

**INFORME DE LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA ACERCA DEL
PROYECTO DE LEY QUE MODIFICA EL MARCO NORMATIVO DEL
SECTOR ELÉCTRICO.**

BOLETÍN 3. 806-08.

HONORABLE CÁMARA:

Vuestra Comisión de Minería y de Energía pasa a informaros sobre el proyecto de ley, originado en un mensaje de S.E. el Presidente de la República, que modifica el marco normativo del sector eléctrico. Su urgencia ha sido calificada de “suma”, en todos sus trámites.

El proyecto de ley tiene por objeto fortalecer la seguridad del suministro de energía en el país. Por cuanto, la energía es un factor estratégico en la vida y economía nacional y el país debe estar en condiciones de enfrentar los desafíos futuros, teniendo en consideración sus reales posibilidades. Chile puede y debe garantizar la oferta de energía, en consistencia con la evolución de la demanda interna, dado su nivel de desarrollo económico.

Para lograr lo anterior, se proponen las siguientes medidas:

- a) Mayor capacidad de auto regulación de los consumos, con un sistema de incentivos,
- b) La inadmisibilidad de la causal de fuerza mayor, como excusa para no abastecer a las distribuidoras,
- c) La garantía de que no todo el abastecimiento de gas natural para generación eléctrica provendrá de un único país abastecedor, y
- d) Mayor seguridad en el sistema, en razón de un uso más prudente de los recursos, a través de la intervención de la SEC, u otras medidas alternativas a considerar.

Constancias Reglamentarias.

Para los efectos previstos en el artículo 287 del Reglamento de la Corporación, se hace constar lo siguiente:

- El artículo 3º permanente y los artículos 4º y 5º transitorios del proyecto fueron rechazados.
- Fueron incorporados los artículos 4º y 6º transitorio, nuevos.
- No hay artículos que deban ser calificados como normas orgánicas constitucionales o de quórum calificado.

- No hay artículos que deban ser conocidos por la Comisión de Hacienda.

- Fueron rechazadas 8 indicaciones, formuladas por los señores Diputados.

- El proyecto fue aprobado en general, por la unanimidad de los Diputados presentes.

Para el estudio del proyecto de ley, la Comisión contó con la asistencia y la colaboración de las siguientes personas:

-El Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, señor Jorge Rodríguez Grossi; El Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, señor Luis Sánchez Castellón, y los asesores, señores Claudio Castillo; José Tomás Morel; Eduardo Escalona, Claudio Espinoza; Claudio Gambardella y Marie Elene Breiand.

Además, concurrieron invitados por la Comisión las siguientes personas e instituciones:

-Vivian Blanlot Soza, consultora.

-Por la empresa Gener: señores Felipe Cerón Cerón, gerente general, y Juan Ricardo Inostroza, gerente de regulación y desarrollo.

-Por CGE Distribución: señor Mario Donoso Aracena.

-Por la Asociación de Empresas de Servicio Público A.G.: señores: Cristián Arnolds, vicepresidente; Eugenio Araya Bravo, gerente general;; Alfonso Toro; Rafael Salas y Jorge Brahm:

-Por la Asociación de Empresas Distribuidoras de Gas Natural: señores Carlos Cortés Simón, Secretario Ejecutivo y Gonzalo Palacios, asesor.

-Por el Instituto Libertad y Desarrollo: señores Renato Agurto, consultor y María de la Luz Domper, asesora.

-Por la empresa Endesa S.A.: señores Claudio Iglesias, gerente de generación y José Venegas, gerente de trading y comercialización.

Por la empresa Chilectra S.A.: señores Rafael López Rueda, gerente general; Gonzalo Vial Vial, Fiscal; Guillermo Pérez del Río, gerente de regulación y gestión de energía, y Cristián Núñez Pacheco, ingeniero.

-Por la empresa Chilquinta Energía S.A.: señores Cristián Arnolds, gerente general; Sergio Barrientos Burgué, gerente de regulación, ingeniería y planificación, y Juan Edgardo Goldenberg, asesor legal.

-Por la empresa Colbún: señor Emilio Pellegrini Ripamonti, Presidente.

-Por Sociedad Austral de Electricidad S.A.: señores Jorge Brahm Barril, gerente general, y Gustavo Riveros, gerente de generación y regulación.

-Por la empresa Methanex Chile Ltda.: señores Rodolfo Krause, gerente general; Paul Schiodtz, Director de Finanzas; Francisco Ajenjo, director del Proyecto Chile 4, y Roberto Peralta, asesor Jurídico.

-Por la empresa Electroandina: señores Lodewijk Verdeyen, gerente general; Juan Clavería, asesor comercial, y José Antonio Urrutia, asesor Jurídico.

I.- FUNDAMENTOS DEL PROYECTO.

En el mensaje se indica que la energía es un elemento esencial para la vida del país. Tal situación, constituye un bien que está directamente relacionado con la calidad de vida de la población, en razón, de que es un insumo esencial para la producción nacional. Por esta razón, se plantea que la política energética tiene una gran importancia estratégica.

Se señala que la política energética chilena debe tener un alto nivel de seguridad en el abastecimiento y esto deberá hacerse bajo estrictas condiciones de eficiencia económica y de respeto al desarrollo sustentable.

Se plantea además, que la seguridad de suministro depende de varios aspectos que, en su conjunto, definen el riesgo en la provisión de energía de un determinado sistema.

En el mensaje se explica, que la diversificación de la matriz energética, influye en el grado en que participa cada fuente primaria de energía. Por lo tanto, mientras mayor es la diversificación en este ámbito, menor es el riesgo de desabastecimiento, por cuanto la dependencia respecto a cada una de las fuentes de energía, por sí sola, es menor.

Se indica además, que también influye la variedad de fuentes externas desde las cuales se importan los combustibles. En razón de ello, no sólo es conveniente usar los recursos naturales existentes en el país, conforme a lo que es económicamente razonable, sino que también es conveniente disponer de diversas fuentes externas para la provisión de combustibles, especialmente cuando las restricciones físicas hacen difícil su inmediata sustitución en caso de desabastecimiento.

Por último se señala, que del mismo modo influye el desarrollo de inversiones que garanticen una oferta adaptada a la evolución de la demanda de energía, junto con un marco regulatorio eficiente que permita al mercado y a la autoridad pertinente administrar eficientemente eventuales situaciones de contingencia eléctrica.

II. MINUTA DE LAS IDEAS MATRICES O FUNDAMENTALES DEL PROYECTO.

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, las ideas matrices o fundamentales del proyecto, son las siguientes:

a) Otorgar una mayor certidumbre al proceso de inversión en *generación* eléctrica, a partir de insumos alternativos al gas natural.

b) Permitir una mayor participación de los actores, productores y consumidores en la administración de la demanda eléctrica.

Con tal motivo, el mensaje señala cuatro objetivos, claramente expresados en su texto, a saber:

1. Modificar el marco regulatorio del sector eléctrico en actual aplicación, con el propósito de fortalecer la seguridad en el suministro de energía eléctrica a los consumidores regulados, o clientes finales.

2. Fortalecer las atribuciones de la autoridad normativa, para enfrentar con eficacia las contingencias o riesgos derivados de situaciones excepcionales, como el desabastecimiento de una de las fuentes de insumo.

3. Diversificar la matriz energética con que opera el país.

4. Incentivar el consumo racional, así como favorecer el ahorro de energía.

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

La Comisión estimó que el proyecto no contiene normas de esta índole.

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

No los hay.

V. ARTÍCULOS E INDICACIONES RECHAZADAS POR LA COMISIÓN.

1.- *La Diputada señora González, doña Rosa y los Diputados señores Kuschel y Martínez formularon una indicación para incorporar el siguiente nuevo inciso al artículo 79-1:

“En caso que una concesionaria de servicio público de distribución, por causas ajenas a su voluntad, no disponga de contratos que permitan satisfacer el consumo de sus consumidores regulados, recibirá electricidad del sistema eléctrico que corresponda y el modo a pagar por el suministro destinado a dichos consumidores no podrá ser distinto al que se traspase a los clientes regulados de ese sistema.”

-Puesta en votación la indicación, fue rechazada por mayoría de votos.

2.- *Los Diputados señores Álvarez, Leay y señora González, doña Rosa, formularon una indicación para eliminar el artículo 102 bis, propuesto por el Ejecutivo.

-Puesta en votación la indicación fue rechazada por la unanimidad de los Diputados presentes.

3.- *Los Diputados señores Vilches y Kuschel formularon una indicación para reemplazar el inciso tercero del artículo 150, propuesto por una indicación del Ejecutivo, por los siguientes:

“Cada Centro de Despacho Económico de Carga contará con un Directorio de Peajes y un Directorio de Operaciones, los cuales deberán contar con los organismos técnicos y personal necesarios para el cumplimiento de sus funciones. Existirán, a lo menos, una Dirección de Operación y una Dirección de Peajes. Estos organismos, eminentemente técnicos y ejecutivos, desarrollarán su función conforme a la ley y su reglamento. El Director y el personal de cada Dirección, deberán reunir condiciones de idoneidad e independencia que garanticen su adecuado desempeño.

Las funciones del Directorio de Peajes corresponderán a todas aquellas necesarias para dar cumplimiento a la obligación de los CDEC de garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión, así como todas las labores de estudios y acciones tendientes a la adecuada coordinación entre los agentes que hacen uso de los sistemas de transmisión y generación. A su vez, las labores del Directorio de Operación serán todas aquellas necesarias para garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico y preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.

El Directorio de Peajes estará compuesto por las empresas propietarias o administradoras de las instalaciones que señala el inciso primero de este literal.

El Directorio de Operaciones sólo estará integrado por empresas generadoras y de transmisión troncal.

Los Directores de cada Dirección serán nombrados y removidos por los dos tercios del respectivo Directorio. 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.”

-Puesta en votación la indicación, fue rechazada por la unanimidad de los Diputados presentes.

4. *La Diputada señora González, doña Rosa y el Diputado señor Álvarez formularon una indicación para intercalar en el artículo 3º del proyecto de ley, después de la expresión “de gas natural”, la frase “con fines de producción de energía eléctrica”.

-Puesta en votación la indicación fue rechazada por la unanimidad de los Diputados presentes.

5. *La Diputada señora González, doña Rosa y los Diputados señores Álvarez y Leay formularon una indicación para intercalar en el artículo 3º del proyecto de ley, después de la palabra “natural”, la frase “destinado al servicios eléctrico”.

-Puesta en votación la indicación fue rechazada por la unanimidad de los Diputados presentes.

6. *Los Diputados señores Jarpa, Kuschel, Leal, Mulet y Vilches formularon una indicación para agregar , a continuación del punto final del inciso primero del artículo 3º del proyecto, que pasa a ser punto y seguido (.), la siguiente frase: “Para estos efectos se considerarán todas las importaciones de gas, cualquiera sea su estado físico.”

-Puesta en votación la indicación fue rechazada por la unanimidad de los Diputados presentes.

7. *Los Diputados señores Álvarez, Encina y Muñoz, don Pedro, formularon una indicación para agregar , en el inciso primero del artículo 3º del proyecto, la siguiente frase final: “Dicha limitación no será aplicable a quienes importen el gas natural en la Región de Magallanes y la Antártica Chilena.”

-Puesta en votación la indicación fue rechazada por la unanimidad de los Diputados presentes.

8. *Los Diputados señores Kuschel y Vilches, formularon una indicación para sustituir en el inciso primero, del artículo 1º transitorio, la expresión “60 días” por la expresión “a partir”.

-Puesta en votación la indicación fue rechazada por la unanimidad de los Diputados presentes.

VI. DISCUSIÓN Y VOTACIÓN EN GENERAL DEL PROYECTO.

El Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción y Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Jorge Rodríguez Grossi, inició su exposición señalando que la principal consideración que tuvo el Ejecutivo al proponer el proyecto de ley en estudio, radica en la necesidad de “neutralizar la incertidumbre externa, con más certidumbre doméstica”. Aseguró que ante la escasez de gas natural desde Argentina, existe un abanico de opciones de tecnologías para desarrollar combustibles alternativos al gas. Sin embargo, los inversionistas no han desarrollado tales inversiones, a la espera de la recuperación del gas argentino, aludiendo a una relativa incertidumbre de ese mercado el que, eventualmente podría volver a ser una alternativa económica. Por otro lado, aquellas compañías que carecían de contratos de abastecimiento, estando muy prontas a suscribirlos, se retractaron ante la amenaza de restricciones de gas. Agregó, que aquello es una “*trampa de incertidumbre*” pues con la aprobación de la denominada “*ley corta eléctrica*” se dinamizó el sector y se despejaron las dudas a los inversionistas del subsector transmisión; un ejemplo concreto al respecto lo representa, el reforzamiento del tramo “Charrúa-Temuco”, por el que están actualmente compitiendo cuatro compañías, una de ellas, la chilena Transelec, una española, una brasileña y una colombiana, pugna comercial que demuestra el efecto positivo de la “ley corta”, poniendo fin a la incertidumbre en el sector de la transmisión; otros ejemplos se encuentran en la pronta operación de dos nuevas centrales de “ciclo combinado”, una de ellas en Quillota y otra en Rancagua.

Ahora bien, ante este fenómeno de “desconfianza”, el propósito del proyecto que se presenta es generar al interior del país, mayor certeza y eliminar o neutralizar la incertidumbre que afecta al mercado doméstico, para que los decisores de inversiones concreten nuevas inversiones y no tengamos en el futuro problemas de abastecimiento eléctrico. En primer término, aludiendo a las causas de la desconfianza, señaló que la inestabilidad que se produce en Chile, generado por el mercado del gas argentino, tiene que ver con su precio, pues durante seis o siete años se disfrutó de un combustible muy barato, que hizo bajar sustancialmente los precios del producto eléctrico, tanto en la zona norte como en la zona centro-sur de Chile; al no estar disponible, desaparece un combustible muy barato y hay que sustituirlo por algún otro que será más caro. Ante esto, la pregunta crítica es ¿qué pasa si en el futuro el gas argentino vuelve a estar disponible?, incluso algunos apuestan a que vuelva estar disponible a bajo precio, sin embargo, no hay certeza alguna sobre tales variantes, no hay como “modelar” este mercado para el futuro inmediato. Así, es necesario que prontamente los inversionistas opten por alguna de las otras fuentes *masivas* de energía, tales como el agua, el gas natural licuado (disponible sólo a partir de unos tres años más), carbón, petróleo, etc., combustibles que si se integran a la matriz energética, implicarán mayores costos de producción, ante lo cual el inversionista duda, legítimamente, de invertir o no hacerlo, pues si hoy asume estos mayores costos, mañana, de volver el *combustible barato*, “quedarán fuera de mercado”. Ante esto, ¿qué puede hacer Chile para

eliminar o neutralizar esta incertidumbre?, y ello es urgente, porque, en tres o cuatro años más será tarde si no se toman oportunamente las decisiones.

Explicó que la manera de resolverlo es, tal como lo señala el proyecto, ofrecer al inversionista la posibilidad de ganar contratos, mediante licitaciones públicas para abastecer a las distribuidoras, a un precio que se mantendrá estable por años, para darle seguridad de que podrá vender su electricidad a ese precio pese al eventual ingreso de un combustible más barato. Esto es, en esencia, el cambio propuesto por el Ejecutivo al marco regulatorio eléctrico, en el cual se proponen variantes para no ser dependientes de mercados externos, situación que el país no puede controlar y para no tener que afrontar problemas futuros de desabastecimiento.

Explicó que hay un universo de inversiones que ya está en marcha, cuyas condiciones no serán modificadas por el proyecto en trámite, y que en lo principal se basa en el *precio de nudo* que refleja las condiciones de producción y de costos del momento, que sin embargo transmite la incertidumbre del mercado al inversionista nacional. Por lo tanto, lo que el proyecto busca es estimular nuevas inversiones, las que no deben estar vinculadas o atadas al precio de nudo, para así evitar la incertidumbre.

Lo propuesto entonces, es que, a través de licitaciones públicas y vigiladas, las distribuidoras puedan comprar energía eléctrica para el futuro, contando con plazos de hasta quince años, plazo que se definirá para cada licitación; se trata de un plazo extenso, porque son inversiones de gran cuantía y de largo plazo de ejecución. En tercer lugar, tales contratos se suscribirán a un nivel de precios acorde con el mercado, para lo cual el Ejecutivo propone el precio de nudo del momento, *congelado* para el futuro, sujeto a una indexación que tendrá un índice especial, en el que se considerarán los valores de los combustibles del momento.

Expresó que es partidario de discutir respecto de la pertinencia de ponerle un *techo* al precio de las licitaciones, pues lo que se busca es generar inversiones, de forma que si el *techo* se transforma en un obstáculo, habrá que eliminarlo, teniendo eso sí, en vista, la necesidad de proteger los intereses de los consumidores. Con tal motivo, el proyecto contempla un mecanismo que asegura que, de presentarse las diferencias entre las distribuidoras, que superen un determinado porcentaje. La diferencia se distribuirá entre todas las distribuidoras, para protección de los clientes (usuarios finales) de cada una de esas empresas.

Señaló que otro aspecto, que es necesario analizar, es el de aquellas distribuidoras que no tienen suscritos contratos de abastecimiento –como es el caso de Saesa-Frontel- y las de aquellas cuyos contratos terminen antes del año 2009. Agregó, que tal situación ha sido abordada a través de la Resolución Ministerial N°88, por la que se obliga a las generadoras a dar servicio eléctrico a todas las distribuidoras, aún sin contrato, pagándoseles el precio de nudo; esta solución genera sin embargo, una situación legal precaria para los consumidores finales, particularmente respecto de las compensaciones por corte o racionamiento

eléctrico, las que están estrictamente vinculadas a los contratos de suministro.

Indicó que un tercer aspecto necesario de abordar es el relativo a los precios, pues ante la escasez, la diferencia entre el *precio de nudo* y los costos marginales ha tendido a aumentar muy fuertemente, tendencia que se mantendrá hasta que se presente un año excesivamente lluvioso, momento en que, a la inversa, los costos marginales estarán por bajo los precios de nudo. Pero, en la actual situación, cualquier inversión adicional que un generador quiera hacer contiene una parte que estará destinada a servir o abastecer a un distribuidor con el cual no tiene contrato, a *precio de nudo*, que hoy está por bajo el costo de producción. Esta situación constituye una especie de *impuesto temporal*, determinado por las actuales circunstancias de mercado.

El Ministro señor Rodríguez planteó que a través del proyecto de ley en estudio, el Ejecutivo propone lo siguiente:

I.- A partir del año 2009, la situación se resolverá automáticamente, pues se contará con gas natural licuado (GNL), geotermia, posiblemente con proyectos *de carbón* en marcha e incluso con otras energías alternativas, que aumenten la oferta, estabilizando el mercado y haciendo desaparecer la situación de distribuidoras sin contrato.

II.- En lo inmediato, se propone el mecanismo de realizar licitaciones públicas, para aquellas distribuidoras a las que se aplica hoy la Resolución Ministerial N°88, estableciendo valores que cubran los *costos marginales*, lo que asegura que los contratos se suscriban, y facilita que se ejecuten las nuevas inversiones en generación para abastecer el mercado en lo inmediato y afrontar eventuales contingencias. Además, el Ejecutivo se declara dispuesto, a que esta fórmula que propone pueda ser sustituida por otra, siempre que se consagre por ley, la obligación que tendrán las generadoras de entregar el suministro eléctrico a sus clientes y que se establezca un derecho a compensaciones, para proteger a los consumidores. Con este mecanismo, se busca afrontar la situación que se plantea desde hoy, hasta el año 2008, tiempo en el que será difícil contar con gas natural argentino y también es necesario considerar que pueda haber sequía. Por lo tanto, se hace necesario que las generadoras puedan reaccionar con rapidez y que realicen las inversiones necesarias para evitar racionamientos de energía eléctrica.

III.- Otra medida que contiene el proyecto, es la incorporación de un mecanismo de auto regulación, en que el consumidor es más protagonista, y que permitirá la generación de un nuevo mercado, en el que cualquier generadora pueda ofrecer a sus consumidores regulados, premios o incentivos al ahorro de energía (*modulación* o elasticidad del consumo ante estímulos económicos). Es un mecanismo que permitirá, por una parte, una mejor asignación de los recursos, bajando los niveles tanto de producción como de consumo, y por otra, atenuar el riesgo de un racionamiento eléctrico, lo que no sólo es útil en períodos de restricción como el actual, pues implica un ahorro tanto para el productor como para el consumidor, incluso en períodos de “sobreabundancia” de oferta. Confía en que este mecanismo será bien recibido en el mercado, en

cuanto introduce flexibilidad al sistema eléctrico, dando más libertad a los consumidores para optar entre uno u otro tipo de combustible.

Por otra parte, el Ejecutivo está preocupado por la situación que afecta a las distribuidoras, que son meras intermediarias entre el generador y el consumidor final y que, eventualmente, los planes de incentivo al ahorro les pudiera generar costos adicionales (ej.: costo de administración de cartera de clientes). En ese caso, el Ejecutivo podría considerar una modificación para evitar que esa posibilidad se concrete, o que en su defecto tales costos sean sufragados por las compañías interesadas en generar tales ahorros.

