desarrollando de forma relevante, y si algún incentivo se requiriera sería para privilegiar las fuentes eólicas, no para cubrir la alta inversión que requieren, sino fundamentalmente para afrontar su alta volatilidad, y ello, siempre que se determine que los beneficios superan a los costos de introducir esta tecnología, asumiendo que la volatilidad de este recurso necesariamente implicará un sobre-costos.

Estando entonces justificada la necesidad de un incentivo adicional, el proyecto de ley de energías renovables no convencionales que se discute actualmente, apunta justamente en tal sentido. Procediendo a su análisis, destacó los principios rectores que son los que el propio Ministerio de Energía ha tenido a la vista, para elaborar el proyecto, y tales son los siguientes:

- Eficiencia, entendida como la concreción de los proyectos energías renovables no convencionales más económicos. Sin embargo el proyecto de ley, tal como está enunciado, no cumpliría tal principio rector, pues al exigir tener que acreditar que un 5% de las ventas (retiros), se cubren con energías renovables no convencionales, éstas necesariamente requerirán de respaldo, porque ellas no pueden cubrir, y tampoco se puede garantizar, esa demanda por sí solas, es decir, tal respaldo hace que la solución resulte más cara.

- Competencia entre promotores, tipos de energías y proyectos; principio rector que tampoco se cumple en un 100%, porque se están imponiendo ciertas tecnologías específicas, con lo que se altera la competencia y se producen sobre-costos que finalmente paga el cliente.

- Eficacia, con este concepto se establece la probabilidad de alcanzar una penetración efectiva de este tipo de tecnologías al mercado eléctrico. Este principio sí se estaría satisfaciendo, aunque a costa de un alto costo para el usuario. En caso de no satisfacerse, se pagará la multa, aunque ese no es el propósito del proyecto.

- Equidad, este término tiene relación tanto, con los clientes regulados, como libres, porque con este proyecto no se estaría cumpliendo el sistema de equidad, dado que la normativa difiere respecto de los clientes, de forma que el impacto será diferente para diferentes tipos de clientes.

Simplicidad legal, señaló que el proyecto no lo logra porque se aparta de la inspiración actual, al imponer tecnologías diferentes a la coherencia que se establece en la Ley General de Servicios Eléctricos.

A partir de los antecedentes señalados, expresó que AES Gener no estaría en contra de otorgarle mayores incentivos a las energías renovables no convencionales, en el entendido que sus beneficios superan a sus costos, asumiendo además que tal incentivo originará necesariamente costos adicionales a los ya reconocidos en la ley. A su juicio, el proyecto de ley no genera los incentivos en forma eficiente, porque los radica en la demanda; por otra parte, produce altos sobre-costos a los consumidores, altera las reglas del mercado eléctrico, y además el subsidio está *oculto*, es decir, no podrá determinarse a quién efectivamente llegó el incentivo, si al que instaló *renovables*, o bien se quedó en el comercializador.

En suma, planteó que existen mejores opciones para incentivar las energías renovables no convencionales, y propuso como una alternativa más adecuada, la creación de un *fondo concursable*, pues con éste se logra los mismos objetivos de diversificación, no se distorsionan las señales de precio ni se encarece el bien artificialmente a los consumidores (por ser subsidio directo del Estado), es un mecanismo más transparente, pues todo el país sabrá cuánto se gasta en incentivar este tipo de energía, a la vez que se sabrá exactamente quienes “se llevan” el subsidio, ya que se asigna a quien pida el menor subsidio, lo que implica un menor sobre-costos. Por último existen opciones para que este Fondo sea inocuo en términos macroeconómicos (por ejemplo, usando parte del fondo del royalty), y que además, se pueda extender a investigación energética en eficiencia, nuevas tecnologías, etcétera.

Su conclusión es que el proyecto de ley, basado en la obligación de componer la oferta de generación con un 5% de energías renovables no convencionales, no es eficiente pues, aseguró, que se encarecería la electricidad (en promedio USMM\$80 anuales), se interfiere el desarrollo de un mercado competitivo de generación, y además, neutraliza por completo el subsidio a las cuentas de electricidad a los más pobres. Por lo tanto, propuso finalmente, reemplazar el mecanismo planteado, por un Fondo Concursable, en los términos ya descritos.