IV. Una cuarta medida que contempla el proyecto, es la situación que ocurre en la actualidad, en que todo el abastecimiento de gas natural importado proviene de un sólo país, lo que implica un riesgo político y que determinadas políticas aplicadas, en el país abastecedor significan un abastecimiento irregular hacia Chile, comprometiendo el abastecimiento eléctrico interno. Aclaró que el *gas natural* es un producto excepcional e incluso estratégico, de difícil sustitución, distinto a otros productos disponibles en el mercado, de forma que lo propuesto respecto del gas no resulta aplicable a otros bienes o productos. Por lo tanto, resulta urgente disponer de uno o más productos alternativos, así como de un proveedor alternativo. Para tal efecto, el proyecto dispone que respecto del gas natural, exista un margen, del 15% al menos, que provenga de un segundo país proveedor, lo que será exigible a partir del año 2010. En caso contrario, es decir, en caso de no tener un segundo proveedor, la autoridad tendrá que prohibir que la expansión del consumo se sustente en un único proveedor de gas, obligando así a la búsqueda de combustibles alternativos para lograr satisfacer las demandas de energía. Aseguró que esta limitación responde a una consideración de “seguridad nacional” que el mercado no satisface y que, por tanto, el Estado debe imponer la obligación de tener la opción de sustituir, al menos en un 15%, al proveedor que ha fallado. Ahora bien, todos los contratos que cuenten con permisos de importación vigente hasta el año 2009, serán íntegramente respetados, no sufrirán reducción alguna. Sólo a partir del año 2010 operará esta restricción o *cuota*, sin perjuicio que, evolucionando las condiciones del mercado, se podrá levantar esta restricción en el futuro. Aclaró que esta restricción de 85/15% no operará para cada contrato, sino a nivel global en el país, a ser distribuido entre los distintos contratos de provisión, lo que permitirá la generación de un mercado secundario *de cuota*, pudiendo realizarse “swaps” entre los distintos clientes nacionales.

V.- Una quinta medida que contempla el proyecto para fortalecer la seguridad de abastecimiento de gas, a semejanza de lo que contempla el artículo 99 bis respecto del agua, consiste en no considerar como una causal de *fuerza mayor* el hecho de sufrir un corte o restricción en el abastecimiento de gas importado, para la generación de electricidad; es decir, las generadoras eléctricas no podrán argumentar fuerza mayor para justificar la falta de generación eléctrica. Agregó, que el argumentar la falta de gas como fuerza mayor es inaceptable. De hecho, los generadores chilenos ya han implementado fuentes alternativas de combustible para sus procesos, y salvo dos centrales, las demás han sido “reconvertidas” y

pueden operar con combustibles alternativos, cuando les falla el suministro de gas.

VI.- También se incluye en el proyecto, un tema referido al Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), que es la instancia donde se administran las decisiones de empleo de los recursos energéticos, sin embargo muchas veces las mismas empresas que integran el CDEC desatienden dichas decisiones, por razones económicas, dando un uso poco prudente a los recursos energéticos, lo cual debilita la necesaria seguridad de abastecimiento eléctrico. Por lo tanto, la medida propuesta consiste en concederle a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mayores facultades para corregir aquellas medidas erróneas del CDEC, o incluso adoptar medidas que éste no haya dispuesto oportunamente, situación que provoca un natural rechazo de las compañías eléctricas. Sin embargo, el Gobierno se declara desde ya dispuesto a considerar alternativas a este punto, no incrementando las atribuciones de la SEC, como podría ser admitir la inclusión en el CDEC de nuevos actores, tales como las distribuidoras, cuyo interés no es igual al de las generadoras y en cierto sentido representan el interés del usuario final, cual es que el servicio se mantenga ininterrumpido. Otra alternativa podría ser la de fortalecer la independencia de las autoridades técnicas del CDEC para un manejo más centralizado.

El Ministro señor Rodríguez señaló en resumen, que con este proyecto se busca dar una mayor seguridad en el abastecimiento eléctrico, mediante la entrega de una mayor certidumbre a los inversionistas en generación, a través de una serie de medidas, a saber:

- a) Mayor capacidad de auto regulación de los consumos, con un sistema de incentivos,
- b) La inadmisibilidad de la causal de fuerza mayor, como excusa para no abastecer a las distribuidoras,
- c) La garantía de que no todo el abastecimiento de gas natural para generación eléctrica provendrá de un único país abastecedor, y
- d) Mayor seguridad en el sistema, en razón de un uso más prudente de los recursos, a través de la intervención de la SEC, u otras medidas alternativas a considerar.

El Vicepresidente de la Asociación de Empresas de Servicio Público, señor Cristián Arnolds, señaló en su exposición que la Asociación de Empresas de Servicio Público es una entidad que agrupa y representa a todas las empresas distribuidoras y de transmisión del país.

Indicó que desea referirse a los siguientes temas que trata el proyecto de ley: el mecanismo de licitación de los contratos; los incentivos para la reducción del consumo; las facultades extraordinarias otorgadas a la Superintendencia de Electricidad y Combustible; el riesgo de sobrefacturación de energía que se podría producir debido a la modificación legal que se propone; las facultades extraordinarias que se establecen para

el Presidente de la República para la modificación del DFL N° 1, y el caso fortuito o de fuerza mayor de la transmisión eléctrica.

En relación con los contratos de licitación, la iniciativa establece que es obligación de los distribuidores contar con un suministro permanente para los próximos tres años. Existe un período transitorio, establecido hasta el 31 de diciembre de 2008 y un período permanente posterior a esa fecha.

Se ha establecido que, para el período permanente, las empresas distribuidoras pueden licitar sus contratos con un plazo máximo de quince años, a fin de buscar la posibilidad de que los generadores hagan ofertas de suministro de largo plazo a los distribuidores, con el objeto de que de alguna manera les establezcan sus ingresos, y así justificar nuevos proyectos de inversión.

En el período transitorio, esto es, hasta el 31 de diciembre de 2008 -se entiende como período transitorio porque es imposible que una construcción de central nueva pueda entrar en operaciones-, estas licitaciones se harían sobre la base de un precio que es distinto, más bien, en función del costo marginal del sistema.

Indicó, que el mecanismo de licitaciones de largo plazo es positivo en la medida en que promueve o incentiva la construcción de nuevas centrales, y estos contratos de largo plazo que generan estabilidad en los ingresos para los generadores les permiten, a su vez, financiar estos proyectos de inversión.

Pero hay un tema que el proyecto no trata y, quizás, valdría la pena concretar: que no prevé. Qué pasa en el caso de que una distribuidora se quede sin contratos de suministros.

Esta es una situación muy importante de resolver, porque el proyecto establece que la distribuidora tiene una obligación bastante perentoria de contar con este suministro.

Tampoco se puede obligar a ninguna empresa a lo imposible. Si la distribuidora ha hecho todos sus esfuerzos, ha participado en una licitación de acuerdo a lo que, además, van a ser las bases aprobadas por la Comisión Nacional de Energía y, en definitiva, no reciben ofertas. Hay un problema muy difícil de resolver, porque la distribuidora no tiene como función principal generar energía, sino distribuirla. Esta situación, por lo demás, ocurre en la legislación actual.

Manifestó, que en la actualidad hay empresas distribuidoras que no tienen contratos. Es el caso de Saesa. Por lo tanto, es muy importante que en esta modificación legal, se considere cómo solucionar este caso.

Una distribuidora puede quedar sin contratos por dos causas distintas: una, que no se presente nadie a la licitación –hay que recordar que la licitación va a tener una serie de condiciones que van a ser principalmente establecidas por la Comisión Nacional de Energía- y, además, en la versión actual del proyecto existe una condición bastante compleja, que es que esta licitación tiene un precio máximo, que es el de nudo vigente.

Entonces, dependiendo del nivel del precio de nudo en ese minuto, puede ocurrir que ningún generador se interese en ofrecer el suministro con ese límite de precio establecido y, por lo tanto, la solución que se plantea en este proyecto es que, en el caso de que una distribuidora quede sin contrato por causas ajenas a su propia voluntad, caso en el que los generadores deberán entregar la energía a la distribuidora, a un precio “económicamente eficiente”. Pueden haber distintas opciones sobre cómo establecer este precio. Una opción podría ser el precio de nudo; otra, el precio promedio de los contratos en ese momento. Pero tiene que haber una forma en que se establezca un precio razonable para que la distribuidora compre energía del sistema. Esto es necesario porque si bien el mercado de generación es libre, es muy difícil pensar que, una distribuidora que, no tenga contrato, sea desconectada del sistema. Eso es lo que genera esa necesidad. Porque en un mercado normal quien no tiene contrato no tiene abastecimiento. Pero resulta que éste es un mercado bastante especial, donde el distribuidor que no tiene contrato, por razones ajenas a su propia voluntad, la única solución sería desconectarlo del sistema y dejar regiones completas del país a oscuras. Como se sabe, eso no es posible, por lo tanto, hay que prever una solución más racional. Una de ellas es que la distribuidora compre del sistema a prorrata a los generadores, con un precio eficiente para los consumidores finales.

Por otra parte, está el tema de los incentivos para la reducción de consumos. Explicó que en el proyecto se establecen dos tramos, uno para los clientes de más de 500 kilowatts y otro para los de menos de 500 kilowatts. En primer lugar, el generador puede hacer ofertas directas; en segundo lugar, a través de las distribuidoras.

Respecto de estos incentivos, la Asociación planteó la preocupación sobre lo estipulado en el proyecto que dice ofrecer incentivos para que los clientes reduzcan los consumos. Esto sólo debe hacerse en situaciones excepcionales de contingencia, o establecerse en situaciones de racionamiento, porque es difícil pensar que en una situación de abastecimiento normal se propongan incentivos para que la gente consuma menos electricidad.

Señaló, que el consumo se debe reducir, sólo en casos de contingencia real en el sistema, en especial tomando en cuenta que cuando los clientes reduzcan sus consumos se van a generar serios problemas de costos. Si los clientes bajan sus consumos, esas instalaciones de las empresas quedarán con capacidad ociosa y esa situación constituye un gasto innecesario.

Indicó que otro punto importante, son las facultades extraordinarias que se le otorgan a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. En el proyecto se contempla que en situaciones en que se pongan en riesgo la seguridad del abastecimiento, la SEC tendría la facultad de pedir información y sancionar por falta gravísima al CDEC. Es muy complicado que la SEC intervenga la operación normal que realiza el Centro Económico de Despacho de Carga (CDEC), en una situación de contingencia, determinando una serie de medidas que deberían adoptar los integrantes del sistema, para paliar el supuesto riesgo del mismo.

Agregó que a juicio de la Asociación es altamente inconveniente, pues confunde los roles, que hoy son bastante claros, del fiscalizador, que es la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, con el Centro Económico de Despacho de Carga que es el que vela por la seguridad de operación del sistema.

Sugirió que se elimine el artículo 81 ter, del proyecto de ley, porque es claramente innecesario, esto es un desincentivo para que las empresas que podrían estar en el CDEC, no se incorporan para no tener que pagar el costo de las multas, sin tener responsabilidad.

Señaló que otro tema que es necesario abordar, es el relativo al riesgo de “sobre facturación” de la energía. Añadió, que el punto, en la forma como se establece en el proyecto, la distribuidora pierde mucho la facultad de decidir cómo organizar sus procesos de contratación de energía. En la actualidad, la forma de contratar de cada empresa, es que generalmente se contrata justo lo necesario para consumir. Con lo que se plantea el proyecto, podría ocurrir que la autoridad regulatoria obligara a las empresas contratar en un sistema donde podrían quedar “sobre contratado” y pagar más energía de la que realmente consumen. Este tema puede tener una fácil solución, que es establecer, como principio, que las distribuidoras, producto del sistema de licitaciones contenido en el proyecto, paguen sólo la energía que efectivamente consumen.

Otro tema, que es necesario considerar, es lo relativo a las facultades que se le otorgan al Presidente de la República. A juicio de nuestra Asociación, se establecen facultades demasiado amplias para modificar el DFL 1, de 1982, que es la ley eléctrica. Se debería establecer una clara restricción a tales facultades para que sólo se limiten a la modificación de la ley eléctrica y no para otra cosa.

Planteó finalmente que se incluye el tema de la fuerza mayor. Agregó, que en la versión actual de la ley se dispone que las instalaciones del sistema de transporte y transmisión de electricidad no van a poder calificar ninguna falla, como es el caso fortuito o de fuerza mayor. Se entiende que puede haber un error en la redacción del proyecto. Es absurdo pensar que no existe más que la fuerza mayor en la línea de transmisión.

Lo que parece que tiene sentido es que se elimine como causal de fuerza mayor solamente las indisponibilidades de centrales eléctricas a causa de falta de gas natural provenientes de gasoductos internacionales, y no la causal de fuerza mayor de la transmisión.

El consultor del Instituto Libertad y Desarrollo, señor Renato Agurto, inició su exposición señalando que este proyecto es importante para destrabar la situación crítica en que se encuentra el sistema eléctrico chileno y, particularmente, el Sistema Interconectado Central. Agregó que debido a la crisis del gas existen dos elementos claves que impiden la adopción de decisiones de inversión por parte de los generadores. El primero es el nivel de precios, y el segundo, su estabilidad.

Consideró que el proyecto aborda adecuadamente el tema de la estabilidad de los precios, pero no así el del nivel, porque, nada garantiza que con los niveles de precio de nudo que pudieran existir en un momento dado -particularmente los actuales- puedan despejarse las licitaciones de contrato de largo plazo, que son las que van a respaldar la instalación de nueva capacidad generadora.

Explicó que este proyecto tiene una gran urgencia, debido a la situación que existe en el sistema interconectado central que en los años 2006, 2007 y 2008, será muy crítica, produciéndose un riesgo de restricciones que irá creciendo. Lógicamente, como probabilidad, sujeta a los eventos de fallas de gas o de sequía. Añadió que sólo hacia el 2009 se podrá contar en el sistema con nuevas inversiones eficientes que garanticen el crecimiento de la demanda.

A su juicio, el proyecto aborda muy bien las soluciones que proyecta para el largo plazo en términos de las licitaciones. También plantea bien el tema del suministro en el corto y el mediano plazo, porque soluciona el tema de las distribuidoras sin contrato e introduce un elemento que es positivo, esto es, hacer participar a la demanda en el mercado de corto plazo de energía, a través de la facultad que se les otorga a los generadores para pactar reducciones de consumo en situaciones en las cuales el abastecimiento del sistema sea crítico.

Respecto de las objeciones y propuestas, sugirió que es necesario establecer un mecanismo que permita -a partir de un precio techo inicial igual al precio de nudo- rebajándolo en sucesivas repeticiones de la licitación si es que estas no la despejan.

Indicó que este es un proyecto de largo plazo, así que estas situaciones pueden volver a repetirse en 10 ó 20 años más y, por lo tanto, como solución permanente, tiene que establecerse esta válvula de escape.

El proyecto no aborda, aunque sería importante considerar una diversificación de los contratos por parte de las distribuidoras. Dado que todos los suministros regulados de las distribuidoras en el futuro van a estar contratados a través de licitaciones, ellas no debieran estar expuestas a que en un momento determinado tengan que renovar la totalidad de su suministro a un precio coyunturalmente alto. Desde ese punto de vista, se debiera establecer una limitación en términos, que el monto máximo a licitar cada año por parte de una distribuidora, no exceda del 25 por ciento de sus requerimientos.

Explicó que la iniciativa resuelve bien el tema de la energía, al independizar, durante el período del contrato, el precio de la energía, a través de una fórmula de indexación que la desliga de los precios de nudo. Sin embargo, con relación al precio de la potencia, el proyecto vincula el contrato de suministro al precio de nudo que esté vigente en cada momento a futuro. Si bien es cierto, que hay que reconocer que este precio de la potencia ha sido estable en los 20 años de vigencia que tiene la ley eléctrica, nada garantiza que a futuro pueda tener fluctuaciones y, sobre todo, la preocupación del Instituto Libertad y Desarrollo es que la señal que está dando el proyecto debe llegar a la posibilidad de que entren nuevos

inversionistas al sector. Los que ya están, conocen la historia de la ley, conocen como se ha aplicado la regulación de precios y, por lo tanto, tienen dimensionado ese riesgo, pero un nuevo generador, que quiere entrar con una planta para instalarse a partir del 2009, no tiene controlado ese riesgo.

Por lo tanto, propone que el precio de la potencia, sea el precio de nudo vigente a la fecha de iniciación del contrato, indexado con una fórmula que habría que establecerla en las bases de la licitación.

Señaló que otro tema que le preocupa, es el de la indexación de los contratos que se van a fijar en cada licitación, de acuerdo con las ofertas que se adjudiquen. Tal indexación, el proyecto la establece de tal manera que la licitación se asigna siempre en función del precio inicial, lo cual limita la posibilidad de que pudieran ensayarse otras opciones de indexación. Con esto, no se propone que hoy día se defina cuáles pueden ser esas opciones, pero sí que la ley dé la posibilidad de que exista más de una opción.

En lo que se refiere al largo plazo, cree que los precios se van a despejar en las licitaciones para suministros que se inicien a partir del año 2009, en la medida en que serán despejados por el mercado, por tanto, deberían formar parte de la banda de precios libres, porque amplían el espectro de señales de mercado, con lo cual se ajustará el precio de nudo que seguirá siendo fijado para los contratos vigentes.

Manifestó que las facultades que se le entregan a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), son excesivas, por cuanto en períodos críticos de abastecimiento, importan una coadministración del sistema, por parte de quienes están destinados a regular y fiscalizar el sistema eléctrico.

Por último, indicó que tiene dos observaciones de importancia. Una, se refiere a que el proyecto en sus disposiciones principales, tendientes a facilitar la entrada de nueva generación se permitirá ir diversificando la matriz energética, pues introduce una cuota límite de importación al gas natural, lo cual cree que no es una buena medida si es que efectivamente lo que se quiere es resguardar la seguridad de abastecimiento del sistema eléctrico frente a interrupciones de gas. Se debe suponer que si esta cuota se fijó es porque en algún momento se puede activar, y cuando esto ocurra obligará a subir el precio del suministro porque sencillamente deben derivar a las nuevas inversiones y abastecerse con combustibles más caros. Entonces, desde ese punto de vista, se piensa que es mejor eliminarla y, alternativamente, exigir que aquellas centrales que se instalen utilizando algún combustible riesgoso, en términos de su indisponibilidad por corte de gasoducto o sencillamente por restricción de exportaciones del país, tengan la posibilidad de usar un combustible alternativo. Eso realmente garantiza la seguridad de suministro eléctrico frente a este tipo de contingencia.

Finalmente, señaló que se referirá a dos temas que se están abordando en un mismo artículo. El primero, se refiere al efecto que tienen las indisponibilidades de gas en las centrales de generación. El segundo, es la no invocación de “fuerza mayor” o “caso fortuito” para justificar las fallas del sistema de transmisión. Respecto del primer caso, lo

que concierne a la indisponibilidad de gas natural, el proyecto establece modificar la ley de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y califica, que no será causal de fuerza mayor el caso fortuito, para las interrupciones de gas que afecten la seguridad y calidad de servicios de las centrales eléctricas que son alimentadas con gas natural. En este aspecto, el proyecto está excediendo el marco respecto de lo que se legisló en la ley Eléctrica, respecto de la fuerza mayor y del caso fortuito.

Recordó que el artículo 99 bis, circunscribe la no admisibilidad de fuerza mayor o caso fortuito, para los efectos que puedan causar las sequías o las fallas de unidades generadoras eléctricas. Dentro del marco que establece dicho artículo la no admisibilidad de fuerza mayor requiere de -cuando esto afecte el suministro durante la vigencia de un decreto de racionamiento- la existencia de un decreto de racionamiento, es decir, un período de restricción de energía, y las obligaciones que asumen los generadores en esas circunstancias, en términos de compensar los suministros que no puedan otorgar en esas condiciones.

En consecuencia, al ampliar para las centrales que se alimentan con gas, la no invocación de fuerza mayor o caso fortuito frente a cualquier falla de calidad o seguridad del servicio, se estaría incorporando un espectro muy amplio de situaciones que hace absolutamente imprevisible el alcance que tendría la norma. En segundo lugar, ello reportaría una discriminación en contra de las centrales que se alimentan con gas respecto de las centrales hidroeléctricas y del resto de las centrales que puedan fallar. Se piensa que eso raya en lo peligroso, porque se estaría abriendo la puerta para que ante cualquier situación en que se afecte la calidad del suministro o la seguridad, incluso por interrupciones absolutamente intempestivas, esto es, causadas por situaciones imprevisibles –que no podrían ser introducidas adecuadamente dentro del sistema de precios-, los inversionistas no tomen la decisión de invertir. Es decir, se abre una puerta demasiado amplia a una situación que el país no está en condiciones de dimensionar adecuadamente. En ese sentido, propone circunscribir, para las centrales eléctricas que se alimentan con gas natural, la indisponibilidad del gas en el mismo contexto en que son consideradas actualmente la sequía y las fallas de las centrales eléctricas en el artículo 99 bis.

El gerente de generación de Endesa S.A., señor Claudio Iglesias, indicó que su presentación está relacionada con la crisis energética con Argentina y con la rigidez que tiene el sistema de precios en Chile, lo que puede provocar una profunda crisis en los próximos años en este país, lo que ha motivado al Gobierno a presentar este proyecto de ley.

Señaló que el proyecto está concebido en forma correcta y que, además, busca darle la urgencia necesaria para las soluciones que deben implementarse, pero a su vez, se deben introducir algunas modificaciones para su mejoramiento.

Indicó que las restricciones que han experimentado las empresas eléctricas en el sector generación del Sistema Interconectado Central (SIC) en el último año, han sido muy perjudiciales. El gas que llega para generación en el SIC es alrededor de 8 millones de metros cúbicos por día. Las restricciones que han tenido son aproximadamente el 50 por ciento promedio del gas que llega al sistema.

Explicó que en el sistema interconectado chileno las centrales que operan con gas argentino representan el 25 por ciento de la potencia instalada y el 50 por ciento de la potencia térmica total. Este 25 por ciento de la potencia instalada es el que está experimentando esta situación de corte.

Recordó que una central de ciclo combinado tiene un costo aproximadamente de 200 millones de dólares de inversión.

Señaló que existe una importante diferencia de costos al operar una central eléctrica con gas, o con el sistema de *swap* o con petróleo diesel, en forma alternativa,

Al operar con *swap* los costos de operación se van a 70 mil y existe un sobre costo diario de combustible de 300 mil dólares. Ahora, si les toca, como fue el caso de la central San Isidro, que los últimos días les suspendieron el *swap*, tuvieron que operar con petróleo diesel, situación que les significó tener un sobre costo diario de operación de 700 mil dólares por día.

Explicó que el *swap* opera de la siguiente manera. una central en Argentina, como Costanera, dedica sus máquinas a operar con combustible fuel oil, un poco más barato que el petróleo diesel, y el gas que deja de utilizar al generar con fuel oil, se viene para Chile. Es una forma de pagar un poco menos, pero todavía bastante más cara. Cuando se paga fuel oil se paga tres veces más y cuando se paga petróleo, se paga cinco veces más.

Informó que el costo de inversión de una central es de 200 millones de dólares y tiene un patrimonio de cien millones de dólares. Si uno ve que tiene un mayor costo diario de 700 mil dólares y lo llevamos a términos mensuales, nos da 20 millones de dólares, en cinco meses una de estas centrales “se come” el patrimonio. Esa es la situación real que experimentan en estos momentos.

Otro aspecto de gran importancia, son los costos marginales que experimentará el sistema. De acuerdo con la Comisión Nacional de Energía, en los próximos años, se van a ir aumentando en relación con los precios de nudo del sistema. En ese momento se empezará a producir una enorme diferencia entre costo marginal y precio de nudo.

Por otra parte, es necesario indicar que hay dos mil gigawatts/hora que manejan las empresas distribuidoras que actualmente están sin contratos. Ese diferencial de precio, entre costo marginal y precio de nudo, tiene un costo alternativo, es decir, se puede comprar a costo marginal para vender a la distribuidora a precio de nudo de 70 millones de dólares. En ese momento la brecha va creciendo. ¿Por qué se acorta al final? Porque en los planes de obras que contempla la Comisión Nacional de

Energía, aparecen centrales eléctricas en el 2008, las que no se están construyendo en estos momentos, que son a base de carbón y otros combustibles. Sólo estamos a tres años de esa fecha. Se ha considerado la instalación de nuevas centrales, pero el plazo es muy corto para desarrollarlas.

Señaló, además, que los 2003 y 2004 se presentaron como años secos, y el nivel de los embalses se encuentra bajo. También, está presente la amenaza de corte de gas, y el costo marginal que se está experimentando es de 120 US\$/MWs. Entonces, las diferencias son aún mayores.

En relación con la evolución de las empresas distribuidoras que van quedando sin contrato, evidentemente no lo tienen porque es muy costoso abastecerlas, debido a la diferencia existente entre los dos mercados y a los costos que están experimentando las centrales. Se partió el año 2005, con alrededor de 2 mil kilowatts/hora, y se terminará el año 2008 sobre los 5 mil kilowatts/hora.

Por otra parte, se pueden revisar algunos números para tener idea de qué estamos hablando. Si el año 2008 las diferencias entre los precios de nudo y los costos marginales fueran del orden de unos 40 US\$/MWs por cada kilowatt/hora, costaría 200 millones de dólares abastecer esos 5 mil kilowatts/hora por concepto de diferencia de precio.

Ante esa situación habría que preguntarse ¿Qué pasaría si esa diferencia se repartiera entre todos los consumos del país? A esas alturas, el consumo nacional en relación con la energía de clientes regulados será de unos 25 mil gigawatts/hora. Entonces, si se tomaran los 200 millones de dólares y los dividiéramos por 25 mil gigawatts/hora, nos daría unos 8 US\$/MWs, que representan un poco menos del 10 por ciento de la tarifa domiciliaria.

En suma, estamos hablando de una solución ante el otro escenario, es decir, los altos sobrecostos que está experimentando el sistema en este momento.

Explicó que para el largo plazo y de las posibilidades de desarrollo, están trabajando en conjunto con Enap para lanzar una planta de gas natural licuado, (GNL) que les permita tener nuevas inversiones. Pero ella probablemente esté operativa a comienzos del año 2009 si todo sale bien. Así y todo, están muy ajustados los plazos para llegar a comienzos de 2009 con ella en condiciones de operar. Ella no alcanzará a estar lista el 2008, como era el deseo de la empresa y el problema es que existe una gran incertidumbre respecto de cuál será el precio al que va a llegar el GNL a Chile.

Indicó, finalmente que una central de ciclo combinado, tiene un costo de inversión de unos 200 millones de dólares, pero al tomar un contrato del tipo take or pay, es decir, que hay que pagar independientemente se consuma o no, va a experimentar un costo anual de 90 millones de dólares. Es decir, en un proyecto de inversión que se realiza sobre la base de GNL, el costo no está en la parte inicial –de hecho, se pueden poner 200 millones de dólares para instalar una planta-, sino en la

obligación de pagar el combustible a 15 años plazo, que alcanza el orden de 90 millones de dólares por año. Por eso, es necesario buscar equilibrios, con contratos de largo plazo que puedan firmarse con empresas reguladas.

Señaló que respecto del proyecto de ley en estudio, Endesa desde hace varios meses ha venido sugiriendo algunas fórmulas de ajuste similares a la que se presenta en esta oportunidad.

Por una parte, se acordó lo relativo al precio de nudo, elevado, naturalmente, por la vía de estabilizarlo. Tal situación, debiera permitir que estos precios sirvieran para rentar las inversiones que necesita el sistema.

Indicó que el mecanismo para el largo plazo parece el mas correcto. El proyecto busca precios estables por un período largo, limitado al precio de nudo vigente. El problema sigue siendo el punto de partida. La incertidumbre la provoca nivel de precios de nudo que sirven para hacer los contratos de largo plazo, los que deberían estar relacionados con las realidades que costarán las nuevas plantas y el insumo respecto del GNL.

Mencionó que el precio de nudo que hay en este momento, es tradicional y teórico, que resulta del cálculo de modelos que establece la Comisión Nacional de Energía, y que es de 72 dólares por megawatts hora. Éste es un precio que nunca se había visto en Chile como resultado del cálculo de precios de nudo. Ese resultado se obtiene porque se mezclan dos situaciones: la de escasez de corto plazo y las inversiones nuevas que se ven en el mediano plazo.

Por otro lado, la mecánica de una banda de precios libres, está fuertemente influenciada por la realidad antigua, se sabe que este precio baja y queda, aproximadamente, en 42 ó 43 dólares. Evidentemente, hay un descalce. Es casi una casualidad que el precio de nudo aplicado por la banda se vaya dando, más o menos, con lo que se cree que va a costar el GNL.

Podría ocurrir que, en los momentos en que se tomen las decisiones de inversión en la planta de GNL o de aprobar la licitación de Enap, no esté ocurriendo eso y todavía exista una brecha importante. De ahí que al parecer que existe un pequeño problema: que los precios de estos contratos de largo plazo, en un primer momento, no sean un reflejo exacto o no calcen con el precio de nudo.

La solución sería flexibilizar el techo de la licitación; es decir, facultar a la Comisión Nacional de Energía para que establezca las condiciones, si esto no resulta, significa que el precio de nudo vigente no sirve.

En síntesis, sin que la Comisión Nacional de Energía pierda la autonomía de fijar ese techo, debe tener cierta flexibilidad para permitir que estas variables se ajusten y calcen.

Otro punto que no es menos importante es la fórmula de indexación que va a trabajar con estos precios. O sea, se va a dejar un precio fijo. Suponiendo que se partió bien y que el techo que fijó la Comisión estaba perfecto, el gas costó barato, pero estos contratos deben

pagar 90 millones de dólares todos los años y, evidentemente, la fórmula de indexación que tengan estos precios en el tiempo debe tener alguna relación estrecha con los costos que van a tener en los contratos “take or pay” o del gas natural. La única manera es que exista un buen calce a través de los planes de obras y de la fórmula con lo que se va a obtener en las licitaciones.

Señaló que es necesario considerar que los precios que se obtengan en las licitaciones a largo plazo y que provengan del GNL, puedan pasar a constituirse también en la banda de precios libres. Eso no está en la proposición del Gobierno, pero sería muy positivo que así fuera.

Respecto de mecanismos para el corto plazo, el proyecto contiene licitaciones con precios ligados al costo marginal, señal de precios correcta para inversiones en tiempos de crisis. El principal problema que todos tendrán que enfrentar en los próximos años será la capacidad financiera y económica de las empresas para resolver esta crisis. Podrán pasar tres años tratando de combatir con *swap*, que cuesta carísimo, con quemadas de diésel en las centrales, con soluciones de emergencia que en este momento no se alcanza a visualizar, pero que todo asegura que van a ser bastante caras frente a una crisis.

Señaló que esta propuesta, parece correcta, porque permite que los clientes que están en este momento sin contrato, tengan un traspaso más real de los costos marginales y que, por la vía de repartir entre todas las distribuidoras, se logre que ese traspaso llegue muy atenuado al público. Pero ésta no debe esperar resoluciones exentas o trámites, que en el proyecto de ley quedan bastante indefinidos. Deben haber fechas concretas del momento en que esto se aplique. Es decir, que exista una mecánica que permita que esto entre en vigencia, ojalá, con la misma ley.

Por otro lado, no es menor el hecho que el gas natural va a llegar el 2009, se está hablando del 31 de diciembre de 2008, incluso, hay que tener la previsión de que esto se desajuste por algunos meses, que puede ser a principio del 2009. Por lo tanto, esta fecha rige a partir de diciembre de 2008, esta fecha se podría trabajar de alguna forma para dar un año de plazo más o dotarla de alguna flexibilidad de manera que esa fecha se pueda adaptar a la situación real que tendremos ese año. Sólo el cien por ciento de costo marginal cubre el costo de oportunidad, sin cubrir compensaciones y multas. Aquí hay un elemento complejo desde el punto de vista de los clientes sin contrato o a los clientes que estaban en la Resolución Ministerial N°88 se les va a hacer ese traspaso. En esa situación, los generadores que hagan estos contratos van a quedar expuestos a las multas o compensaciones que estaban en la ley cuando no tenían contrato.

Como solución a esto es necesario establecer la vigencia inmediata, como lo decía la RM 88 de este mecanismo de traspaso al costo marginal, extender el plazo de vigencia en un año, al 31 de diciembre de 2009, o algún otro mecanismo que le dé flexibilidad a este tema, probablemente en manos de la propia Comisión Nacional de Energía o del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, y ver cómo se trabaja con las compensaciones y multas que puedan derivar del 99 bis en estos contratos o buscar una manera de que los costos asociados a esto se

podrían repartir entre todas las distribuidoras. En general, parece correcto que el mecanismo represente los costos marginales y distribuirlos entre todos los generadores, ya que en alguna oportunidad Endesa propuso un mecanismo de seguro en términos de acoger cierta proporción de los costos marginales en momentos en que la situación era menos dramática que la actual.

Planteó que le parecen inconveniente las atribuciones adicionales que se le están otorgando a la SEC. Es necesario recordar que la SEC debe supervisar el cumplimiento de las normas para una operación segura de mínimo costo, y que es el CDEC el que dispone de la operación económica y la programa. Agregó que el proyecto propone una casi “coadministración” entre el CDEC y la SEC de las normas de operación. Esta situación parece que es muy peligrosa, muy compleja, porque significaría un cambio absoluto de las reglas y de las formas de operación. La SEC, siendo un organismo del Estado, no independiente, ya no sería supervisora, sino que prácticamente daría instrucciones de cómo debe operarse el sistema. Es como si en una crisis económica la Superintendencia de Valores y Seguros interviniera en el Banco Central.

Planteó que el otro tema que les preocupa es que no corresponde calificar argumentar fuerza mayor en las líneas de transmisión. Desde hace tiempo, ha habido un intento porque la ley eléctrica faculte a la Superintendencia para que acepte calificar el concepto de fuerza mayor, a pesar de que esto le corresponde a los tribunales o a otras instancias. Ciertamente el tema de la indisponibilidad de centrales, a consecuencia de restricciones parciales o totales a gas natural, deriva de problemas de relaciones internacionales.

Expresó que en la actualidad, están todos enfrentados a una realidad, que el gas se va a cortar en los próximos meses. Las posibilidades son muy altas, ya sea porque hayan huelgas, nuevas restricciones o por otra causa y, efectivamente, las empresas que tienen gas natural deberán tomar las providencias del caso, por lo menos, teniendo la alternativa de quemar otros combustibles. Por lo tanto, claramente parece pertinente que no sea causal de fuerza mayor.

Sin embargo hay que considerar que si bien es cierto que entre las causas por las cuales pueden fallar está la negligencia de un mantenimiento o de una mala operación, también puede suceder por causas naturales, como un terremoto o un rayo. Entonces, la solución es eliminar esta parte del artículo, es decir, no incluir en este paquete, la indisponibilidad del sistema de transmisión o transporte de electricidad.

La participación de la demanda en el mercado de corto plazo va en la dirección correcta. El proyecto incorpora la posibilidad de pactar a través de la empresa distribuidora, reducciones de consumo con clientes regulados, lo cual es bueno, sobre todo por las instancias que permiten tener válvulas de escape e ir donde los clientes y ofrecerles reducciones de consumo en un momento futuro en que, a lo mejor, se necesitarán. Las mediciones requerirán de un especial control, al igual que la imputación de la reducción de consumo al interior de la cartera de clientes.

Respecto de la diversificación de los insumos de generación, considera que, la asignación bajo restricciones, máximo 85% no será más eficiente que la del mercado, bajo los incentivos correctos.

Como conclusión, el proyecto busca correctamente la forma de solucionar la necesidad urgente de realizar inversiones para el suministro de mediano plazo, pero requiere de diversas correcciones. El mecanismo de largo plazo requiere mayor flexibilidad en el precio de techo y una fórmula de indexación cuidadosamente construida para que funcione. El mecanismo de corto plazo requiere plazos perentorios y la socialización de los sobrecostos, si se llega a la compensación. No deben modificarse las funciones y atribuciones de la SEC. El Estado no debe intervenir en el mercado eléctrico. Eliminar causales de fuerza mayor evidentemente no aumenta la seguridad.

El gerente general de Chilectra S.A., señor Rafael López Rueda, inició su exposición señalando que se trata de un proyecto de bases esenciales y que se encuentran pendientes diversos desarrollos normativos, cuestión que no es menor ni sencilla.

Planteó que se deben establecer instrumentos específicos, como un reglamento, que permita hacer operativa la ley, en la medida en que las licitaciones también lo sean. En ese sentido, deberán trabajar estrechamente con la Comisión Nacional de Energía y con el mercado para ser impecables en la elaboración de las bases de licitación. Además, la Comisión Nacional de Energía adquiere un compromiso efectivo en el proyecto, cual es dar un sello de viabilidad a los proyectos de licitación, por cuanto, una vez que las bases de licitación estén hechas, debe aprobarlas por ley. Ese será el sello de viabilidad efectivo que tendrán estos proyectos.

Chilectra tiene una convicción profunda, como distribuidora y agente comprometido con el mercado, de cumplir siempre con su deber y obligación, por eso no tienen ningún problema con la aprobación del proyecto de ley, en estudio. Lo que sí plantean es que existen algunas normas que debería ser modificadas.

Indicó que en esencia, éste es un buen proyecto de ley en su concepción, ya que tiene un objetivo específico con instrumentos que se deben desarrollar para resolver el problema efectivo de oferta de energía. En esa línea, Chilectra compromete todo su apoyo y colaboración. Como idea general, el proyecto debe resolver, con sus perfeccionamientos, el problema de oferta de energía que actualmente soporta el país por la crisis energética.

El primer punto de análisis de esta empresa, dice relación con la necesidad evidente de otorgar incentivos para asegurar inversiones en generación, que es el objetivo básico del proyecto. Es una proposición que está en lo correcto.

El segundo aspecto tiene relación con que exista una adecuada asignación de riesgos en la cadena eléctrica. Para la empresa es muy importante asegurar que los riesgos que generación, transporte y

distribución. Se asumen con este proyecto que sean gestionables, pues, de lo contrario, se encontrarán con un problema de incapacidad de gestionar los riesgos, los que se asocian a la distribución. La mayor eficiencia se consigue si los riesgos de negocios se gestionan por quien puede hacerlo, porque el que no puede, naturalmente no tiene capacidad o queda impedido de desarrollar una gestión eficiente.

El tercer punto está asociado a asegurar una equilibrada asignación de derechos y deberes para los agentes que intervienen en el mercado. En definitiva, requieren que la ley no dañe los derechos y obligaciones de los agentes del mercado, pues de lo contrario, tendría limitada aplicabilidad.

El cuarto aspecto a considerar es el denominado “eficiencia regulatoria”. Consideran que el mercado es el mejor asignador de recursos y que la regulación debe corregir imperfecciones coyunturales o debilidades ya reguladas o regulaciones que no tengan una perfecta aplicación.

El quinto punto tiene que ver con la preocupación que tienen por el cliente. Consideran que el proyecto debe ser una iniciativa que el cliente perciba como legítima y conveniente y que tienda al crecimiento y al desarrollo del país. Sobre todo, deben explicarles a los clientes una realidad que es evidente, que el precio de la energía es creciente no sólo en Chile, sino también en el resto del mundo. No hay duda, que con las grandes demandas que se producen, sobre todo en los países asiáticos, los precios de los combustibles irán aumentando y, por ende, también el de la energía.

Señaló finalmente que planteará las siguientes observaciones al proyecto en análisis:

La primera tiene que ver con la obligación que la ley le impone a los distribuidores para asegurar el suministro a todo su mercado regulado.

El artículo 71-1 establece obligaciones para las distribuidoras que, en opinión de la empresa, no son gestionables, porque no existen los elementos para hacerlo. Tal obligación es disponer del abastecimiento de energía para los clientes regulados a todo evento y en forma permanente. Además, si no hay contrato con las generadoras, eventualmente tendrían la necesidad de contar con generación propia. Al respecto, hará los siguientes comentarios:

Primero, el proyecto, tal como está redactado, da por descontado que las licitaciones siempre serán exitosas. Pero, si no lo fueran, la gran pregunta que se deben hacer es si tendrán la capacidad de generación propia para atender la necesidad del mercado regulado. La visión que tiene la empresa es que no están facultados técnicamente ni capacitados para ser generadores, porque es un negocio especializado. Por lo tanto, no tienen ningún aporte de valor importante que hacer.

Ahora bien, la posibilidad de no tener un contrato es un riesgo en el que no tienen la capacidad de gestionar y, en definitiva, es inmanejable, porque las distribuidoras no tienen capacidad de generar una

expectativa mejor o un interés por parte de algún oferente distinto del que podría ofrecer el mismo generador. Por lo tanto, no pueden gestionar ese riesgo.

En definitiva, propone incorporar una salvaguardia legal que restituya el desequilibrio en la asignación de riesgos que no pueden gestionar.

Hoy, el mercado regulado alcanza al 60 por ciento del total de la energía demandada en el sistema interconectado central. Sin embargo, la ley corta reduce el potencial de este mercado, dado que amplía o reduce el nivel de los clientes libres. Por lo tanto, si todos los clientes libres se liberaron, el mercado regulado en el 2007, 2008 ó 2009 podría ser 40 ó 50 por ciento, dependiendo de las ofertas que las generadoras o eventualmente las comercializadoras les pudieran hacer a estos clientes. Se trata de un riesgo que, en forma natural, se tiene que ir reduciendo para el generador. El riesgo de atender el mercado regular se reduce en la medida en que éste, teóricamente, se reducirá por la aplicación de la ley corta.

La propuesta es que esa salvaguardia fuerce a que el suministro no cubierto en cualquier licitación aprobada por la CNE, como lo establece la ley, sea entregado por el conjunto de generadores calificados. El principio aplicable es que esa cobertura de licitaciones que no hayan sido exitosas sea a prorrata y con una señal de precio eficiente.

Según la opinión de la empresa, no puede haber cualquier precio. El precio de nudo no es la mejor señal, porque puede darse que las licitaciones queden sin cubrirse. Tampoco debería ser un costo que no diera señales de largo plazo.

El precio de nudo debe cumplir algunas condiciones. En primer lugar, incentivar una generación eficiente, es decir, una oferta de energía eficiente. En segundo lugar, el cliente regulado debe ver preservados sus intereses, esto es, que no corra con todos los riesgos del mercado. El precio debe limitar la asunción de riesgos por parte del cliente, a fin de que no recoja los costos marginales o aquellos en que no tiene capacidad de influir.

Por otra parte, el precio debe evitar el deterioro patrimonial y de competitividad de las distribuidoras. Es evidente que, en general, un precio alto determinará menores consumos de energía por parte de los clientes, lo que conlleva un menoscabo patrimonial de las distribuidoras, porque éstas recuperan el valor de su inversión en función de la energía que venden. Por otra parte, el mayor precio de la energía genera un incremento en el hurto y la morosidad.

Indicó que el segundo punto de la exposición es la reducción de consumos que se establece en el artículo 90 bis, que faculta a los generadores a otorgar incentivos económicos a los clientes regulados de las distribuidoras para que reduzcan sus consumos.

En este punto, no hay relación con el Mensaje, que señala que se aplicaría frente a condiciones de contingencia eléctrica, pues el articulado no determina períodos de aplicación. Al parecer, se trata de una aplicación permanente. Por eso, creen que en el fondo lo que se

produce es que hay una apertura del mercado regulado y, en alguna medida, aparece el concepto de comercialización.

Naturalmente están a favor de que el mercado no regulado se amplíe y que la comercialización aparezca como un instrumento eficiente de asignación de recursos, pero siempre, en la forma y el tiempo debidos.

Además, con esta medida puede haber una transferencia de riesgos desde el generador hacia el distribuidor. Puede ser una fórmula de corrección de políticas comerciales por parte de los generadores que si estuvieron sobrecontratados o tuvieron una acción equivocada con esta medida pueden generar un perjuicio a los distribuidores en la medida que nos están forzando, en última instancia, a reducir el consumo a nuestros clientes.

Luego, hay otro inconveniente que es importante y es que esta medida va a dificultar calzar la energía contratada a través de las licitaciones, o con contratos vigentes y el mercado regulado que finalmente resulte. No van a ser capaces, de proyectar el mercado regulado, que se moverá en función de los incentivos que entreguen los generadores a los clientes finales. Por lo tanto, ahí hay un problema que se debe resolver.

También esta medida implica un daño patrimonial para las distribuidoras, por cuanto, en general, las fórmulas tarifarias están calculadas en base a una cierta proyección de demanda -la que sea- y, en la medida en que se produzcan oscilaciones en ella, producto de esta oferta de las generadoras, la demanda no será concordante con la que se había proyectado al momento de fijar las tarifas.