El Gerente General de Desarrollo de B. Bosch, señor Fernando Araya Rodríguez, señaló que el principal problema, de carácter práctico, que afrontarán los proyectos de energías renovables no convencionales que se encuentran en ejecución, será el de la *interconexión eléctrica*, etapa en la que se afrontarán, a la vez, a dos problemas

“estructurales” del sistema: el de la *conectividad eléctrica* y el del *pago de peaje de sub-transmisión*:

-La conectividad eléctrica a su vez, presenta otros dos grandes problemas: el primero de ellos es el de la lejanía de los Centros de Consumo, que se traduce en altas *pérdidas eléctricas* y en el pago de servidumbres; el segundo inconveniente es que cada desarrollador de proyecto, busca su propia solución para conectar su central al sistema, pero si la central es de más de 5 MW de generación, resultará prácticamente imposible su conexión a un sistema de distribución, viéndose obligado a conectarse a un sistema de sub-transmisión, lo que demandará altas inversiones en líneas, y eso haría inviables a los proyectos. Como alternativa entonces, para resolver el problema de la *conectividad eléctrica*, propuso, en primer lugar, que todas las líneas eléctricas, que sean construidas para evacuar generación de centrales de hasta 20 MW, sean declaradas, por la Comisión Nacional de Energía (CNE), siempre como una *transmisión adicional*, y no como *sistema de sub-transmisión*; en segundo término, diseñar un *Instrumento Financiero*, para sociabilizar la construcción de líneas adicionales que interconecten estas centrales, esto es, un subsidio que permita construir la línea y que los primeros que ingresen a ella, sólo paguen el porcentaje a prorrata de sus propias inyecciones y no toda la línea; en tercer término, se requerirá la aprobación del modelo, o de su desarrollo, por parte de la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO) y que éste sea el coordinador de su aplicación; por otra parte, a efectos de que se pueda conocer quiénes son los potenciales desarrolladores de estos proyectos, de la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO) debiera hacer un levantamiento de la ubicación geográfica de los proyectos, a los cuales se ha entregado recursos, a través de los “Concursos CORFO”.

- El pago de peaje de sub-transmisión, por su parte, dependerá de la potencia de la central, y cuando ésta deba conectarse a sistemas de sub-transmisión, produciendo un cambio en el sentido del flujo en el sistema existente, se verá obligada al pago del peaje, en órdenes de magnitud, según se ha estimado, de entre trescientos cincuenta mil dólares (MUS\$D 350) y cuatrocientos mil dólares (MUS\$D 450) al año, lo que claramente comprometerá la rentabilidad de los proyectos. Como alternativa de solución entonces, propuso en primer término, simplemente eliminar el pago de peaje en sub-transmisión, para proyectos ≤ 9 MW; y para proyectos ≥ 9 MW y ≤ 20 MW, planteó optar por alguna de las siguientes alternativas: que no paguen peaje de sub-transmisión, o bien, que paguen el 50% del peaje de a partir del año cinco, o bien, que paguen el 100% del peaje, a partir del año diez, con lo que se lograría que en los primeros años (los más críticos para la rentabilidad de un proyecto), exista algún grado de alivio para que el proyecto pueda prosperar.

-Puesto en votación en general el proyecto de ley, fue aprobado por cinco votos a favor de los Diputados señores Encina; Espinosa, don Marcos; Leal, Mulet y Valenzuela y tres abstenciones de los Diputados señores García-Huidobro, Rojas y Ward.

VII. DISCUSIÓN Y VOTACIÓN EN PARTICULAR DEL PROYECTO.

El proyecto en informe consta de un artículo único con varios numerales que modifican el decreto con fuerza de ley N°4, de 2006, del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, que fijó 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 y de tres artículos transitorios.

Artículo único.

1).

Se modifica el inciso primero del artículo 79°, de la siguiente forma:

a) Se intercala, entre las expresiones “*generación*” y “*conectados*”, lo siguiente: “*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) Se sustituye la oración “*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*”.

El texto vigente del artículo 79 dispone lo siguiente:

Artículo 79°.- Los propietarios de los medios de **generación conectados** al sistema eléctrico respectivo **cuya fuente sea no convencional, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración y otras similares determinadas fundadamente por la Comisión**, cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kilowatts, estarán exceptuados del pago total o de una porción de los peajes por el uso que las inyecciones de esos medios de generación hacen de los sistemas de transmisión troncal, conforme a los criterios establecidos en los incisos siguientes.