Como consecuencia de esta medida, las distribuidoras se verán en dificultades o estarán impedidas de recuperar el valor agregado de distribución como valor total que debe de retribuir el activo. Además, seguramente también se verán impedidos de recuperar los recargos de subtransmisión, lo que está muy relacionado con la demanda de energía final que hagan los clientes. Naturalmente, este mecanismo generará una suerte de administración, y el proyecto no contempla cómo serán recuperados por los distribuidores.

El sistema genera una relación comercial multilateral de difícil manejo práctico, porque habrá casos de oferta de varios generadores para un mismo cliente. La pregunta es cómo se discriminará esa oferta.

Hay dificultades de ese estilo y otras adicionales que tienen que ver con que hay mucha movilidad de clientes, porque probablemente valoran el consumo histórico en un domicilio en el que habita un determinado cliente y, cuando éste se mude de domicilio, el nuevo morador tendrá un consumo distinto, por lo que resultará premiado o castigado.

En definitiva, si bien, es bueno incentivar el uso racional de la energía, este no es el mecanismo más adecuado para ello. Lo que procede es legislar en concordancia con el principio de eficiencia regulatoria, es decir, regular lo que haya que regular y dejar que el mercado

opere en todo aquello que no es necesario regular y, además, evitar el daño patrimonial que tendrán las distribuidoras como consecuencia de la aplicación de esta medida.

Por eso, es bueno que el mercado asigne los recursos con señales de precio adecuada, de forma que se puedan conseguir los objetivos de uso racional de la energía, esto hay que hacerlo en un contexto integral de largo plazo, lo que, en definitiva debe significar la aparición de los comercializadores y, naturalmente, mayor apertura en comparación con el actual mercado regulado.

Chilquinta propone que se incorpore al artículo 71-4 un inciso que establezca que el total de la energía que deberían facturar el o los suministradores a una distribuidora sea igual a la energía que efectivamente sea demandada por este mercado, calculado en los diferentes períodos de facturación. En el fondo, lo que pretenden es que no se traslade a los distribuidores un riesgo de mercado que no son capaces ni pueden gestionar, por cuanto son decisiones de clientes basadas en indicaciones del proyecto de ley y en la oportunidad que tienen de estar o no en el mercado regulado.

También hay una observación al artículo 81 ter, que otorga mayores atribuciones a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Como está estructurado institucionalmente el sector está bien. O sea, la CNE regula, la SEC fiscaliza y el CDEC coopera.

Con el otorgamiento de facultades extraordinarias a la SEC se corre el riesgo que en la práctica se transforme en un planificador del sistema y confunda su papel con el que actualmente está desarrollando el CDEC. Temen que en este esquema haya dilución de responsabilidades de las instituciones y, al final, no haya una adecuada especialización de roles por parte de las diferentes instituciones.

La SEC ya cuenta con facultades suficientes de información y fiscalización de los CDEC.

No sería malo ampliar la participación en el CDEC de otros agentes del mercado. Pero, en este momento hay una serie de problemáticas que impiden un incentivo para que otros agentes intervengan, cuando se han producido algunos acontecimientos. En forma solidaria se ha multado a instituciones del CDEC sin determinar claramente cuál ha sido la responsabilidad directa y precisa de cada uno de los sus componentes.

Por lo tanto, proponen que se elimine el artículo 81 ter.

Paralelamente, que se clarifique y que se precise reglamentariamente las responsabilidades de los integrantes del CDEC frente a contingencias que afectan al sistema eléctrico, de forma tal que haya un atractivo para integrarse a él; asimismo, hacerlo más operativo, más transparente, más abierto y, por lo tanto, más eficiente.

El gerente general de Chilquinta Energía S.A., señor Cristián Arnolds, señaló que el proyecto tiene como único y gran objetivo incentivar nuevas construcciones y nuevas inversiones en

generación, tema relevante para Chile y que les preocupa mucho como distribuidores, porque dan la cara al cliente final, cuando la situación se torna muy complicada a raíz de la falta de energía. Ése es el punto central.

Indicó que las proposiciones que hace el proyecto son positivas. Lo que establece respecto de las licitaciones debería ser un mecanismo que permita la construcción de nuevas centrales. Además, dispone la obligación de los distribuidores de brindar suministro, que las licitaciones estarán supervigiladas por la Comisión Nacional de Energía y que el límite de precio para las licitaciones es el precio de nudo, aspecto que consideran puede hacer que este proyecto, si bien persigue muy buenas intenciones, pueda convertirse en un fracaso total, porque puede significar que, en la práctica, no opere.

Expresó que en la actualidad, sin gas natural, están absolutamente justos en el margen de reserva que debe tener el sistema. En la mitad de 2006 nos encontraremos en una situación, donde sin gas natural no sólo no tendremos reservas, sino que estaremos justos con la oferta. Con posterioridad no habrá suministro, por lo tanto, habrá racionamiento. Si bien siempre se cuenta con algo de gas, hay que prever el futuro.

Por otra parte, aunque haya gas suficiente, igual en el 2008 se llegará a un punto donde se comienza a agotar la reserva. En el 2010 ya no habrá reserva.

Lo anterior refleja que estamos en una situación muy compleja. Eso significa que desde el 2008 habrá un problema estructural de ofertas en el sistema. Entonces, si no se empieza a construir luego una próxima planta de generación en Chile, como país, existe el riesgo de tener en los años 2009 y 2010, racionamientos de energía eléctrica. Para qué decir si no tenemos agua. Ésa es la realidad nuestra.

Es muy importante que el proyecto funcione para incentivar la instalación de nuevas centrales con tecnologías alternativas de gas argentino.

Explicó que una planta de carbón podría ser una alternativa. Por ejemplo, se podría construir mañana. Con ello, no sería necesario saber si la planta de GNL se va a construir o no. El carbón está disponible en el mundo. Se podría partir mañana. Esa planta se demora más o menos cuatro años en construirse, quizás, con suerte, tres.

En cambio, el plazo de construcción de la Central de GNL hoy día es más incierto. Quizás es más rápido construir una central a carbón, pero el terminal de GNL no está construido.

Hoy, si se plantea la posibilidad de llevar a cabo un contrato para consumir GNL en Chile desde el 2009 en adelante, no lo firma nadie. Por lo tanto, hoy no se puede partir construyendo una central. No es necesario ser pesimista, pero es la realidad.

Añadió, que mientras no se aclare cómo se arma este proyecto de GNL, quien lo financiará, si están comprometidos los volúmenes emitidos, si hay ofertas, en fin. Porque aquí hay que pedir ofertas de GNL, que significa toda una cadena de abastecimiento desde los pozos

que van a estar quizás en Qatar, además de los barcos y los terminales, etcétera. Y no se sabe a qué precio va a llegar. Si va a haber una licitación – ojalá se haga luego-, pero a ver a qué precio llega. Si el gas natural licuado llega a 6 ó 7 dólares, aquí no se va a construir ninguna central a gas natural licuado. Eso es solamente para decir que hay una cierta incertidumbre alrededor de esa alternativa.

En resumen, el tema es complicado, porque se desea reemplazar una cosa que sí sabemos hacer, que es usar el gas argentino, pero no es fácil reemplazarlo.

El precio de nudo actual está, más o menos, entre 42 y 45 dólares por megawatts hora. El costo de desarrollo que se han consultado con especialistas, de cualquiera de las otras alternativas, tanto del GNL como del carbón, es de 50 dólares hacia arriba.

Explicó que el hecho de que el proyecto tenga este tope del precio de nudo, como tope de precio de la licitación que la distribuidora pueda hacer para conseguir suministros, hace muy probable que todas las primeras licitaciones queden desiertas, porque el precio no es suficiente. Además, el generador ve que el precio de nudo está subiendo.

En las fijaciones de precio de nudo, si analizan las últimas tres, el precio va subiendo muy fuerte. No sube tanto al final, porque se topa con la banda, que es, más o menos, 5 por ciento de los contratos libres. Pero el precio está subiendo. Entonces, ¿qué pasa? Que esta licitación del distribuidor no conviene, porque es mejor esperar una, dos o tres fijaciones de nudo más, para tener un precio mucho más alto. Entonces, no es que nunca vaya a ocurrir el contrato, pero lo que sí va a pasar es que pueden pasar dos años haciendo licitaciones desiertas y resulta que recién después se va a adjudicar y recién se va a empezar a construir la central.

Por lo tanto, sería bueno preguntarse ¿Cuál es la solución? Eliminar ese famoso límite del precio de nudo. Hay soluciones que uno podría disfrazar. Lo único que vamos a conseguir es perder más tiempo, porque habrá que efectuar muchas licitaciones. Si se tiene confianza en el sistema, que no se le ponga límite al precio, porque se está matando la solución.

El otro tema que se debe solucionar es qué pasa si las licitaciones quedan desiertas o si el distribuidor se queda sin contrato. Incluso puede que la licitación se adjudique, pero si el generador que se adjudicó la licitación quiebra, no va a cumplir con el suministro. Entonces, una distribuidora puede quedar sin suministro, aunque haya adjudicado la licitación, por el hecho de que el generador a lo mejor tuvo un problema financiero y prefiere perder la garantía antes que construir la planta y no cumple el contrato. Pero se puede quedar sin suministro, y dado que hay una obligación perentoria del distribuidor de contar con suministro, es muy sano que en esta ley se prevea qué pasa en ese caso, y la solución es que el distribuidor pueda comprar la energía del sistema, que los generadores la suministren a prorrata dentro de sus capacidades y que se les pague un precio eficiente, que puede ser más o menos el precio de nudo.

Hoy, la obligación de vender a precio de nudo sin contrato suena muy onerosa, porque el precio de nudo está muy por debajo

de los costos. Pero se está hablando de un período de más largo plazo, y en esas circunstancias, el precio de nudo va a reflejar el precio de los contratos de ese momento. Entonces, en ese momento, que uno compre al precio de nudo, no es tan dramático como hoy.

Hay dos alternativas. Se cree que en el largo plazo, desde 2009 en adelante, puede considerarse el precio de nudo, porque en él se incorporará el aumento de costos del que ahora se está hablando. En el corto plazo, reconoce que es más difícil; el precio de nudo hoy está artificialmente bajo, porque está topado en la banda y no refleja los costos reales de generación, que han subido mucho. Ha subido el carbón, no hay gas desde Argentina, se está operando con diesel; entonces, es cierto que ha subido mucho.

Señaló que una alternativa de precio puede ser el costo marginal, pero se sabe que éste puede ser demasiado, porque el costo marginal es lo más caro de producir hoy día. Pero los generadores están produciendo con un promedio de costo más bajo que ése. Entonces, hay que buscar una solución intermedia.

En el período transitorio, hay que buscar una solución. Quizás sería bueno que en vez que el distribuidor compre a precio de nudo, que puede ser muy bajo, que compre al precio de nudo teórico, porque en el fondo el precio de nudo oficial es el que topó en la banda, pero el precio de nudo calculado por la Comisión Nacional de Energía, hoy es mucho más alto.

Explicó que en la actualidad, el precio de nudo está entre 42 y 45, porque topa en la banda, pero el precio que se calculó de verdad, es 60. Entonces, eso puede ser una buena solución. El precio de 60 es el promedio de los costos marginales de los próximos cuatro años, pero no es tan alto como el costo marginal. Es el costo medio del suministro del sistema.

En principio es algo que no es tan arbitrario. El precio de nudo sin topar en la banda. La solución es que, en las licitaciones, si el distribuidor se queda sin contrato, se le asigne la solución de precio no calculado. Eso responde al hecho físico e indesmentible de que el distribuidor tiene que seguir conectado y seguir consumiendo la energía.

Al generador hay que buscarle una solución para ese problema.

Indicó que en el corto plazo existe la solución del costo marginal. Suena demasiado alto, pero también hay que prever una solución en el caso de que el distribuidor se quede sin contrato, a pesar de que haga la licitación. En ese caso nuevamente podría aplicarse esa fórmula.

En las reducciones de consumo es importante tener en cuenta que la redacción del artículo tiene una falla. Está pensado en un momento de contingencia del sistema y no de una situación normal. Actualmente el proyecto está escrito en situación normal y eso debiera corregirse porque en realidad el sistema eléctrico no debiera funcionar haciendo ofertas a los clientes para que no consuman. El sistema debe funcionar teniendo en vista lo que los clientes necesitan consumir.

Obviamente que hay que hacer campañas de uso eficiente de la energía pero si la necesitan, que la usen.

Por eso el artículo está bien, pero en el caso de la emergencia, ella debiera ser en época de racionamiento. Se le debe dar una buena definición de lo que es la emergencia en el sistema eléctrico.

También hay que pensar en el caso de la distribución y transmisión, hay que ser ecuanímenes, equitativos y estar preocupados de que todos los actores del sistema tengan una compensación adecuada a sus costos. Se piensa que si la generación esta obligada a vender a precio de nudo puede ser oneroso para ellos, porque cuando se hagan esas reducciones de consumo debiera pagarse la capacidad ociosa que queda en las instalaciones por el simple hecho de que no se estén usando.

Señaló que otra cosa complicada, son los pagos de potencia de los generadores. Se sabe que un cliente residencial, que consume la potencia en punta en el invierno, los obliga a comprarla al generador. Pero el resto del año no la usa. En la medida que ese cliente consume todo el año esa potencia, recupera su costo, pero si empieza a ahorrar no es posible lograrlo.

Planteó un esquema muy simple: compensar los costos que quedan sin pagar y también el costo de administrar la oferta, que es un tema engorroso para clientes masivos.

En la SEC hicieron una proposición para realizarlo con clientes de más de 50 kilowatts para evitar de que sea tan masiva la oferta y concentrarse en los clientes más grandes, que son los que pueden reducir consumo más fácilmente. En los residenciales es más dudoso que puedan ajustar su consumo, porque tienden a seguir consumiendo lo mismo.

El otro punto importante a tratar, es la facultad de la SEC porque es un tema realmente grave en el proyecto. La SEC no puede tener facultades de intervenir la operación del sistema, porque es fiscalizador, no es operador del sistema y tampoco tiene la gente que sepa hacerlo. Pueden cometer grandes errores en la medida que utilicen esa atribución excesiva de intervenir en la operación del sistema.

La verdad es que ellos no están preparados para señalar tal cosa. Para eso está el Cdec, que además está fiscalizado y multado por el SEC, cuando se supone que no lo hace bien. Por lo tanto, esto es totalmente innecesario y abre una puerta de incertidumbre extraordinaria para el sector, si es que se aprueba así.

En definitiva, propone eliminar el artículo 81 ter y mantener lo que actualmente hay: facultades suficientes del SEC para fiscalizar y que el Cdec cumpla su función. Ahora, este último se puede mejorar incorporando más integrantes. Por ejemplo, Chilquinta. Si quisiera podría estar, pero no. Porque no tienen ningún interés de compartir la fiesta de las multas que aplica el SEC cada vez que hay una interrupción al suministro. Está claro que no serían los responsables, solo son los distribuidores, por lo tanto, mal podrían ser los responsables de un apagón. Pero les llegaría igual, porque el SEC, muchas veces, multa a todos que son

responsables. Ello desincentiva que nuevos actores sean parte del Cdec. Ahora, si hubiesen más actores las decisiones serían un poco más democráticas, porque se diluirían más las cuotas de poder que existen en la actualidad y no dependería tanto de los generadores. Pero están los incentivos negativos para no meterse. Si uno lo hace le llega una parte de la cuenta que es bastante cara por lo demás. Por ejemplo, hay casos de empresas de transmisión que les han cobrado multas de cientos de miles de dólares por apagones, en circunstancias de que ellos operan en zonas donde no se cortó la luz en esa oportunidad.

Finalmente, señaló que si se desea mejorar un poco el tema, en vez de darle estas atribuciones al Cdec, que no corresponde, sería mejor que no multen a todos los integrantes por igual.

El presidente la empresa Colbún, señor Emilio Pellegrini Ripamonti, señaló que desea analizar sólo tres temas del proyecto.

El primero, es acerca de la resolución ministerial N° 88 –que trata el tema de las empresas distribuidoras sin contrato-; segundo, las atribuciones que el proyecto otorga a la SEC, y tercero, sobre lo que denomina la retroalimentación de los precios para los efectos de ir despejando los precios de mercado.

Explicó que la situación eléctrica actual es bastante dramática. Las centrales de ciclo combinado funcionan con un octavo de gas del que debiera llegar. De las cuatro centrales de ciclo combinado, sólo media central funciona con gas argentino; en el resto se está usando gasoil o diesel. La operación de una central con diesel –no con gasoil, que debe costar 450 mil dólares- cuesta 700 mil dólares día hacerla funcionar. Entonces, operar dos centrales con petróleo cuesta mucho dinero. Colbún está operando una central con petróleo y otra media central con gas. O sea, los costos son realmente importantes. Cuando se habla de 700 mil dólares diarios, por 30 días, se trata de 20 millones de dólares mensuales. Es decir, una cifra dramática.

El otro aspecto que quería mencionar es que hoy los inversionistas y los directores de nuestras compañías eléctricas son, en general, extranjeros. Colbún depende de Tractebel, que es una sociedad suiza; Endesa depende de Endesa España –y todos saben de dónde vienen-, y AES Gener es una empresa norteamericana. De alguna manera, las cosas que suceden en Chile se están analizando afuera. Ya no se trata sólo de una relación personal de las autoridades con los directores de las empresas, sino que van orientadas, básicamente, a dar información escrita y fehaciente a los directores de los extranjeros.

Indicó que uno de los puntos que los tiene sumamente preocupados es la imposición que hoy existe –fuera de toda la legislación actual- de obligar a las empresas generadoras a venderles energía a las empresas distribuidoras, sin contrato. El precio actual de la energía es de 120 dólares, pero el precio de venta es de 31 dólares. Es decir, por cada kilowatt que se vende a las empresas distribuidoras, se

pierde tres veces ese precio. Evidentemente, eso es inexplicable ante cualquier directorio, pero resulta que es una imposición que pone la autoridad; no hay cómo evitarla. Se puede recurrir a los tribunales y decir que es fuerza mayor, pero todos saben que los juicios en los tribunales demoran varios años. Por lo tanto, han optado por tratar de llegar a un acuerdo con las autoridades, porque la situación es insostenible.

El enfoque que le ha dado la autoridad a este proyecto es muy positivo. Ya estuvo en la crisis de 1998. En ese momento se bajaron los precios, aumentó la demanda de manera artificial, se trataron de imponer inversiones por obligación y, al final, en vez de invertirse en generación se fueron todas las inversiones. Desde 1998 a la fecha, en Chile se construyó Ralco, que ya estaba trabajando, y el resto es lo que ha invertido Colbún. Agregó, que construyeron Nehuenco II, están construyendo Quiñenco y terminando Candelaria. Es decir, aportarán con alrededor de 850 a 900 mega en cinco años y el resto de las generadoras no han invertido, básicamente porque las reglas cambian muy seguido y no hay forma de prever los ingresos.

Colbún tiene una componente de inversión chilena, han ido convenciendo a los socios, pero, la verdad, es que la Resolución Ministerial N° 88 hizo crisis el mes pasado, porque no existe ningún tipo de justificación. Entonces, la prioridad es solucionar el tema de la mencionada RM 88. Si se desea pensar en soluciones a largo plazo, primero hay que solucionar las de corto plazo.

Señaló, que si se observan los objetivos de la ley, se cree que el proyecto reestablece las condiciones necesarias para que existan inversiones. De hecho, la iniciativa está muy bien orientada en el sentido de buscar contratos a largo plazo y contratos a plazo fijo -en ese sentido, el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción y de Energía, y los funcionarios de la CNE lo han hecho bastante bien- y, definitivamente, independencia energética, porque hoy Argentina nos corta el gas y tendremos racionamiento en Santiago. Si una central desaparece y deja de hacer un swap, que se está haciendo con Gener y Endesa, tendríamos racionamiento seguro. Es imposible responder a la demanda si no llueve en los meses de marzo y de abril. Por lo tanto, nuestra dependencia es enorme.

Por lo tanto, habría que preguntarse ¿cuáles son los lineamientos del proyecto? Permitir la inversión en un escenario sumamente volátil donde si llueve el costo marginal baja 50 dólares o menos, de lo contrario, sube a 120, 150 ó 300 dólares, si se produce una falla.

El proyecto soluciona el problema de las empresas distribuidoras sin contrato. Al llevar a costo marginal el pago del costo que cuesta producir; le da cierta habilidad a la autoridad para tomar acciones preventivas, dentro de ciertas condiciones, lo que va por el camino correcto. Por último, establece el límite de la importación de gas natural del mismo origen, que es algo que todos han alegado, que no hay razones muy claras para justificar el 85 por ciento. Sin embargo, no se referirá a ese tema, porque por ahora, no es relevante. Tampoco vale la pena colocar limitaciones.

En líneas generales, la iniciativa apunta en la dirección correcta, ya que propone la solución a la RM 88 y permite estos contratos a largo plazo. La facultad para intervenir en la operación del sistema contrarresta y anula los efectos de la disposición anterior. Es decir, todo lo bueno que se hace al permitir los contratos a largo plazo se puede venir abajo si se mete una cuña. En cualquier minuto viene la SEC y puede hacer lo que se le dé la gana para imponer las obligaciones que estime conveniente a las generadoras. Entonces, conociendo la experiencia de la Resolución Ministerial N° 88, que es sólo el 10 por ciento del consumo, se estima que irá en aumento en los próximos años. Ahora, se desconoce cuál puede ser esa imposición. La verdad es que será imposible tener inversiones mientras exista una distribución tan amplia, como la que está en la ley. Es un tema que hay que limitar o eliminarlo definitivamente, porque la ley actual le da atribuciones suficientes a la SEC para tomar las medidas del caso.

Indicó que hará un análisis de qué sucedió con los precios en los últimos 10 años, para que los señores Diputados tengan una clara situación sobre el tema. Es bueno bajar a la realidad. El precio del petróleo subió de 19 a 57 dólares el barril. O sea, un 200 por ciento más, es decir, se triplicó. El carbón subió a 45,70 dólares la tonelada, o sea, subió un 56 por ciento. El petróleo subió un 63 por ciento, que es la que están pagando todos los chilenos –incluye la parafina, el precio de un pasaje en micro y todo lo relacionado con el costo del combustible-. Sin embargo, la energía bajó. Entonces, estamos en la alternativa de producir energía con carbón, que en 10 años subió 56 por ciento, o será que la energía, ha bajado. La diferencia que hay entre los costos reales de producir y el precio de hoy resulta insostenible, lo cual va a llevar a una situación financiera muy difícil para las compañías a futuro, porque esta situación es irresistible.

Explicó, que las ventas del mercado en Chile son sobre 1.400 millones de dólares al año. Ahora, si se piensa que ha caído en la mitad sería de 700 millones de dólares. Los patrimonios de las compañías generadoras no alcanzan. Por ejemplo, Colbún en todo el año gana 100 millones de dólares y tiene un patrimonio de dos mil millones. Entonces, si se hace un estudio, el retorno de los últimos 10 años a las generadoras sería del 5 por ciento anual o menos, lo que resulta insostenible frente a cualquier directorio, porque poniendo la plata en un banco se obtiene lo mismo.

En cuanto al suministro de gas para generación, teóricamente, se debería recibir 6,5 millones y se están recibiendo 0,9 millones. Ahí se ve que si el racionamiento de gas argentino es o no es tan grave, depende de cómo se le mire. En el sector eléctrico es gravísimo, porque que se está recibiendo el 15 por ciento de la generación, lo que equivale a hacer desaparecer una bomba en cada central, es decir, desaparecen tres. Añadió, que una central de ciclo combinado cuando opera con petróleo baja en un 20 por ciento su capacidad y encarece cuatro veces su precio, así es que el funcionamiento de las tres que están operando con este combustible equivale al de dos. Esta es la situación de precios.

Volviendo al tema del proyecto, para que exista solución de largo plazo se requiere necesariamente solucionar el problema a corto plazo. Hay algunas mejoras que desea proponer y agregar a la solución que se encontró en 1988, que es muy buena, pues el país paga este

problema que ha tenido con Argentina de forma repartida para que, de esta manera, a nadie le signifique un exceso de costos. La ley dice que rige a partir de los 60 días desde su publicación, lo que no debería ser, porque, en el fondo, la solución al problema se está postergando esa misma cantidad de días.

En segundo lugar, no es necesario que se celebren contratos entre generadoras y distribuidoras, pues tanto las responsabilidades por las compensaciones como el suministro a un precio establecido, que sería el costo marginal, por el sólo imperio de la ley, puede quedar establecido. Un contrato requiere preparar bases de licitación, aprobar un texto y un decreto exento del ministerio -que nadie sabe cuándo lo va a emitir-, lo cual implica que la solución tardará aún más. Por lo tanto, una vez que se haya encontrado la solución y se promulgue la ley, hay que ejecutarla. Es algo lógico y racional, y al socializarse la diferencia ello significa para “doña Juanita” 150 pesos al mes y, en el peor de los casos, 500 pesos, es decir, uno o dos pasajes de bus.

Indicó que no es un problema mayor, puesto que la población no va a reclamar si el costo de la energía eléctrica sube 150 pesos al mes. Está claro que una familia promedio consume, más o menos, 50 kilowatts/hora. Por lo tanto, se propone que la solución sea definitiva y no provisoria. No hay que olvidar que a futuro habrá nuevas empresas distribuidoras con contratos, por lo tanto, será difícil aplicar este sistema, porque es transparente y porque tendrían que vender a costo marginal, lo cual significa lo que cuesta. Si el precio baja es porque hay agua, entonces, las distribuidoras se beneficiarán y no sólo generarán utilidades a partir de los precios que suben, ya que han tenido durante muchos años costos marginales bajos en precios que han estado por las nubes. Lo que ha dicho es una situación de toda lógica y no requiere de mucho análisis. Ahora bien, si sale más caro, lo repartiremos en la población y no se va a notar; en cambio, si sale más barato, siempre será mucho mejor.

Explicó que las transferencias deben hacerse a nivel de distribuidoras. La ley no deja muy claro cómo resultaría esto, pero los generadores siempre deben facturar su contrato a la distribuidora, de acuerdo a como lo establece la ley, y si hay ajuste o forma de socializar fondos es lógico que se realice a través de las distribuidoras y no por cuenta de los generadores, situación que puede producir problemas con los clientes y por tanto, puede provocar efectos negativos. También es bueno aclarar que esos costos se pueden traspasar a los clientes regulados. Respecto de los cálculos de corto plazo, de los cálculos del precio medio libre, de costo marginal y los contratos de largo plazo deben tener una retroalimentación de los precios de nudo. Hoy los precios de nudo son fijados por la Comisión Nacional de Energía y son del orden de 31 ó 32 dólares el kilowatts hora. El costo provisorio que acaba de enviar se calcula en 62 dólares. O sea, hay 30 dólares de diferencia entre el precio que debe ser y el precio que se tendrá que fijar. ¿Por qué la Comisión está fijando un precio bajo? No porque quiera, sino porque la ley la obliga a fijar el precio dentro del margen de los precios libres. Los precios son libres, debido a que en Chile existe bastante competencia en la generación -existen más de ocho generadores independientes-, los precios libres son tan bajos como los precios de nudo. Pero eso produce una rigidez enorme. Por ello, se debe considerar que los

contratos de costo marginal pueden ayudar a que esta banda, con el tiempo, se vaya acercando al precio que se está fijando, o sea, al precio real. Se trata simplemente de una retroalimentación de los precios, que hasta ahora no se ha conseguido que la autoridad la entienda, que es buena para el sistema. Lo contrario significa otorgar un tremendo subsidio al consumo, y a quienes se les está subsidiando, no es para las familias más pobres del país, porque ellos consumen poco. Lo mismo sucede con los impuestos, que no los pagan las empresas, los paga la población. En el caso del subsidio, no lo perciben los pobres, sino los grandes consumidores. O sea, cuando el precio es bajo, el gran consumidor se beneficia.

Supongamos que el costo se fija en 60 dólares. Eso significa en el costo marginal sube el precio de 31 a 35 dólares. Eso se traduce en 158 pesos en la cuenta de una familia de clase baja y en 500 pesos en una familia de clase media. O sea, el 95 por ciento de la población. Por lo tanto, cuando se plantea que son 500 pesos o de 150 pesos por familia, no tiene sentido producir una distorsión al proyectar una suma total, que puede ser de 140 millones o de 200 millones de dólares por año. Esa suma de dinero, llevada a lo que deben pagar las familias, es poco dinero; pero llevada al volumen total, y sólo respecto de tres empresas, que tienen el 95 por ciento del abastecimiento, es mucho dinero. Añadió que los directorios de esas empresas, les han puesto como imposición que encuentren una solución a este tema, porque se trata de mucho dinero. Se llevan todas las utilidades al año. En marzo, Colbún ha tenido pérdida operacional y en enero y febrero también. En consecuencia, a estos problemas debemos buscarle una solución y no mantenernos rígidos en una norma. Hay que retroalimentar los precios para llegar a los precios de costo, a los costos de producción.

Señaló por otra parte, que las atribuciones de la SEC son omnímodas. O sea, se le da permiso a la autoridad de turno, que puede ser cualquier persona, para que exija cosas. Esa autoridad tiene una atribución para cuidar la seguridad del país. Por tanto, ante cualquier problema, se va a cubrir. Eso es un imponderable irresistible. No hay forma de justificarlo, porque no se puede medir. A tal punto, que la autoridad les podría pedir que ocuparan diesel durante algunas horas, a otros le puede pedir que compre una turbina o que en un momento determinado podría determinar que compren gas oil. Y si alguien dice “Eso no se necesita”, la autoridad puede responder: “La ley me permite tomar esa decisión.” Con ello se crea un conflicto artificial entre la autoridad y las empresas reguladas, que no tiene sentido. La ley le ha dado a la SEC más atribuciones que antes, y la SEC las ha ocupado. La SEC tiene capacidad de multar y enormes capacidades de instruir. Por lo tanto, esta norma debiera ser retirada.

La **Consultora Vivian Blanlot**, señaló que el proyecto es urgente e importante para el sector eléctrico durante los próximos años.

En efecto, indicó que la reactivación de la inversión pasa por hacer ajustes en el marco regulatorio y en la línea de dar la mayor flexibilidad posible a los mecanismos de ajuste de precios, para que

se puedan alinear con los cambios estructurales en la función de producción. En otras palabras, en los costos de las fuentes de energía.

Considera que el tema de las licitaciones de contrato y suministro, para el mercado regulado de las concesionarias de servicio público de distribución, ha sido un problema que lleva varios años o bastante tiempo para celebrar contratos, hay muchas interpretaciones respecto de las razones por las que esto ha ocurrido. Expresa que se han juntado una serie de factores, entre los cuales estuvo, como actor principal, la incertidumbre respecto a la estabilidad regulatoria en torno a los precios de nudo.

El tema de la crisis del gas no viene de ahora, sino que de antes y se requeriría de una modificación.

Lo que ocurre con la crisis del gas es que se hace todavía más angustiante el problema de esa inflexibilidad del ajuste de los precios, a las condiciones del mercado. No se había producido un cambio estructural tan abrupto en las fuentes posibles de energía como ahora, en general, los cambios habían sido relativamente programados. Respecto del gas, se sabía que se enfrentaba un cambio, Sin embargo, hoy no existe capacidad de ajustarse adecuadamente.

La idea es licitar el suministro para el mercado regulado y reemplazar el precio que resulta de esas licitaciones, en cualquier forma que se haga, en lugar de utilizar el precio de nudo. En otras palabras, estabilizar el precio de un contrato, por la duración del mismo, es una muy buena idea.

Su primera objeción respecto del proyecto propuesto, radica en el “techo”, referido al precio de nudo. O sea, en primer lugar, el precio de nudo es una suposición en una situación ilustrada, de lo que van a ser los costos del sistema en los próximos años. Cuando hay cambios en la matriz, esta suposición ilustrada genera mucha incertidumbre en quien hace inversiones. Ésa es la primera objeción.

Hay distintas maneras de resolver el tema. A su juicio, la mejor de ellas es la que se planteó hace algunos años y se replantea de manera recurrente, por distintos especialistas, en el sentido de que sean licitaciones a precio libre. Esto tiene algunos inconvenientes, el principal es que surge la pregunta de quién protege al consumidor en caso de que no haya competencia. Hay maneras de hacer que estas licitaciones generen competencia, siendo mejor favorecer un precio libre y buscar fórmulas para que las licitaciones sean competitivas, más que poner un techo o límite máximo.

Una de las cosas que se pueden hacer para que las licitaciones sean competitivas, por ejemplo, es obligar a que haya licitaciones anualmente, en razón del aumento de demanda del mercado, en conjunto; para todas las distribuidoras. Ello implica que año a año se licitarían contratos de venta en paquetes.

Ello implica, primero, que hay una predictibilidad de que en Chile se licitarán paquetes más o menos parecidos a los tamaños competitivos, una vez al año, lo cual puede despertar interés en los

mercados internacionales, para que entren otros actores generadores en nuestros mercados.

Además, se puede establecer la tutela del Tribunal de la libre competencia sobre los procesos de licitación, para eso se creó el tribunal, en una reforma más o menos reciente. La primera opción son precios libres.

La segunda opción, que no es tan buena, es establecer un mecanismo para que, en la medida en que las licitaciones no tengan oferta, se puedan relicitar a precios paulatinamente mayores, como porcentajes de aumento respecto del precio de nudo. Esa es una manera administrativamente burocrática de hacer lo mismo que el precio libre, siendo que existe la percepción de que sería más fácil aceptar precios que tienen techo, pero una vez que se prueba que el techo no funciona, entonces, se pueden ir liberalizando. Ésta es una manera de resolver, aunque no es la mejor.

Una segunda observación al proyecto propuesto, radica en que se está dejando el precio de la potencia aparte del mecanismo de estabilización de largo plazo del precio. Considera que ese es un error. El precio de la potencia, como es más o menos del 25 al 30 por ciento del ingreso del inversionista, requiere ser estabilizado, tanto como el precio de nudo de la energía. Eso plantea algunos problemas relativamente fáciles de solucionar.

Nuevamente, habría dos maneras de hacerlo. Se podría plantear que el precio de la potencia es, a la vez, el precio que se transa en el mercado spot, la potencia entre la generadora que se distribuye y el pago de la potencia.

Lo que habría que hacer es que este precio de la potencia promedio que resulta de los contratos a largo plazo y que mezcla precios de nudo vigente con precios de nudos vigentes antes, fuese el del mercado spot para las transacciones entre empresas, es una disposición que cabe en esta ley.

En este caso, la forma de adjudicar contratos sería el precio monómico y no el precio de la energía, sino el combinado de potencia y energía.

Señala que debe explicarse el mecanismo de la indexación de los contratos. Decir que se establecerá el precio sin tener bien definida la forma en que se indexan los distintos componentes del costo es, prácticamente, no cumplir con la tarea, pues la energía y la potencia van a valer lo que los indexadores digan. En la práctica es posible que los precios de pasado vuelvan a repetirse, por lo que es determinante que se ponderen en la ley los distintos combustibles, y que tal determinación no quede entregada a la discrecionalidad de la Comisión Nacional de Energía. Se evita así que se favorezca a una determinada tecnología en perjuicio de otra.

Establecerlo en la ley también es complejo, pero hay una manera neutra de hacerlo: disponer que la ponderación será igual para todos los combustibles, lo que no significa que todos los combustibles

tengan que tener igual participación. Simplemente, no se alude a algún combustible en particular

Tal como está en el texto propuesto la ley, es muy arbitraria y se generarán conflictos entre empresas que tienen proyectos de distintas tecnologías y se intentará saber si la autoridad trató de favorecer a uno o a otro y si ponderó de distinta manera. Eso se presta para un nivel de conflictividad en la industria, que es lo que se debería evitar. Incluso algunos dirían que se presta para tráfico de influencias.

Una alternativa sería establecer en las mismas bases de licitación, los valores de cada indexador de forma de permitir a las empresas proponer las fórmulas de indexación aplicables a sus ofertas, lo que les facilitaría la decisión de ofrecer una fórmula u otra.

Lo dicho hasta aquí da cuenta de las observaciones de la señora Blanlot con respecto a todo el proceso de licitación de contratos de las distribuidoras.

Por otra parte objeta las facultades adicionales que se están entregando al regulador en este proyecto de ley. En el número 3) del proyecto se le dan facultades muy amplias a la Superintendencia de Electricidad y Combustible, SEC, para intervenir la operación del CDEC en la medida en que se advierta que hay algún problema de disponibilidad de energía o de eventuales restricciones en el futuro. La obligación de informar está establecida en forma tan amplia que, implica que toda empresa que piense que un día podría fallar algún equipo, tenga que informarlo. Eso abre la puerta inmediatamente a la SEC para empezar a distinguir distintas formas de operaciones y salirse de la operación del mínimo costo. El riesgo que ello conlleva para toda la estructura del modelo que se ha establecido en el sector eléctrico es muy alto; el regulador no puede ser regulador, fiscalizador y operador al mismo tiempo.

Si hay alguna forma en que se pueda terminar desprestigiando al regulador o, en este caso, al fiscalizador, implicándolo en tráfico de influencias, es a través de esta disposición. Operar el sistema es lo peor que le puede pasar al fiscalizador. Cada vez que se introduce una pequeña diferencia entre la operación del mínimo costo y la real, lo que está haciendo es redistribuir los dineros, las rentas y los costos dentro del mercado spot. Es altamente riesgosa la forma en que está propuesta. Si bien es razonable que se esté buscando una mayor seguridad, una vez que se percibe que hay un riesgo de déficit de energía, no hay ninguna manera legal y expedita para que el sector tome las prevenciones del caso, y sea capaz de ponerse de acuerdo respecto de operar en forma preventiva.

En la ley vigente, el decreto de racionamiento permitiría actuar en casos en que se prevé un posible racionamiento, sea por baja hidrología o porque salen de operación centrales por un tiempo prolongado. Sin embargo, hay dudas de que esto se pueda hacer en forma preventiva, es decir, cuando sale una central y se sabe que puede durar varios meses, pero no hay seguridad de que hay hidrología seca, es jurídicamente dudoso si el decreto de racionamiento permite actuar o no y cambiar la forma de operación. Por ejemplo, podría ser que se decida, como ahora se ha estado haciendo, que en vez de gastar agua se usará más

diesel. Claramente, si uno corriera los modelos del CDEC diría que tiene que gastar agua o al revés. Entonces, lo que se debe hacer ahí es simplemente apartarse del modelo y hacer una operación más segura. Tiene sentido que haya una manera expedita en que tanto el regulador como el CDEC se pongan de acuerdo en una operación más segura, cuando se prevé que pueden haber situaciones muy críticas.

Eso se puede introducir en el proyecto de ley, pero tiene que estar mucho más acotado todo: las situaciones específicas y límites que ameritarían esto. No es cualquier situación, sino un temor claro y definido. Por lo tanto, propone los criterios. En primer lugar, que existan circunstancias comprobadas de anomalías en la disponibilidad prevista del parque de generación; fallas de largo plazo de centrales térmicas; indisponibilidad de combustible sin posibilidad de sustitución o con restricción; bajo nivel de los embalses y una hidrología seca en los dos últimos meses.

Se podría dar perfectamente la posibilidad de que, con dos meses secos, se use esta hidrología para estas predicciones del año, y, por lo tanto, se hará una operación más segura. Pero eso se va haciendo en un análisis cada dos semanas, y, en la medida en que se determinó la hidrología, muchas veces ocurre que, a fines de junio, se sale de la situación crítica.

La implementación de una posibilidad como la anterior tendría que ser a través de una especie de un “decreto de operación segura y preventiva”, según el cual el Cdec tenga obligación de programar la operación poniendo a disponibilidad reducida o hidrología seca para las próximas cuatro semanas en forma móvil.

Como tercer criterio, en estos casos la ley debe especificar sobre costo de operación, el que se debe repartir entre el total de la demanda, incluyendo los consumos regulados y los no regulados, porque obviamente al estar lista la operación de mínimo costo, implica un sobre costo de operación-sistema, y éste debe ser pagado por el total del mercado.

Otro elemento objetable del proyecto es el límite de 85 por ciento a la contratación de gas desde un mismo origen. Si bien es comprensible que exista una preocupación sobre el origen, son muchas las complejidades que se derivan de un sistema de cuota como el propuesto

Afirma que un sistema de cuota no garantiza necesariamente seguridad.

La diversificación de origen se puede manejar mucho mejor al establecer incentivos, los cuales, en este caso, deben estar basados en los altos costos por incumplimiento de contrato. La única manera de lograr que un productor o alguien que vende energía esté dispuesto y listo a diversificar el origen de la energía que vende, es al hacerse responsable de altos costos cuando falla.

Respecto del artículo 3º transitorio, considera correcto que se puedan hacer contratos a costo marginal o a una fracción del costo marginal y que la diferencia de ese costo se distribuya entre los

consumidores del sistema, dado que, cuando se cambia una ley, lo importante es que el cambio que se plantea tenga sentido económico. Desde el punto de vista económico o de un mejor funcionamiento del sector, esta es la mejor solución, aunque presenta la desventaja de que hay que confesar que el costo de la energía es mayor que el que se dice, aunque es positivo sincerar el tema, pues si no se hace ahora, habrá que hacerlo brutalmente en dos o tres años más.

A su juicio, esos precios deben considerarse como precios de mercado, para el cálculo de la banda de precios libres. Obviamente, se acercan mucho más al mercado. Uno de los problemas graves que tiene la regulación actual es, justamente, la incapacidad de ajustarse en el precio regulado a lo que de verdad señala el mercado.

En la medida que se introducen elementos de competencia en el sistema de precios, tales elementos tienen que internalizarse rápidamente en todos los esquemas y, por lo tanto, también en la banda de precios libres. Eso, como criterio general, lo que inspira a varios de los artículos propuestos.

Finalmente, hace una observación sobre los artículos 5 y 6 transitorios, que facultan al Ejecutivo a refundir mediante decretos con fuerza de ley los textos legales y, también, a modificar, derogar y adecuar los cuerpos legales afectados por el proyecto de ley.

La facultad de refundir es evidente, razonable y necesaria, pero la concedida en el artículo 5° es excesiva, porque invade la facultad legislativa privativa del Congreso Nacional y, probablemente, es inconstitucional.

Bastaría, a su parecer quedarse con el artículo 6° transitorio, pues es el que permite refundir los cuerpos legales. Sugiere una reducción del plazo de un año a seis meses, porque sólo para refundir no es necesario tanto tiempo.

Es cierto que no me referí al tema de cómo incentivar el ahorro de energía, con premios y castigos en el precio. Creo que es correcto. El ideal sería que tuviéramos un sistema como el que se estableció en Brasil, durante el período que tuvieron de extrema sequía, en virtud del cual lograron reducir el consumo gracias a que se entregaban incentivos, en relación con el promedio de consumo en un cierto período. Los incentivos para reducir consistían en que reducían la tarifa y los castigos eran que les aumentaban brutalmente la tarifa marginal si se pasaban de cierto límite. Eso funcionó muy bien en Brasil y no tuvieron racionamiento, que era una situación que todo el mundo esperaba.

Considera que el mecanismo de premios e incentivos al ahorro en el consumo, que se incorpora en el proyecto en discusión, no es lo suficientemente agresivo aunque ello sea más oneroso.

Toda la estructura de costos de distribución que hoy existe ha sido fijada en función de una cierta demanda. Si dicha demanda se restringe en forma brusca, queda una infraestructura que nadie va a pagar. Ése es un tema con el que hay que lidiar. Es decir, si se quisiera

utilizar ese sistema de premios y castigos, habría que lidiar con esa infraestructura fija que nadie estaría pagando.

El gerente de regulación de la Sociedad Austral de Electricidad S.A., señor Gustavo Riveros, Indica que la empresa desde el 2001 está sin contrato por más del 80 por ciento del suministro y a partir del año 2004 por el 100 por ciento.