Los peajes a pagar serán determinados ponderando los peajes que correspondería pagar conforme a las normas generales de peajes por un factor proporcional igual al exceso por sobre 9.000 kilowatts de los excedentes de potencia suministrada al sistema dividido por 11.000 kilowatts. En caso que dichos excedentes de potencia sean inferiores a 9.000 kilowatts, el factor será nulo.

Si la capacidad conjunta exceptuada de peajes excede el 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico, los propietarios de los medios de generación señalados en el inciso primero de este artículo deberán pagar además un peaje equivalente a los montos de los peajes exceptuados en virtud de la aplicación del inciso segundo de este artículo, multiplicados por un factor proporcional único igual al cociente entre el señalado excedente por sobre el 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico y la capacidad conjunta exceptuada de peajes.

Para los efectos de lo señalado en el inciso anterior, se entenderá por capacidad conjunta exceptuada de peajes a la suma de los excedentes de potencia suministrados al sistema por cada uno de los medios de generación a los que se refiere este artículo, multiplicados por la diferencia entre 1 (uno) y el factor proporcional referido en el inciso segundo de este artículo.

Los montos totales de peajes de transmisión troncal exceptuados de pago en virtud de la aplicación de este artículo, serán pagados por las demás empresas que efectúan inyecciones de energía al sistema, a prorrata de dichas inyecciones conforme a los procedimientos que para ello establezca el reglamento.

-Puesto en votación el N°1) del artículo único, fue aprobado por seis votos a favor y dos abstenciones.

2).

Se agrega, a continuación del artículo 150°, el siguiente artículo 150° bis, nuevo:

“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 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, 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.”.

*Los Diputados señores Aedo, Alvarez-Salamanca, Encina; Espinosa, don Marcos; Leal, Mulet, Rossi, y Valenzuela, formularon una indicación para sustituir en el inciso primero, el guarismo “5%” por el guarismo “8%”.

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

“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.”.

*Los Diputados señores Encina; Espinosa, don Marcos; Leal, Mulet, Rossi, y Valenzuela, formularon una indicación para agregar los siguientes incisos séptimo, octavo, noveno y décimo, nuevos:

“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 numeral 11 del artículo 208º.”

-Puesto en votación el N°2) del artículo único incluídas las indicaciones, fue aprobado por nueve votos a favor y una abstención.

3).

Se suprime el inciso quinto del artículo 157°.

El texto vigente del artículo 157, señala lo siguiente:

“Artículo 157°.- Los concesionarios de servicio público de distribución deberán traspasar a sus clientes finales sometidos a regulación de precios los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme a sus respectivos contratos. El promedio se obtendrá ponderando los precios por el volumen de suministro correspondiente.

En caso de que el precio promedio de energía de una concesionaria, determinado para la totalidad de su zona de concesión, sobrepase en más del 5% el promedio ponderado del precio de energía calculado para todas las concesionarias del sistema eléctrico, el precio promedio de tal concesionaria deberá ajustarse de modo de suprimir dicho exceso, el que será absorbido en los precios promedio de los concesionarios del sistema, a prorrata de las respectivas energías suministradas para clientes regulados. Para efectos de la comparación señalada, los precios promedio deberán referirse a una misma subestación del sistema eléctrico.

Las reliquidaciones entre empresas concesionarias a que dé origen el mecanismo señalado en el inciso anterior serán calculadas por la Dirección de Peajes del CDEC respectivo.

La reliquidación que pueda efectuarse entre concesionarios de servicio público de distribución no afectará la obligación del concesionario respectivo de pagar a su suministrador el precio íntegro de la energía y potencia recibida.

Sin perjuicio del derecho a ofertar en las licitaciones reguladas en los artículos 131° y siguientes, en las condiciones que establezcan las respectivas bases, los propietarios de medios de generación a que se refiere el artículo 79° tendrán derecho a suministrar a los concesionarios de distribución, al precio promedio señalado en el inciso primero de este artículo, hasta el 5% del total de demanda destinada a clientes regulados.

Los procedimientos para dar cumplimiento a lo establecido en este artículo se contendrán en el reglamento.”

-Puesto en votación el N°3) del artículo único, fue aprobado por nueve votos a favor y una abstención.

4).

Se agregan 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 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”.