El gerente general de la Sociedad Austral de Electricidad S.A., señor Jorge Brahm, señala que durante los últimos 20 años, el precio de nudo promedio, calculado en moneda constante ha sido casi un 3 por ciento superior al costo marginal promedio existente, considerando las tremendas sequías que han habido, con costos marginales tan grandes.

Esto ocurre en algunos momentos. Se puede apreciar en los últimos 20 años, que se trata de momentos puntuales. Son crisis en las cuales el sistema colapsa. Pero, en el resto del tiempo hay rentas para que hoy se pueda mirar atrás y en 20 años tener, históricamente, un 10 por ciento más de precio nudo que costo marginal. En resumen, si se vende a precio nudo, se va a ganar más que con costo marginal. De hecho, así lo reconoce Colbún, que las centrales no se financian con costo marginal, sino que a precio nudo. Y además porque son contratos que les permiten un precio estabilizado. Obviamente que con estos vaivenes tan grandes, una central se puede construir y vender a costo marginal.

Es importante que en el análisis del mecanismo de funcionamiento de generación se discuta un aspecto muy relevante que nos afecta hoy: ¿cómo responde el mecanismo del precio frente a un gran impacto en los combustibles o en la forma de operar del sistema?

Hace diez años todo el mundo estaba contento porque había llegado gas natural desde Argentina. Luego en 1995 los costos marginales tuvieron una baja descomunal. En todo caso, no hay que confundirse con la sequía que se produjo entremedio, la que generó un alza de dichos costos. Sin embargo, si la sequía no se hubiera producido, el costo marginal hubiera tenido una baja importante, por lo tanto, el costo marginal se ajustó instantáneamente. Lo siguió el precio de nudo, con un ajuste un poco posterior, pero al cabo de dos años dicho precio estaba reconociendo el costo de suministrarse con gas argentino. Es decir, en un negocio con inversiones a veinte o treinta años, en que el corto plazo dura cinco años, porque antes de ese tiempo no se puede esperar ningún resultado razonable, el precio de nudo se demoró veinticuatro meses en ajustarse, época en que la banda era de 10 por ciento.

En la actualidad el modelo se ajusta de modo más lento y esto se produjo a solicitud de los mismos generadores. De hecho, muchos de los integrantes de esta Comisión consultaron si era positivo o negativo que la banda se estableciera en 5 ó 10 por ciento. Tiene ventajas que la banda sea de 5 por ciento, pues deja a la autoridad con menos espacio para cometer errores. Es decir, si la autoridad se equivoca, no genera una catástrofe. Debido a esa ventaja la banda se bajó al 5 por ciento, pero al hacerlo se atentó en contra de un principio de la banda del 10 por

ciento que era muy bueno: en dos años se ajustaba. Hoy, con una banda de 5 por ciento, por mucho que la Comisión Nacional de Energía quiera ajustar el modelo, no puede hacerlo antes de cuatro años. Aunque el precio de energía se fije a U\$62 de aquí a los próximos cuatro años, el modelo no se ajustará tan rápido. Además, eso se produce porque los contratos a precios libres que hicieron los generadores con los clientes libres contemplan mecanismos que no consideran la adaptación tan rápida que tiene el precio de nudo. De ahí que resulta curioso que se corte el gas y los precios libres estén a U\$31.

Lo último que se ajusta son los precios libres, se ajusta más rápido el marginal, porque responde a la operación: se ajusta en el día. Después, el precio de nudo, porque tiene una banda y se proyecta.

En la actualidad, el promedio de los precios de los contratos libres está bajo 5 por ciento del precio de nudo, el que está en aproximadamente 32 dólares, porque está topado con la banda.

Hay un mecanismo que ha funcionado bien en veinte años. La estimación del precio de nudo ha sido muy buena respecto del costo marginal, a pesar de todos los problemas que ha habido. En veinte años el precio de nudo está 3 por ciento arriba del costo marginal, a pesar de que hubo dos sequías grandes entremedio. Ése es el resultado en veinte años, a pesar de pequeñas discusiones que puede haber respecto de algunos meses.

Respecto del proceso de licitaciones de contratos considera que es mejor que no haya precio fijo, un "techo". Hay consenso bastante amplio, en tal sentido por un precio móvil, aunque no libre.

Considera que no es conveniente cambiar las reglas de funcionamiento del mercado, mucho menos si no existe posibilidad de que se tomen decisiones.

El gerente general Methanex Chile Ltda, señor Rodolfo Krause, precisó que para esta empresa el gas natural es imprescindible como materia prima, puesto que el metanol está compuesto en su mayor parte (un 95 por ciento) por gas natural, es decir, es su contenido fundamental y materia prima esencial para la producción de metanol. No se puede sustituir por otro combustible, es decir, se usa como materia prima, no como combustible.

Expresó que actualmente el 54 por ciento del gas natural se importa desde Argentina, y se espera que a fines de la década esta importación sea del 82 por ciento. Para estos efectos existe un contrato de largo plazo, de 20 años, con cláusulas de renovación, porque las plantas son muy caras y solamente son *commodities*. De manera que la rentabilidad es a largo plazo.

En consecuencia, están pensadas para que operen durante 20 o más años y el abastecimiento de gas es fundamental para hacer estas inversiones. De tal forma que en el año 2010 más del 80 por ciento del gas natural provendrá de Argentina y en los contratos hay

cláusulas de renovación que, entre otras cosas, estarían afectadas por el artículo 3° del proyecto.

De manera que se está hablando de cantidades que no son fácilmente sustituibles, no obstante que en Chile se encontrara gas. No hay otro país, más que Argentina, por lo menos en esta zona, donde encontrar gas para sustituir las importaciones.

En consecuencia, precisó que Methanex es altamente dependiente del gas natural, no se puede sustituir y son volúmenes tremendamente significativos.

En relación con el artículo 3°, señaló que definitivamente les puede limitar y reviste una amenaza para su operación en el mediano y largo plazo.

El señor Roberto Peralta, Asesor Jurídico de Methanex, expresó que les preocupa la constitucionalidad del artículo 3°. Si bien entienden que la Constitución permite que se restrinja la adquisición de bienes, el gas es un bien-, ello sólo puede hacerse, según la establece la misma, por ley de quórum calificado y de acuerdo al interés nacional.

Por otro lado, la justificación de interés nacional, en este caso, está dada por la seguridad en el abastecimiento eléctrico. Es decir, que se obligue a ciertos importadores a limitar sus importaciones desde un sólo país, a cierta cuota, se justifica para el sector eléctrico. Pero si Methanex quiere correr el riesgo de que sus importaciones dependan, en un porcentaje mayor, de un sólo país, va a producir menos metanol y va a bajar su participación en el mercado mundial. Pero eso no afecta al abastecimiento eléctrico.

El señor Krause señaló que el proyecto de traer gas natural licuado al centro del país, no es una solución viable para su empresa, puesto que sería necesario contar con una flota de barcos, porque cada uno de esos barcos que irían al norte del país no cubriría el abastecimiento de una semana. Por lo tanto, eso implicaría un costo tremendamente alto. No hay ninguna planta de metanol en el mundo que soporte este tipo de gas. Por esta razón, las plantas de metanol están situadas en lugares cada vez más remotos. Por ello, en su oportunidad, para instalar esa planta se eligió Magallanes y no el centro de Nueva York, porque el gas de Nueva York tiene recursos alternativos. De manera que el gas para este tipo de aplicación tiene un precio distinto. Ahora, el precio debe ser compatible con este negocio y el gas no debe tener otro tipo de alternativa, como el caso del gas del sur.

Precisó que ellos compran un porcentaje de gas a la Enap y el resto, a los proveedores de gas son argentinos. Sabemos que la Enap está preocupada de hacer prospecciones. Pero Methanex no tiene concesiones y es una empresa demasiado chica para dedicarse a investigar sobre la factibilidad de existencia de gas. Cuando se determina la existencia de gas, se instalan las plantas, y se compra el abastecimiento, con contratos de veinte años, donde se comprometen a un *take or pay*, de manera que si no se toma, igual se paga. Ésa es la forma en que operan. No participan en el negocio de prospección, porque es un negocio totalmente distinto.

Señaló que las cuencas de abastecimiento de Methanex son distintas de las eléctricas. Una es la cuenca Austral y la otra es la cuenca neuquina. No hay interconexión, sino una cañería que se llama TGS, que antiguamente se denominaba San Martín, que está por el lado argentino, que va desde Tierra del Fuego hasta Buenos Aires, pero tiene una limitación, que recién se está resolviendo, y a fines de este año podrán subir al norte 2,9 millones de metros cúbicos adicionales. Incluso considerando lo anterior y el abastecimiento que viene de nuevas producciones desde Argentina, no prevé que haya recorte de gas para ellos en los años 2005 y 2006.

Respecto de la Constitucionalidad del artículo 3°, el señor Krause señala que es un tema que le interesa, pero no es la médula de su problemática. Lo que sí le afecta con este artículo es el hecho de que se limite la clientela y que se agregue incertidumbre. No obstante no tener que ver con la ley eléctrica, no quieren ser egoístas ni personalistas y mirar hacia su núcleo exclusivamente cerrado. Piensa que esto no es bueno para Magallanes, que tampoco tiene una alternativa para traer gas natural licuado.

De todas formas como Methanex, les gustaría ser excluidos del asunto, porque esa es una problemática eléctrica y los eléctricos tienen que hablar por ellos.

El señor Peralta, respecto de la constitucionalidad del artículo 3°, precisa que no es un rechazo absoluto, de hecho, el artículo 19 número 23, dice que sí se puede, por una ley de quórum calificado y si lo justifica el interés nacional. y en este caso hay un interés nacional, sin embargo la inquietud, de Methanex, es que ese interés se justifica para el sector de generación eléctrica, pero no para el de Methanex.

El gas natural representa el 40 por ciento del costo; el transporte del metanol representa el 30 por ciento. De esa manera, hecha la inversión, éstos son tremendamente impactantes.

La fórmula que se usa y que se acuerda con los proveedores de gas es un precio variable. Hay un precio *piso* para los momentos malos, donde precisan ayuda para sobrevivir, y un precio que varía de acuerdo al precio del metanol para compartir los tiempos buenos. Es un precio totalmente distinto.

Hoy se está pagando un precio altísimo, dos dólares por millón de MBTU, porque los precios del metanol están muy buenos. Sin embargo, eventualmente, ese precio puede caer al nivel de un dólar o bajo esa cifra cuando el precio del metanol está malo. Ello se produce porque el consumo de gas de una planta de metanol es constante en el tiempo, lo que valorizan mucho los proveedores de gas. Funciona los 365 días del año, noche y día. Ello no ocurre con la generación eléctrica, que es mucho más cíclica, y que, por lo tanto, no utiliza todo su capital en algunas épocas. Además de la certeza de un consumo estable durante todo el año, hay de un contrato a veinte años.

Argentina plantea continuar con la expansión de sus gasoductos. Incluso, se habla de duplicar el gasoducto TGS, que implica una inversión de 1.500 ó 2.000 millones de dólares. Si se construye ese gasoducto, el gas de Tierra del Fuego va a fluir hacia el norte. Pero todo

depende de cómo se resuelva el problema de abastecimiento de gas con Bolivia u otros países. Argentina tiene que tomar una opción.

En el sur de Argentina existe la mayor cantidad de reservas de gas, de tal manera que no habiendo otra alternativa, Argentina seguirá pensando cómo disponer de ese gas para el centro del país.

Si hay otras alternativas más económicas, a través de Bolivia o Argentina, el 2005 y 2006 con certeza la situación de Methanex estará más o menos protegida. Pero no se puede ver más allá del 2006, porque no se sabe qué opción tomará Argentina para resolver sus problemas energéticos.

El Gerente general de Electroandina, señor Lodewijk Verdeyen, señaló que un punto muy importante es que el proyecto de ley, tal como está hasta ahora, es una solución para el SIC, no para el SING. La iniciativa busca incentivar nuevas y necesarias inversiones en generación, pero la situación del SIC es muy diferente a la del SING, ya que en este último sistema sólo el 10 por ciento de los clientes son regulados. La mayoría corresponde a grandes proyectos mineros, por lo que el elemento “contrato entre privados y generadoras” es muy importante.

El problema para las empresas del SING es que para realizar nuevas inversiones requieren menos incertidumbre regulatoria y el proyecto incluye un aumento de la intervención de la autoridad, tanto de la SEC como del Cdec, cuya intervención también aumentaría. Además, constituye un riesgo de pérdida del valor patrimonial de las inversiones en gasoductos, por la limitación que establece a las importaciones de gas desde un mismo país. Se refiere a aquello del 85 y 15 por ciento del artículo 3°.

Además detectan un problema en la tipificación de la fuerza mayor, porque podría afectar los contratos con sus clientes. Los contratos con ellos contienen cláusulas de fuerza mayor, que en estos momentos son la mejor esperanza en cuanto a poder cambiar las tarifas en los contratos vigentes, que son todos de largo plazo.

A su juicio, ésa es la única manera de garantizar nuevas inversiones en el futuro en el sistema interconectado del norte grande.

También encontraron un problema que dice relación con lo que se plantea en el artículo 5° transitorio. Allí se faculta al Presidente de la República para que, a través de uno o más decretos con fuerza de ley, modifique, adecue o derogue disposiciones de la Ley general de Servicios Eléctricos, en materias que resultan básicas.

Esos son los tres puntos que, en su opinión, van a generar más incertidumbre regulatoria.

En el contexto sudamericano, los países vecinos, como Argentina y Bolivia, viven graves problemas, lo cual afecta la atracción de nuevas inversiones. Por su parte, en Chile no sólo se ve este proyecto de

ley, sino también las modificación a la ley corta eléctrica en cuanto a los procesos tarifarios y la norma técnica, entre otros problemas y divergencias.

En cuanto a los mecanismos de estabilización del precio de nudo, lo considera una medida positiva, pero que sólo tendrá efecto en el SIC, no en el SING.

En los años siguientes se podría incrementar la demanda en el SING. Entonces, el 2005 está un poco por encima de 1.500 y podría crecer en alrededor de 2.000 megavatios en el año 2008.

Si existe como activos en el SING, hay 0 por ciento de restricciones de gas y hay en esos momentos casi 2.500 megavatios disponibles. Felizmente, gran parte de eso está basado en gas desde Argentina.

Si el sistema crece, como los está haciendo en este momento, el 2007 la generación va a ser hecha por gas y carbón, pero también van a necesitar diesel y búnker para suministrar el mercado. Eso implica que los costos marginales serán alrededor de 60 ó 70 dólares.

Ahora, si no hay gas, aun en esta situación una demanda de 1.600 megavatios lleva directamente a racionamiento en el mercado del SING.

A su juicio el bloqueo podría ocurrir de un día para otro porque en el norte de Argentina hay una producción de 22 Mm³ de gas por día y el consumo local en esa zona es alrededor de 8,2 Mm³ por día.

De esta producción de 22, hay 15 que van directamente a Buenos Aires a través de gasoducto y hay un 5,5 importado a partir de Bolivia. Y por los gasoductos de Gas Atacama y Norandino hay 4,8 que va hacia el norte de Chile.

En este momento en el norte de Chile todavía hay restricciones porque la exportación de gas está limitada a los 90 días. Ése era el requerimiento del gobierno de Bolivia para confirmar que va a exportar gas a Argentina. Entonces, las autoridades argentinas imponen este límite.

En el futuro cercano se ve que las condiciones de la cuenca noreste de Argentina, en el mejor caso, va a seguir en el mismo nivel y sólo va a bajar si no hay grandes inversiones.

Por otro lado, va a crecer el consumo de 8,2 millones de metros cúbicos en el norte de Argentina.

La importación del gas de Bolivia en este momento está en 5.5 y todavía podría crecer hasta 6 millones de metros cúbicos, pero eso sería el máximo que en estos momentos ese gasoducto podría aportar a Argentina y se ve también que hay un incremento previsto del consumo hacia Buenos Aires que va a subir de 15 hasta 16,7 de millones metros cúbicos por día, probablemente en el mes de septiembre.

Si no hay grandes cambios, ya se prevé que en el mes de septiembre lo que puede ser exportado a Chile va a bajar probablemente en 1.5 de millones de metros cúbicos por día. Y si hay déficit en Bolivia se puede tener un corte de un día a otro.

Pero la conclusión de eso es que en el SING, aun cuando existen sobreinversiones en este momento, en el corto plazo se van necesitar activos adicionales para las demandas de las grandes firmas de Chile.

Señala que han identificado 3 soluciones potenciales, lo que podría ser el gas natural licuado, pero el problema en el norte de Chile es tan chico que hacer una inversión de una planta de gasificación es un proyecto que económicamente es imposible de realizar.

Además el plazo necesario para diseñar ese proyecto sería tanto, que llegaría demasiado tarde y no va a solucionar el problema en el norte de Chile.

La segunda solución que es factible sería un gasoducto desde Perú, pero cabe destacar que el precio variable de este gas sería muy bajo comparado con el gas natural licuado. Esto también tendría un efecto en los precios de gas que vienen desde Argentina porque, a su juicio, una vez que existe una planta de gas licuado, el riesgo de que suban los precios de Argentina va a ser muy grande.

Otra ventaja muy grande es que de esa manera podría distraerse la energía basada en gas y las inversiones en áreas de Antofagasta, por ejemplo, basado en gas y también las minas podrían revertir sus hornos y otros lugares de sólido a gas.

La desventaja sería que se necesita una alta inversión. El costo fijo de un gasoducto es bastante grande y también hay un gran riesgo geopolítico, pero en su opinión podría ser mitigado de mucho mejor manera que en la relación con Argentina.

Se cita el ejemplo de que, en el caso de los gasoductos con Perú, sería posible pedir participación en el proyecto y esa es una manera mitigar el riesgo de cortar el gas. Además, para Perú sería una exportación muy importante. No como en Argentina, porque Chile representa en Argentina, como consumidor de gas, solamente una parte. Pero en el caso de Perú una gran parte es comprado con su consumo local.

La tercera alternativa sería las unidades a carbón, lo que en este momento parece una locura porque hace dos años esta actividad se iba eliminar y todo iba a ser con gas. Ahora se habla nuevamente de unidades de carbón, lo que en las casas matrices va a ser muy difícil atender. Pero a corto plazo, en los dos años o tres años que vemos, se necesitará más electricidad en el norte de Chile. Es la única solución realista para desarrollar en tan poco tiempo.

La pregunta es si se quiere regresar en el tiempo y de nuevo desarrollar proyectos basados en carbón. De todas maneras, estas tecnologías que utilizan carbón deberían ser mucho más limpias de lo que han sido hasta ahora.

Se espera que la próxima operación sea más alta al igual que la inversión, por lo que se va a necesitar tratamiento de los humos y otras tecnologías de las que existen en este momento en el norte de Chile.

Pero, en su opinión, en el corto plazo, parece ser la única alternativa posible. Podría ser también con la complementación de una solución de largo plazo con el Perú.

También el desarrollo en el norte se basará en contratos entre privados. Naturalmente, con los clientes se harán contratos de largo plazo para sustentar viejos proyectos basados en carboneras. Es probable que los clientes tengan que participar en la inversión. Pero hay un problema del lado de los clientes especialmente. Los clientes dicen que tendrán que firmar contratos de largo plazo a precios bastante altos, con el riesgo de que su activo sea utilizado para suministrar a otros clientes. Cuando exista una situación de racionamiento y tenga una nueva planta instalada, y pague una tarifa muy alta, podría ser que quien tenga un contrato basado en gas, también pueda aprovechar esa planta.

En su opinión, la ley debe estimular al cliente libre que quiere pagar por seguridad de suministro, o bien que la vea amenazada, garantizándole que una nueva inversión que él financie asegure su propio suministro.

Existe la incertidumbre de cómo se harán los racionamientos en el futuro. Esto es lamentable, porque incide en las decisiones privadas para realizar más inversiones.

En resumen, el proyecto de ley es positivo en cuanto a la estabilización del precio del nudo. Pero sólo tendrá efecto en el SIC.

El gran problema es que falta clarificar el tema de la Fuerza Mayor a fin de que no se afecten los contratos entre privados.

La mayor discrecionalidad en la SEC o intervención del CDEC en este proyecto de ley, generará más incertidumbre, lo que se transformará en una desventaja si es que hay que tomar decisiones para invertir en Chile.

Por otra parte el señor Verdeyen señaló que en el norte del país existen ciclos combinados que ahora funcionan con gas, pero, eventualmente, podrían funcionar también con diesel. Si así fuere, el riesgo de racionamiento sería muy bajo. El problema radica en que, en el norte, las empresas tienen características muy diferentes a las del sur. Cuando se tiene una proyección basada en centrales hidroeléctricas, nuevamente esta operación genera una caja de ahorro que permite, en tiempos de sequía, comprar energía generada por ciclos combinados con diesel o comprarla en *spot*.

El problema radica en que, en el norte, todos los sistemas están basados en plantas termoeléctricas, pero ese tipo de operación no genera una caja de ahorro para pasar esos tiempos malos. Ello significa que ninguna de las empresas que existen en el norte podría resistir por más de algunos meses protección con diesel en sus ciclos combinados.

El señor Verdeyen señaló que la pregunta que ha surgido más veces se refiere al carbón. Primero, el carbón que ellos compran proviene de todo el mundo, de Australia, Indonesia, Estados Unidos, Canadá y también del sur de Chile. El precio del carbón incluido el transporte

quemado en las calderas, tiene un precio variable que es más bajo que el precio del GNL. Es un combustible competitivo con el gas licuado.

En relación con el petcoke, en el norte no hay ninguna empresa que lo use en un 100 por ciento. La mayoría de ellas usa una mezcla de carbón y petcoke. El gran problema de este último es que tiene gran concentración de azufre que genera un impacto negativo en el medio ambiente, por lo que necesita tecnología adecuada para capturar esas emisiones.

El petcoke se está utilizando mucho en el mundo porque los precios de gas natural son muy altos y los del carbón se duplicaron en menos de un año. Existe una gran demanda por petcoke en el mundo lo que significa que su precio por tonelada también ha aumentado muchísimo. No al nivel del carbón, pero está claro que ya no es posible encontrar petcoke a 25 dólares.

Sobre la incertidumbre del suministro el señor Verdeyen precisó que las empresas Edelnor y Electroandina tienen bastante capacidad, aunque no haya gas. Por los contratos que se han suscrito con sus clientes tienen el carbón necesario para funcionar. El problema es más de los compradores en el sistema interconectado porque ellos no tienen capacidad cuando no hay gas para suministrar a sus clientes. Eso podría también les podría afectar.

La gran pregunta es cómo se va a repartir este racionamiento. Están a favor de que ese racionamiento no afecte al 10 por ciento de los clientes regulados pero para el 90 por ciento restante sea repartido entre los clientes en relación con la capacidad de sus generadores. Estos clientes en el pasado han pagado precios muy altos por su energía comparados con los otros.

Existen otros clientes en el norte que han tenido un contrato basado sólo en el gas y por años y años han aprovechado un suministro de energía muy barato.

Sería muy injusto para los clientes, que han pagado precios muy altos por la energía para asegurar el suministro, en el caso de un racionamiento, ser afectados porque los otros han tenido generadores que tienen encapsulado el gas.

Esto podría inducir a invertir en capacidad, de modo que ese capital sea solamente utilizado por si mismo para que tengan una gran motivación para invertir. En este momento esa motivación no existe.

Todos han firmado contratos de largo plazo con sus clientes y con las minas y la mayoría de esos contratos no tienen ninguna manera de adaptar el precio a las nuevas circunstancias porque tienen una tarifa vinculada al costo del gas, por ejemplo, el efecto del costo del carbón no ha sido incluido. Casi no existen contratos indexados al precio de nudo. Entonces, el problema es que en casi ningún contrato está reflejado el cambio de mezcla de generación. Entonces, están sufriendo situaciones en que los costos de producción han subido muchísimo, pero las tarifas han quedado al mismo nivel o han incrementado sólo un poco. Asimismo, como

en la zona son contratos entre privados, la única manera de salir de este problema es ir a un arbitraje con los clientes. En este momento, en el norte, ninguno de los grandes clientes está dispuesto a cambiar su tarifa, porque temen que terminarán pagando una tarifa más alta, y que sus vecinos, que tienen contrato con otra generadora, van a continuar pagando un precio muy bajo.

Esta forma de competitividad entre los clientes, a su juicio, indica que ninguno va a moverse para firmar o para aceptar tarifas más altas hasta que lo establezca el arbitraje y esté presionado por el árbitro.

Otro tema es el de la fuerza mayor. Al respecto, piensa que aunque la intención de esa cláusula no era afectar directamente los contratos entre privados, pienso que sí, en una situación de arbitraje con clientes, podría ser utilizada para decir: "Mira, la ley indica que no es fuerza mayor, y ustedes vienen aquí con su arbitraje basado en las cláusulas de fuerza mayor".

En relación con el artículo 3°, el asunto es que, en caso de que no haya más de 15 por ciento de importación de gas de otra fuente en el país, la situación afectará en forma directa, porque será imposible desarrollar más proyectos basados en dicho combustible. En consecuencia, ello significaría que el gasoducto que hemos construido y que tiene una capacidad mucho mayor de la que utilizamos ahora, no tendría la posibilidad de llegar a su valor final, lo cual afecta mucho, en forma directa, en el valor de su patrimonio. Al respecto, piensa que no es muy motivante hacer una inversión de acuerdo con determinadas condiciones, y después ver que ellas cambian de manera que no puede aprovecharse el valor de la inversión.

En relación con la pregunta sobre qué proyectos se han dejado de realizar en el norte, hasta hace un año no hubo ningún proyecto previsto porque existía una sobreinversión, y por los años y años de crecimiento de los clientes, hubo bastante capacidad y no hubo ninguna necesidad de invertir. En este momento, la situación ha cambiado, y les aseguro que en la casa matriz existen muchos problemas para realizar. En este momento, en el norte de Chile hay falta de capacidad en la materia, debido a los problemas con Bolivia y Argentina.

El asesor Comercial de Electroandina, señor Juan Clavería, señaló que respecto de la sobreinversión, ella se tradujo en una doble capacidad del sistema hasta el año 2002, y que los precios de todos los contratos nuevos se fijaron sobre la base del precio de gas natural. Eso es lo que se da hoy en varios contratos de grandes clientes mineros y, por supuesto, ellos han aprovechado esa situación. ¿En qué ha impactado esto a las distintas empresas? En que el pago por capacidad de las distintas empresas ha sido mucho menor: menos del 40 por ciento de lo que debió haber sido. En los últimos años, las centrales carboneras, que debían recibir seis dólares por cada kilowatts/hora por potencia, recibían menos de la mitad de esa renta, y tenían que pagar costos bastante altos.

En cuanto al riesgo principal operacional del 200, expresó que en el SING se ha calculado que debería haber dos plantas—fundamentalmente, una de GasAtacama y otra de Edelnor— en caso de que

no hubiera gas natural, que deberían ser capaces de operar permanentemente con diesel, y así el sistema andaría relativamente bien, en términos de seguridad. Pero aquí se presenta un problema: que ninguno de los contratos vigentes ha sido renegociado. Esto implica que, si cualquier día hay un corte completo de gas natural, una empresa como GasAtacama o, eventualmente, Edelnor, que es excedentaria, debería tener costos, día por día, de 500 mil dólares por tener generación con petróleo diesel y recibiría de sus clientes -fundamentalmente GasAtacama, que sería la empresa más deficitaria- precios que serían menos de la cuarta parte del valor de costo, con contratos que aún no han sido renegociados.

Por lo tanto, en ese momento existiría un riesgo financiero de transferencias que nadie sabe bien en qué terminaría. Entiende que, si se perfila esa parte, se generarían los incentivos para que quienes están más desprotegidos hicieran las inversiones.

Respecto del carbón, señaló que en el sur de Chile se están explorando algunas fuentes. El único problema de carbón del sur de Chile es que tiene contenidos de cenizas muy altos, cercanos al 25 por ciento, lo que implica más contaminación. También están disponibles todas las fuentes de carbón del resto del mundo.

En cuanto a lo que les molesta en relación con la incertidumbre del sector eléctrico, cree que el proyecto que propicia la autoridad es muy bueno y que resuelve los problemas del SIC.

En el SING, los contratos con las distribuidoras son a muy largo plazo; no hay contratos que no estén suministrados. Piensa que, si llegase a haber un problema y se establece que para las distribuidoras el racionamiento será parejo y que, de ahí en adelante, tal racionamiento para las distintas empresas se daría en función de quién tiene capacidad, entonces no debiera profundizarse el problema.

Solicitan que se clarifique que la fuerza mayor y el racionamiento en el futuro no afecte los contratos entre privados.

El costo por megawatts de gas argentino a inicios del 2004 era de 1,2 dólares por millón de BTU; hoy están pagando alrededor de 2 dólares. Entienden que con gas natural el costo sería cercano a 4 dólares. Por lo tanto, esto implicaría duplicar el costo de la generación de energía. Lo que entienden, en la comparación entre el GNL y el gas que venga de Perú, es que el GNL genera un alza completa a todos los precios de mercado del sistema chileno. Todo el gas, incluso el que queda remanente de Argentina, va a subir de costo, lo que consideran un efecto negativo de esta situación.

Respecto de los proyectos que se están dejando de generar en el norte, entienden que habría algunas empresas que estarían interesadas en construir centrales carboneras. Habría algunos nuevos proyectos-, pero se debe clarificar el tema de que si alguien va a invertir en nuevas centrales carboneras, esa capacidad va a quedar como generación propia en caso de que haya restricciones. Éste es un punto que daría claridad y ayudaría a resolver los problemas en el norte.

En cuanto al gas peruano, estima que es el mal menor. Si bien hay una dependencia geopolítica con Argentina, ya están en el tema y existe una capacidad importante de inversión; se trata de diversificar ese riesgo.

El señor Vedeyen, finalmente se refirió a proyecto del gasoducto. Es claro que éste no puede resolver el riesgo que tiene este país. Entonces, este proyecto no va a ser la única solución. Probablemente se va a construir la planta gasificadora, pero si se hace este gasoducto va a ser un riesgo. Si los privados hacen un proyecto de riesgo sobre cortes de gas, es un peligro para los que han invertido en el proyecto. Por lo tanto, existe una póliza de seguridad para el país.

-Puesto en votación en general el proyecto de ley, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes en la sala de la Comisión.

VII. DISCUSIÓN Y VOTACIÓN EN PARTICULAR DEL PROYECTO.

El proyecto de ley consta de tres artículos permanentes y seis artículos transitorios.

Artículo 1º.-

Este artículo consta de seis numerales, mediante los cuales, se modifica el decreto con fuerza de ley N°1, de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos.

1.-

Mediante este número, se deroga el inciso segundo del artículo 79.

El artículo 79 vigente dispone lo siguiente: “La calidad de servicio de las empresas distribuidoras de servicio público que operen en sistemas cuyo tamaño es superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación, en cuanto a tensión, frecuencia, disponibilidad y otros, corresponderá a estándares normales con límites máximos de variación que serán los que determinen los reglamentos.

Los concesionarios de servicios públicos de distribución deberán informar a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, la fecha de licitación de sus contratos de suministro cuyos vencimientos estén previstos para los próximos doce meses y podrán efectuar conjuntamente licitaciones de bloques de energía necesaria para abastecer la demanda, en condiciones objetivas, transparentes y competitivas, lo que deberá ser informado al público por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

En los sistemas cuyo tamaño es inferior o igual a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación, la calidad de servicio será establecida de común acuerdo entre el concesionario y la Municipalidad respectiva, según lo señalado en el artículo 123°.

Los usuarios no podrán exigir calidades especiales de servicio por sobre los estándares que se establezcan a los precios fijados, siendo de la exclusiva responsabilidad de aquéllos que lo requieran el adoptar las medidas necesarias para lograrlas.”

-Puesto en votación el numeral 1.-, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes.

2.-

Por medio de este número se incorporan, a continuación del artículo 79, los artículos 79-1 a 79-4, nuevos.

El objetivo de este número es incorporar nuevos artículos para regular en forma integral, el nuevo procedimiento de licitaciones y establecer las normas básicas para la inserción de los precios de nudo de largo plazo en el régimen de precios de la energía eléctrica.

Por otra parte, mediante las normas que se incorporan, se establece la obligación de los concesionarios de distribución de electricidad de asegurar, a través de sus contratos y eventual capacidad de generación propia, el abastecimiento del total del consumo proyectado para sus consumidores regulados, por, al menos, los siguientes tres años. También se les impone la obligación de licitar los suministros de generadores que requieran para abastecer sus consumos regulados, y define las condiciones esenciales de la licitación, precisando que podrán generar contratos para suministros de hasta 15 años, que el precio máximo de la energía será el definido en el decreto de precios de nudo vigente, y que la adjudicación se efectuará por el menor precio de la energía ofrecido.

“Artículo 79-1.- 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 establezca 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.

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

*La Diputada señora González, doña Rosa y los Diputados señores Kuschel y Martínez formularon una indicación para incorporar el siguiente nuevo inciso al artículo 79-1:

“En caso que una concesionaria de servicio público de distribución, por causas ajenas a su voluntad, no disponga de contratos que permitan satisfacer el consumo de sus consumidores regulados, recibirá electricidad del sistema eléctrico que corresponda y el modo a pagar por el suministro destinado a dichos consumidores no podrá ser distinto al que se traspase a los clientes regulados de ese sistema.”

-Puesta en votación la indicación, fue rechazada por mayoría de votos.

*Los Diputados señores Kuschel, Jarpa, Leal, Mulet y Vilches formularon una indicación para intercalar en el inciso tercero del artículo 79-1, a continuación del punto y aparte (.), que pasa a ser punto y seguido(.), la siguiente frase: *“Además, la información contenida en las ofertas de los proponentes será de dominio público a través de un medio electrónico.”*

-Puesta en votación la indicación, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes.

-Puesto en votación el artículo 79-1, incluída la indicación, fue aprobado por mayoría de votos.

“Artículo 79º-2.- Las bases para licitaciones, individuales o conjuntas, serán elaboradas por las concesionarias y deberán ser aprobadas previamente por la Comisión.

Las bases de licitación especificarán, a lo menos, el o los puntos del sistema eléctrico en el cual se efectuará el suministro, la cantidad a licitar y el período de suministro que cubre la oferta.

En todo caso, las licitaciones que las concesionarias efectúen para abastecer sus consumos regulados, no podrán incluir consumos de clientes no sometidos a regulación de precios de sus zonas de concesión.”

*La Diputada señora González, doña Rosa y los Diputados señores Álvarez y Leay formularon una indicación para agregar el siguiente inciso final, nuevo al artículo 79-2:

“El reglamento establecerá el porcentaje máximo de los requerimientos de energía a contratar para clientes regulados. En este caso, el plazo de los contratos deberá coordinarse de manera que el vencimiento de éstos no implique que el monto de energía a contratar en un año calendario exceda del porcentaje señalado anteriormente.”

-Puesta en votación la indicación, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes.

-Puesto en votación el artículo 79-2, incluída la indicación, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes.

“Artículo 79º-3.- Las exigencias de seguridad y calidad de servicio que se establezcan para cada licitación deberán ser homogéneas, conforme establezca la normativa, y no discriminatorias para los oferentes. Ningún oferente podrá ofrecer calidades especiales de servicio, ni incluir otras regalías o beneficios adicionales al suministro.

El reglamento establecerá los requisitos y condiciones para ser oferente, así como las garantías que deban rendir para asegurar el cumplimiento de su oferta y del contrato de suministro que se suscriba.

El período de suministro que cubra la oferta deberá ser aquel que especifiquen las bases de licitación, el que no podrá ser superior a 15 años.

El oferente presentará una oferta de suministro señalando el precio de la energía, en el o los puntos de compra que correspondan de acuerdo a las bases. Dicho precio de la energía tendrá como valor máximo el precio de la energía fijado en el decreto de precios de nudo vigente.

El precio de la potencia, durante la vigencia del contrato de suministro, será el precio de nudo de la potencia fijado semestralmente en conformidad a la ley.

Las fórmulas de indexación de los precios de energía serán definidas por la Comisión y se incorporarán en las bases de licitación. Estas fórmulas deberán expresar la variación de costos de los combustibles y de otros insumos relevantes para la generación eléctrica, asociados a las tecnologías de los proyectos establecidos en el programa de obras de la Comisión, al momento de la licitación del respectivo contrato.”

**El Ejecutivo presentó una indicación para modificar el artículo 79-3, de la siguiente forma:*

a) Propone suprimir la oración final del inciso cuarto, y

b) Propone reemplazar los incisos quinto y sexto del proyecto, por los siguientes incisos quinto, sexto y séptimo, nuevos:

“El precio de la potencia, durante la vigencia del contrato de suministro, será el precio fijado en el decreto de precio de nudo vigente al momento de la licitación, dispuesto en el artículo 103º y siguiente.

Las fórmulas de indexación de los precios de energía y potencia serán definidas por la Comisión en las bases de licitación o, si éstas lo permiten, por los oferentes, conforme a las condiciones señaladas en ellas.

Las fórmulas de indexación del precio de energía deberán expresar la variación de costos de los combustibles y de otros insumos relevantes para la generación eléctrica. Del mismo modo, las fórmulas de indexación del precio de la potencia deberán reflejar las variaciones de costos de inversión de la unidad generadora más económica para suministrar potencia durante las horas de demanda máxima, y se obtendrá a partir de los valores de las monedas más representativas del origen de dicha unidad generadora, debidamente reajustadas para mantener el poder de compra en sus respectivos países.”.

El Ministro señor Rodríguez explicó que la indicación tiene por objeto eliminar, del mecanismo de licitaciones, el límite de precio de nudo como “techo”, de forma que pueda ese precio ser superado en un 20%, y en casos calificados, en un 15% adicional. Además, se dispone que el *precio de la potencia*, dentro del de nudo, debe mantenerse a valor constante durante la vigencia del contrato, lo que se logra a través de fórmulas de indexación que reflejan los valores reales de la moneda en que se compra la maquinaria (dólares, euros, etc.). Otra consideración importante que se incorpora es la indexación del componente *energía*, pues lo que se pretende es que los precios de los distintos combustibles queden fielmente reflejados en las licitaciones. Ambos requerimientos serán atendidos en una fórmula que contendrá el respectivo reglamento.

-Puesta en votación la indicación, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes.

-Puesto en votación el artículo 79-3, incluída la indicación, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes.

“Artículo 79º-4.- La licitación se adjudicará al oferente que ofrezca el menor precio de energía. En el caso que haya más de un punto de abastecimiento, la forma de calcular el precio de energía ofrecido será la que señale el reglamento.

Todo contrato de suministro entre una distribuidora y su suministrador, para abastecer a clientes regulados, será suscrito por escritura pública, y una copia autorizada será registrada en la Superintendencia. Asimismo, la distribuidora respectiva deberá informar el resultado de la licitación a la Comisión, en la forma que ésta disponga, a más tardar 3 días después de efectuado el registro señalado.

Las demás condiciones de las licitaciones para abastecer consumos regulados, y de sus bases, serán establecidas en el reglamento.”.

*La Diputada señora González, doña Rosa y los Diputados señores Álvarez y Leay formularon una indicación para agregar al artículo 79-4, el siguiente inciso final, nuevo:

“En todo caso, el total de la energía que deberán facturar el o los suministradores a una distribuidora, será igual a la energía efectivamente demandada por ésta en el período de facturación.”

Los Diputados patrocinantes de la indicación, manifestaron que a futuro las distribuidoras licitarán el suministro para clientes regulados, según las bases de licitación que en definitiva serán aprobadas por la Comisión Nacional de Energía. De esta forma se ha introducido el riesgo, para las empresas concesionarias de distribución, de tener que comprar bloques de energía o potencia que, eventualmente, pudieren encontrarse desajustados en relación con sus consumos efectivos, quedando la empresa obligada a contratar bajo modalidades que le hagan incurrir en pagos por consumos que no ha efectuado.

-Puesto en votación el artículo 79-4, incluída la indicación, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes.

*El Ejecutivo presentó una indicación para incorporar el siguiente artículo 79-5, nuevo:

“Artículo 79º-5.- En cada licitación el valor máximo de las ofertas será el equivalente al límite superior de la banda definida en el artículo 101º ter, vigente al momento de la licitación, incrementado en un 20%.

Si una licitación fuere declarada desierta al momento de la apertura de las ofertas de suministro, la concesionaria deberá convocar a una nueva licitación, la que deberá efectuarse dentro de los 30 días siguientes a dicha declaración. En este caso, el Consejo Directivo de la Comisión podrá acordar, fundadamente, que el límite superior de la banda, señalado en el inciso anterior, sea incrementado en forma adicional, hasta en un 15%.

En caso que esta nueva licitación fuere declarada desierta, la concesionaria podrá convocar a nuevas licitaciones, con el valor máximo que señala el inciso anterior, hasta que esté vigente el siguiente decreto de precios de nudo, momento a partir del cuál el valor máximo del precio de la energía corresponderá al definido en el inciso primero de este artículo.”.

-Puesta en votación la indicación, por la cual se incorpora un artículo 79-5, fue aprobada, sin debate, por la unanimidad de los Diputados presentes.

3.-

Mediante este número se incorpora un nuevo artículo 81 ter a la Ley General de Servicios Eléctricos, con el fin de establecer y regular la labor que realizan los Centros de Despacho Económico de Carga, los cuales deben informar inmediatamente a la Superintendencia de las situaciones de hecho riesgosas para la seguridad del abastecimiento que se prevean u ocurran, y de las medidas que deben adoptar para evitarlas o contrarrestarlas. Es una información esencial para garantizar la seguridad y permitir la oportuna adopción de medidas para evitar contingencias. La omisión de esta obligación se sanciona como infracción gravísima, conforme

lo disponen las normas establecidas en la Ley N° 18.410, orgánica de la Superintendencia.

Además, se previene que, sin perjuicio de la responsabilidad que la ley le asigna a los CDEC en la preservación de la seguridad y calidad del servicio eléctrico, siempre que se prevean u ocurran situaciones de hecho que puedan ponerlas en riesgo, la Superintendencia podrá disponer y ordenar las medidas que estime necesarias para evitarlos o contrarrestarlos. Dichas medidas se establecerán mediante resolución fundada y previo informe de la Comisión Nacional de Energía, y serán obligatorias para los CDEC y sus integrantes y demás instalaciones sujetas a coordinación en el respectivo sistema.

“Artículo 81 ter.- Los CDEC deberán informar a la Superintendencia y a la Comisión de las situaciones de hecho que puedan poner en riesgo la seguridad del abastecimiento eléctrico en el corto y mediano plazo.

La comunicación deberá efectuarse inmediatamente después de detectado o previsto un hecho, situación o circunstancia que genere el riesgo, a través del medio más expedito disponible, sin perjuicio de remitir un informe escrito dentro de las siguientes 48 horas, en que deberán especificarse las medidas que el CDEC haya implementado o que implementará para evitar el riesgo detectado o previsto. El incumplimiento de esta obligación constituirá una infracción gravísima y será sancionada por la Superintendencia de acuerdo a las disposiciones de la Ley N° 18.410.

Sin perjuicio de las obligaciones y responsabilidades que conforme a la ley corresponden a los CDEC en la preservación de la seguridad y calidad de servicio en el respectivo sistema eléctrico, siempre que se prevean u ocurran situaciones de hecho que puedan poner en riesgo la seguridad del suministro eléctrico, la Superintendencia, mediante resolución fundada y previo informe de la Comisión, podrá adoptar y ordenar las medidas que estime necesarias para evitar o contrarrestar dicho riesgo. Estas medidas serán obligatorias para los CDEC y para sus integrantes, así como para las centrales y demás instalaciones interconectadas al respectivo sistema que deben sujetarse a la coordinación del mismo, y su incumplimiento será sancionado por la Superintendencia de acuerdo a las normas de la Ley N° 18.410.”.

*El Ejecutivo presentó una indicación para suprimir el número 3 del proyecto de ley, eliminando en consecuencia el artículo 81 ter: Por lo que, los numerales 4 a 6 del proyecto, pasan a ser 3 a 5.