El actual artículo 225, dispone lo siguiente:

“Artículo 225°.- Para los efectos de la aplicación de la presente ley se entiende por:

a) Sistema eléctrico: conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución, interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica.

b) Centro de Despacho Económico de Carga: organismo encargado de determinar la operación del conjunto de instalaciones de un sistema eléctrico, incluyendo las centrales eléctricas generadoras; líneas de transmisión a nivel troncal, subtransmisión y adicionales; subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución y barras de consumo de usuarios no sometidos a regulación de precios abastecidos directamente desde instalaciones de un sistema de transmisión; interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica de un sistema eléctrico, de modo que el costo del abastecimiento eléctrico del sistema sea el mínimo posible, compatible con una confiabilidad prefijada.

Cada CDEC contará con un Directorio que estará compuesto por las empresas generadoras y transmisoras troncales y de subtransmisión y por un representante de los clientes libres del respectivo sistema, conforme se determine en el reglamento. Contará también con los organismos técnicos necesarios para el cumplimiento de su función. Existirán, al menos, una Dirección de Operación y una Dirección de Peajes. El Director y el personal de cada Dirección, deberán reunir condiciones de idoneidad e independencia que garanticen su adecuado desempeño. Estos organismos, eminentemente técnicos y ejecutivos, desarrollarán su función conforme a la ley y su reglamento.

El CDEC estará compuesto por las empresas propietarias de las instalaciones que señala el inciso primero de esta letra, en la forma que determine el reglamento. Los Directores de cada Dirección serán nombrados y podrán ser removidos antes del término de su período, por los dos tercios del Directorio y durarán en su cargo cuatro años, pudiendo ser reelegidos por dos tercios, sólo por un período más. El financiamiento de cada CDEC será de cargo de sus integrantes, conforme lo determine el reglamento. El presupuesto anual de cada CDEC será informado favorablemente por la Comisión, en forma previa a su ejecución.

c) Curva de carga: gráfico que representa la potencia producida en el sistema eléctrico en función del tiempo.

d) Potencia de punta: potencia máxima en la curva de carga anual.

e) Margen de reserva teórico: mínimo sobre-equipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la potencia de punta en un sistema o subsistema eléctrico con una suficiencia determinada, dadas las características de las unidades generadoras y de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico.

f) Costo marginal de suministro: costo en que se incurre para suministrar una unidad adicional de producto para un nivel dado de producción. Alternativamente, dado un nivel de producción, es el costo que se evita al dejar de producir la última unidad.

g) Tasa de actualización: tasa de descuento.

h) Costo total actualizado: suma de costos incurridos en distintas fechas, actualizados a un instante determinado.

i) Instalación económicamente adaptada: es la instalación que permite producir una cantidad determinada al menor costo.

j) Línea de distribución de servicio público: línea de distribución establecida por una empresa distribuidora haciendo uso de una concesión de servicio público.

k) Usuario o consumidor final: usuario que utiliza el suministro de energía eléctrica para consumirlo.

l) Potencia conectada: potencia máxima que es capaz de demandar un usuario final dada la capacidad del empalme.

m) Áreas típicas de distribución: áreas en las cuales los valores agregados por la actividad de distribución para cada una de ellas son parecidos entre sí.

n) Sectores de distribución: áreas territoriales en las cuales los precios máximos de distribución a usuarios finales, son los mismos.

ñ) Aportes de terceros: instalaciones que fueron aportadas por los usuarios a la empresa distribuidora sin costo para ésta, existentes a la fecha de promulgación de la presente ley.

o) Subestación de distribución primaria: subestación que reduce el voltaje desde el nivel de transporte al de alta tensión en distribución.

p) Momento de carga: es el producto de la potencia conectada del usuario medida en megawatts y de la distancia comprendida entre el punto de empalme con la concesionaria y la subestación de distribución primaria, medida en kilómetros a lo largo de las líneas eléctricas.

q) Usuario o cliente: es la persona natural o jurídica que acredite dominio sobre un inmueble o instalaciones que reciben servicio eléctrico. En este inmueble o instalación quedarán radicadas todas las obligaciones derivadas del servicio para con la empresa suministradora.

No obstante, si el concesionario no suspendiere el servicio por la causal indicada en el artículo 141º, las obligaciones por consumos derivadas del servicio para con la empresa suministradora que se generen desde la fecha de emisión de la siguiente boleta o factura no quedarán radicadas en dicho inmueble o instalación, salvo que para ello contare con la autorización escrita del propietario.

r) Confiabilidad: cualidad de un sistema eléctrico determinada conjuntamente por la suficiencia, la seguridad y la calidad de servicio.

s) Suficiencia: atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda.

t) Seguridad de servicio: capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos y de servicios complementarios.

u) Calidad de servicio: atributo de un sistema eléctrico determinado conjuntamente por la calidad del producto, la calidad de suministro y la calidad de servicio comercial, entregado a sus distintos usuarios y clientes.

v) Calidad del producto: componente de la calidad de servicio que permite calificar el producto entregado por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por la magnitud, la frecuencia y la contaminación de la tensión instantánea de suministro.

w) Calidad del suministro: componente de la calidad de servicio que permite calificar el suministro entregado por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por la frecuencia, la profundidad y la duración de las interrupciones de suministro.

x) Calidad de servicio comercial: componente de la calidad de servicio que permite calificar la atención comercial prestada por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por el plazo de restablecimiento de servicio, la información proporcionada al cliente, la puntualidad en el envío de boletas o facturas y la atención de nuevos suministros.

y) Ingreso tarifario por tramo: es la diferencia que resulta de la aplicación de costos marginales, producto de la operación del sistema eléctrico, respecto de las inyecciones y retiros de energía y potencia en un determinado tramo.

z) Servicios complementarios: recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión, distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 137º. Son servicios complementarios aquellas prestaciones que permiten efectuar, a lo menos, un adecuado control de frecuencia, control de tensión y plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias."

-Puesto en votación el N°4) del artículo único, fue aprobado por nueve votos a favor y una abstención.

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.”

*Los Diputados señores Alvarez-Salamanca, Encina; Espinosa, don Marcos; Leal, Mulet, Rossi, y Valenzuela, formularon una indicación para suprimir la frase “*por veinte años*” y sustituir la expresión “*mayo*” por la expresión “*agosto*”.

*Los Diputados señores Aedo, Alvarez-Salamanca, Encina; Espinosa, don Marcos; Leal, Mulet, Rossi, y Valenzuela, formularon una indicación para incorporar los siguientes incisos, tercero y cuarto, nuevos:

“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.”

El artículo 131° vigente dispone lo siguiente:

“Artículo 131°.- Las concesionarias de servicio público de distribución deberán disponer permanentemente del suministro de energía que, sumado a la capacidad propia de generación, les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados para, a lo menos, los próximos tres años.

Para dichos efectos, con la antelación que fije el reglamento, deberán licitar el suministro necesario para abastecer los consumos de los clientes sometidos a regulación de precios ubicados en su zona de concesión, de modo que el conjunto de los contratos resultantes, más la eventual capacidad de generación propia, garanticen el cumplimiento de la obligación establecida en el inciso anterior.

Las licitaciones de suministro serán públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes. Además, la información contenida en las ofertas de los proponentes será de dominio público a través de un medio electrónico.

Las concesionarias podrán coordinarse para efectuar una licitación conjunta por la suma de los suministros individuales a contratar.”

-Puesto en votación el artículo 1° transitorio con las indicaciones incluidas, fue aprobado por nueve votos a favor y una abstención.

“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.”

-Puesto en votación el artículo 2° transitorio, fue aprobado por nueve votos a favor y una abstención.

VIII. TEXTO DEL PROYECTO APROBADO.

En mérito de las consideraciones anteriores y de las que, en su oportunidad, os podrá añadir el señor Diputado informante, vuestra Comisión de Minería y Energía os recomienda la aprobación del siguiente

PROYECTO DE LEY

“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) Sustitúyese 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, nuevo:

“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 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.

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 numeral 11 del artículo 208°.”.

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 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 nuevo 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.”.

Se designó Diputado informante al señor **Jaime Mulet Martínez.**

2007. SALA DE LA COMISIÓN, a 27 de septiembre de

Tratado y acordado, conforme se consigna en las actas de las sesiones en sesiones de fecha 6 de junio; 4, 11 y 18 de julio; 1 y 8 de agosto, y 5 de septiembre de 2007, con la asistencia de los Diputados señores Encina, don Francisco (Presidente); Álvarez, don Rodrigo; Álvarez-Salamanca, don Pedro Pablo; Aedo, don René; Espinosa, don Marcos; García-Huidobro, don Alejandro; Leal, don Antonio; Mulet, don Jaime; Rojas, don Manuel; Rossi, don Fulvio; Sule, don Alejandro; y Valenzuela, don Esteban, y Ward, don Felipe.

PATRICIO ÁLVAREZ VALENZUELA,
Secretario de la Comisión.