El Ministro señor Rodríguez señaló que la indicación tiene por objeto eliminar el artículo 81 ter inicialmente propuesto, debido a que la facultad de requerir información a los Centro de Despacho Económico de Carga (Cdec) ya está hoy contemplada en la ley orgánica de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), por lo que sería

redundante. .Por otra parte, las facultades que el propuesto artículo 81 ter asignaba a la SEC, el Ejecutivo las considera *satisfechas* en otras dos modificaciones al proyecto de ley, con las que, por una parte, se fortalece la autonomía de los Cdec con la exigencia de quórum más altos para remover a los profesionales que los integran, se asigna un mayor presupuesto a dichos organismos y se les abre a la integración de otros actores del sector. Agregó que parte de las normas que estaban en el artículo 81 ter se incorporan en un nuevo artículo que permite que la Comisión Nacional de Energía exija a los Cdec, medidas de seguridad adicionales, parte de cuyos costos serán traspasados a precios, ofreciendo así una mayor seguridad.

-Puesta en votación la indicación, por la cual se elimina el N°3 del artículo 1° del proyecto, fue aprobada, sin debate, por mayoría de votos.

4.- (que pasó a ser 3.)

Por medio de este número se incorpora un artículo 90 bis con el objeto de permitir la existencia de señales de mercado que favorezcan una conducta eficiente de los consumidores regulados frente a condiciones de contingencia eléctrica. El proyecto de ley contempla una disposición que les permite recibir y aceptar o no, propuestas económicas para ajustar voluntariamente sus consumos.

Lo señalado anteriormente, se logra permitiendo que los generadores propongan directamente a los consumidores, incentivos económicos para dicho propósito. Además, este artículo regula el mecanismo de incentivos por reducciones de consumo y las reglas básicas para su aplicación.

El primer inciso se refiere a la aplicación del mecanismo respecto de consumidores sujetos a regulación de precios cuya potencia conectada sea superior a 500 kilowatts, ámbito en que se permite a éstos pactar directamente con las generadoras las condiciones e incentivos que aplicarán a las reducciones de consumo que convengan.

Los siguientes incisos regulan la aplicación del mecanismo respecto de los consumidores finales con una potencia conectada inferior a la indicada, cuyas características y posición de negociación, hacen necesario garantizar normativamente las condiciones mínimas en que los generadores podrán convenir con ellos reducciones temporales de consumo. Es así como se establecen las exigencias mínimas de la oferta; la obligación de la respectiva distribuidora de comunicar las ofertas a sus usuarios o clientes, sin incorporar elementos, condiciones o cláusulas adicionales; los requisitos mínimos para una aceptación válida por parte de los consumidores y los efectos jurídicos de ella.

La innovación descrita permitirá, por una parte, lograr una mayor eficiencia en la asignación de los recursos, por cuanto se consumirá menos cuando la energía tenga costos muy altos, y por la otra, dar mayor seguridad de abastecimiento al sistema, pues las disminuciones de consumo en períodos de escasez retrasarán situaciones de oferta insuficiente.

“Artículo 90 bis.- Los generadores que suministren energía eléctrica a consumidores sujetos a regulación de precios, conforme a los números 1º y 2º del artículo 90º, y cuya potencia conectada del usuario final sea superior a 500 kilowatts, podrán convenir con éstos reducciones temporales de sus consumos, las que se imputarán a los suministros comprometidos por el respectivo generador, según se determine en el reglamento.

Asimismo, los generadores, a través de las empresas concesionarias de servicio público de distribución, podrán convenir con los consumidores de menos de 500 kilowatts reducciones temporales de consumo, las que se imputarán a los suministros comprometidos por el respectivo generador. Las ofertas que para este efecto efectúen los generadores, además de formularse en términos no discriminatorios y transparentes, deberán precisar el período de tiempo por el que se ofrecen las condiciones propuestas y la forma, mecanismo y periodicidad de los incentivos o premios que se otorgarán por las reducciones de consumo, y contendrán las demás especificaciones que señale el reglamento.

En los casos a que se refiere el inciso anterior, una vez formulada la oferta, las respectivas empresas distribuidoras deberán transmitirla a sus consumidores, en la forma y dentro del plazo que determine el reglamento, estándole vedado incorporarle cualquier elemento o condición adicional a las establecidas por el generador.

La aceptación de una oferta por parte de los consumidores sólo será válida cuando se preste voluntaria y expresamente, en la forma y por los medios que autorice el reglamento. Con la aceptación manifestada en estos términos, se entenderán perfeccionados los convenios respectivos y el generador quedará obligado a mantener las condiciones ofrecidas por el período de tiempo señalado en la oferta, respecto del o los consumidores que la hayan aceptado. Asimismo, las empresas distribuidoras que corresponda, quedarán obligadas a adoptar las medidas necesarias para la implementación del mecanismo antes descrito, de acuerdo al reglamento y a las instrucciones que se impartan al respecto.

El reglamento establecerá las normas que sean necesarias para la adecuada aplicación del mecanismo previsto en este artículo, regulando los procedimientos, plazos y demás condiciones que se requieran para su ejecución.”.

*El Ejecutivo presentó una indicación para sustituir el artículo 90 bis, por el siguiente:

“Artículo 90º bis.- Los generadores que suministren energía eléctrica a consumidores sujetos a regulación de precios, conforme a los números 1º y 2º del artículo 90º, y cuya potencia conectada del usuario final sea igual o superior a 500 kilowatts, podrán convenir con éstos reducciones o aumentos temporales de sus consumos, las que se imputarán a los suministros comprometidos por el respectivo generador.

Asimismo, los generadores, en forma directa o a través de las empresas concesionarias de servicio público de distribución, podrán ofrecer y/o convenir con los consumidores de menos de 500 kilowatts reducciones o aumentos temporales de consumo, las que se imputarán a los suministros comprometidos por el respectivo generador.

Las ofertas que realicen los generadores de conformidad con el inciso anterior, además de formularse en términos no discriminatorios y transparentes, deberán precisar el período de tiempo por el que se ofrecen las condiciones propuestas y la forma, mecanismo y periodicidad de los incentivos que se otorgarán por las reducciones o aumentos de consumo, y contendrán las demás especificaciones que señale la Comisión.

Si dichas ofertas se formularen a través de empresas distribuidoras, éstas deberán transmitir las a sus consumidores, en la forma y dentro del plazo que determine la Comisión, sin que puedan incorporarles ningún elemento o condición adicional a las establecidas por el generador.

Una vez formulada la oferta, sea directamente o a través de las empresas distribuidoras, ella se entenderá aceptada tácitamente por parte de los usuarios destinatarios por la sola reducción o aumento del consumo, según el caso, y los generadores quedarán obligados a cumplir los incentivos y demás condiciones ofrecidas por el período de tiempo señalado en la respectiva oferta.

Los costos relacionados con la implementación del sistema de incentivos a reducciones o aumentos de consumo serán de cargo del generador.

Los mecanismos de incentivo que regula este artículo no podrán contener condiciones o cláusulas que graven, multen o perjudiquen a los consumidores.

La Comisión establecerá las normas que sean necesarias para la adecuada aplicación del mecanismo previsto en este artículo, regulando los procedimientos, plazos y demás condiciones que se requieran para su ejecución.”.

El Ministro Rodríguez explicó que la indicación tiene por finalidad otorgar una facultad para las generadoras eléctricas e imponer una obligación a las distribuidoras, para que apliquen en los casos en que sea conveniente, los incentivos tanto al ahorro como al incremento de consumo, según sea el caso, a favor de los consumidores *regulados*, con el propósito de optimizar la administración de la demanda. Otro aspecto relevante de esta indicación es que con ella, se reconoce que los costos en que se incurra para la aplicación del mecanismo, deben ser de cargo del generador o de los generadores que están ofreciendo los incentivos y no de cargo de la distribuidora que sólo cumple una función de intermediaria.

Además, se desea dar más libertad, tanto al productor como al comprador, para administrar los consumos, aplicando incentivos cuando al productor le convenga ofrecerlos, pero que también sea conveniente para los consumidores, incluso para los más pequeños.

Por último, señaló el Ministro que con esta norma se pretende que no se generen costos para el consumidor, por algo que no se está comprando, en este caso *potencia*, con lo que se responde al alegato de algunas distribuidoras que han planteado que, pese a las campañas de ahorro, pueden perder valor agregado de distribución, lo que no sucederá si el consumidor deja de consumir.

*Los Diputados señores Jarpa, Leal y Mulet, formularon una indicación para modificar el texto del artículo 90 bis, nuevo, incorporado mediante una indicación del Ejecutivo, de la siguiente forma:

a) Para agregar a continuación del inciso tercero, pasando el punto y aparte(.), a ser punto y seguido(.), la siguiente frase:

“Dichos mecanismos no podrán contener condiciones o cláusulas que graven, multen o perjudiquen a los consumidores.”

b) Para suprimir el inciso séptimo.

-Puesta en votación la indicación del Ejecutivo por la que se sustituye el artículo 90 bis, incluída la indicación parlamentaria, fue aprobada, sin debate, por la unanimidad de los Diputados presentes.

5.- (que pasó a ser 4.)

Mediante este número se incorporan los artículos 96 bis, 96 ter y 96 quáter, a continuación del artículo 96.

Los nuevos artículos que se proponen incorporar, regulan las bases esenciales para la incorporación de los precios que resulten de las licitaciones efectuadas conforme al nuevo procedimiento, denominados “precios de nudo de largo plazo”, a los precios aplicables al nivel generación-transporte, y su consecuente traspaso a los clientes finales sometidos a regulación de precios.

Además, se crea un mecanismo para evitar que los precios aplicables a los clientes finales regulados de las distintas distribuidoras de un sistema eléctrico, se distancien significativamente, sin perjuicio de las diferencias originadas en los costos que implica situar la energía en los distintos puntos del sistema.

Por su parte, los generadores facturarán los suministros que proporcionen a cada distribuidora de acuerdo a los precios establecidos en los respectivos contratos licitados, a medida que éstos entren en vigor, de manera que progresivamente perciban una remuneración estable en el tiempo, independiente de las variaciones del precio de nudo.

“Artículo 96 bis.- Los precios de energía obtenidos en las licitaciones reguladas en el artículo 79-1 y siguientes, llamados “precios de nudo de largo plazo”, y sus fórmulas de indexación, se incluirán en el decreto contemplado en el artículo 103 que se dicte con posterioridad al término de la licitación respectiva.”

*El Ejecutivo presentó una indicación para intercalar, en el artículo 96 bis a continuación de la palabra “energía”, la expresión “y potencia”

-Puesto en votación el artículo 96 bis, incluída la indicación, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes.

“Artículo 96 ter.- 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 resultan de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme sus respectivos contratos. El promedio se obtendrá ponderando los precios por el volumen de suministro correspondiente.

En caso que el precio promedio de energía de una concesionaria, determinado para la totalidad de su zona de concesión, sobrepase en más de un 5% el promedio ponderado del precio de energía calculado para todas las concesionarias del sistema eléctrico, el precio promedio de la concesionaria respectiva 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.

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

-Puesto en votación el artículo 96 ter, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes.

“Artículo 96 quáter.- Los precios promedio que los concesionarios de servicio público de distribución, calculados conforme al artículo anterior y que deban traspasar a sus clientes regulados, serán fijados mediante decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, previo informe de la Comisión. Dichos decretos serán dictados en las siguientes oportunidades:

a) Con motivo de las fijaciones de precios señaladas en el artículo 103;

b) Con ocasión de la entrada en vigencia de algún contrato de suministro licitado conforme el artículo 79-1 y siguientes; y

c) Cuando se indexe algún precio contenido en un contrato de suministro vigente, de acuerdo a lo establecido en los artículos 98 bis y 104.

Los precios que resulten de la publicación señalada en la letra b) entrarán en vigencia a partir de la fecha en que se inicie el suministro, conforme indique el contrato respectivo, y se procederá a la reliquidación que sea necesaria, de acuerdo el artículo 103.

Los precios que resulten de la publicación señalada en la letra c) entrarán en vigencia a partir de la fecha que origine la indexación.”.

*Los Diputados señores Vilches y Mora formularon una indicación para agregar al artículo 96 quáter, el siguiente inciso final, nuevo:

“Se deja establecido que la reliquidación que pueda efectuarse entre concesionarios de servicio público de distribución, no afecta la obligación del concesionario respectivo de pagar a su suministrador el precio íntegro de la energía y potencia recibida”

-Puesto en votación el artículo 96 quáter, incluída la indicación parlamentaria, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes.

6.- (que pasó a ser 5.)

Mediante este número se incorpora un artículo 98 bis, a continuación del artículo 98.

Este número, también se refiere a la incorporación de los precios que resulten de las licitaciones efectuadas conforme al nuevo procedimiento, denominados “precios de nudo de largo plazo”, a los precios aplicables al nivel generación-transporte, y su consecuente traspaso a los clientes finales sometidos a regulación de precios.

Este artículo está estrechamente ligado a los artículos 96 ter y 103.

“Artículo 98 bis.- *Los precios de nudo de largo plazo se reajustarán de acuerdo a sus respectivas fórmulas de indexación, con ocasión de cada fijación precios a que se refiere el artículo 103. Estos nuevos precios serán utilizados para determinar los precios promedio indicados en el artículo 96 ter.*

Si dentro del período que medie entre los meses señalados en el artículo 103, al aplicar la fórmula de indexación respectiva un precio de nudo de largo plazo experimenta una variación acumulada superior a diez por ciento, éste será reajustado, debiendo la Comisión calcular los nuevos precios promedio de cada distribuidora de acuerdo a lo señalado en el artículo 96 ter.”.

-Puesto en votación el artículo 98 bis, fue aprobado, sin debate, por la unanimidad de los Diputados presentes.

6.- (nuevo)

*Los Diputados señores Jarpa, Kuschel, Leal, Mulet y Vilches formularon una indicación para incorporar un artículo 99 ter, a continuación del artículo 99 bis, que es del siguiente tenor:

“Artículo 99 ter.- Todo cliente sometido a regulación de precios tiene derecho a recibir las compensaciones del artículo anterior, independiente del origen de la obligación de abastecer a la concesionaria de servicio público de distribución por las empresas generadoras.”

-Puesta en votación la indicación, por la cual se incorpora un artículo 99 ter, fue aprobada, por mayoría de votos.

7.- (nuevo)

*El Ejecutivo presentó una indicación para reemplazar el artículo 101, por el siguiente:

“Artículo 101.- Las empresas y entidades a que se refiere el artículo 100, comunicarán a la Comisión antes del 31 de marzo y del 30 de septiembre de cada año, su conformidad o sus observaciones al informe técnico elaborado por la Comisión. Conjuntamente con su conformidad u observaciones, cada empresa deberá comunicar a la Comisión, respecto de sus clientes no sometidos a regulación de precios, en adelante “clientes libres”, y distribuidoras, lo siguiente:

- a) La potencia;
- b) La energía;
- c) El punto de suministro correspondiente;
- d) El precio medio cobrado por las ventas efectuadas a precio libre; y
- e) El precio medio cobrado por las ventas efectuadas a precios de nudo de largo plazo.

La información indicada en los literales anteriores comprenderá los cuatro meses previos a las fechas señaladas en el inciso primero.

Los precios medios señalados en los literales d) y e) deberán ser expresados en moneda real al final del período informado, de acuerdo con los mecanismos que establezca el reglamento.

La Comisión podrá aceptar o rechazar total o parcialmente las observaciones de las empresas. Sin embargo, los

precios de nudo definitivos de energía y potencia que ésta determine, deberán ser tales que el Precio Medio Teórico se encuentre dentro de la Banda de Precios de Mercado señalada en el artículo 101 ter.”.

El artículo 101 vigente, dispone lo siguiente:

“Las empresas y entidades a que se refiere el artículo 100° comunicarán a la Comisión antes del 31 de marzo y 30 de Septiembre de cada año, su conformidad o sus observaciones al informe técnico elaborado por la Comisión. Conjuntamente con su conformidad u observaciones, cada empresa deberá comunicar a la Comisión, conforme lo establezca el reglamento, la potencia, la energía, el punto de suministro correspondiente y el precio medio cobrado por las ventas a precio libre efectuadas durante los últimos cuatro meses, a cada uno de sus consumidores no sometidos a fijación de precio, expresados en moneda real al final del período informado, de acuerdo con los mecanismos que establezca el reglamento.

La Comisión podrá aceptar o rechazar total o parcialmente las observaciones de las empresas; sin embargo, los precios de nudo definitivos que ella determine no podrán diferir en más de cinco por ciento de los precios correspondientes a suministros no sometidos a fijación de precios.

El procedimiento de comparación será el siguiente:

1.- A partir del precio medio informado conforme al inciso primero, de cada suministro no sometido a fijación de precio se calculará un promedio considerando como factor de ponderación la energía facturada correspondiente a cada suministro;

2.- A partir del precio medio teórico de cada suministro no sometido a fijación de precio, que resulta de aplicar los precios de nudo determinados por la Comisión, se calculará un promedio, considerando como factor de ponderación la energía facturada correspondiente a cada suministro;

3.- Si el promedio de precios calculado según lo estipulado en el número 2 precedente no difiere en más de cinco por ciento del promedio calculado según lo estipulado en el número 1, los precios de nudo determinados previamente serán aceptados. En caso contrario, la Comisión deberá multiplicar todos los precios de nudo, sólo en su componente de energía, por un coeficiente único, de modo de alcanzar el límite más próximo, superior o inferior de la banda de cinco por ciento.”

El Ministro Rodríguez señaló, que la indicación que reemplaza el artículo 101 vigente, e incorpora los artículos 101 bis y 101 ter, tiene por objeto corregir el mecanismo de fijación del precio de nudo que actualmente desarrolla la Comisión Nacional de Energía, para ajustar la enorme distancia que existe entre lo que debiera ser el precio de nudo y el que en definitiva se fija, por efecto del mecanismo de *bandas* que considera el procedimiento (U\$70 el megawatt/hora, frente a U\$42 el megawatt/hora). Se propone entonces que, en caso que la diferencia entre el precio que se está calculando y el que figura en los contratos libres, sobrepase una determinada magnitud (30 ó 40%), la banda en torno al precio libre aumente de un 5% a un 10%, y permitir así que se ajuste más rápido el mercado. Además, en caso que la diferencia sea aún más grande, a partir de ese ajuste, sea corregida linealmente hasta llegar a una banda de más menos el 30% como máximo.

En suma, con estas disposiciones se busca que el sistema eléctrico se adapte más rápido a situaciones de *shock* para que no se detengan los procesos de inversión. El Ejecutivo asume que siempre habrá una distancia entre el precio calculado por la CNE y el precio que resulte, pero que tal distancia será más ajustada que la que se presenta actualmente, lo que será positivo para el mercado.

-Puesta en votación la indicación, por la cual se modifica el artículo 101, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes.

8.- (nuevo)

*El Ejecutivo presentó una indicación para incorporar los artículos 101 bis y 101 ter, a continuación del artículo 101.

“Artículo 101 bis.- El procedimiento de determinación y comparación de los Precios Medios de Mercado y Teórico será el siguiente:

1) A partir de los precios medios informados conforme a los literales d) y e) del artículo anterior, se calculará el Precio Medio de Mercado. Éste será determinado como el cuociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a clientes libres y distribuidoras indicados en el artículo 101º, y el total de la energía asociada a dichos suministros, ambas ocurridas en el período de cuatro meses que culmina en el mes anterior al de la fijación de los precios de nudo;

2) A partir de la energía y potencia de los suministros efectuados a clientes libres y distribuidoras, informadas conforme al artículo 101º, se determina el Precio Medio Teórico. Éste se calculará como el cuociente entre la facturación teórica, que resulta de valorar los suministros señalados a los precios de nudo de energía y potencia determinados por la Comisión, incluidos los cargos destinados a remunerar el sistema de transmisión troncal conforme señala el artículo 71º-30, en sus respectivos puntos de suministro y nivel de tensión, y el total de la energía asociada a estos suministros, ambas en el período de cuatro meses señalado en el numeral anterior;

3) Si el Precio Medio Teórico se encuentra dentro de la Banda de Precios de Mercado a que se refiere el artículo 101º ter, los precios de nudo determinados previamente por la Comisión serán aceptados. En caso contrario, la Comisión deberá multiplicar todos los precios de nudo, sólo en su componente de energía, por un coeficiente único, de modo de alcanzar el límite más próximo, superior o inferior de la Banda de Precios de Mercado” .

-Puesta en votación la indicación, por la cual se incorpora el artículo 101 bis, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes.

“Artículo 101 ter.- Los límites de la Banda de Precios de Mercado se calcularán de acuerdo a lo siguiente:

1) A partir de los precios básicos de energía y potencia calculados por la Comisión, se calcula un precio medio, denominado Precio Medio Básico.

2) Si la diferencia entre el Precio Medio Básico y el Precio Medio de Mercado es inferior a 40%, la Banda de Precios de Mercado será igual al 5%, respecto del Precio Medio de Mercado.

3) Si la diferencia entre el Precio Medio Básico y el Precio Medio de Mercado es igual o superior a 40% e inferior a 80%, la Banda de Precios de Mercado será igual a la cuarta parte de la diferencia entre ambos Precios Medios.

4) Si la diferencia entre el Precio Medio Básico y el Precio Medio de Mercado es igual o superior a 80%, la Banda de Precios de Mercado será igual a 20%.”.

*Los Diputados señores Jarpa, Kuschel, Leay, Mulet; Muñoz, don Pedro; Mora y Vilches, formularon una indicación para modificar el artículo 101 ter, en la siguiente forma:

a) Para sustituir en el N°2 y en el N°3 el guarismo “40%” por “30%”;

b) Para reemplazar en el N°3, la expresión “la Banda de Precios de Mercado será igual a la cuarta parte de la diferencia entre ambos Precios Medios”, por la expresión: **“La Banda de Precios de Mercado será igual a las dos quintas partes de la diferencia porcentual entre ambos precios medios, menos el 2%”**, y

c) Para sustituir en el N°4 el guarismo “20%” por “30%”.

-Puestas en votación las indicaciones del Ejecutivo, por la cual se incorpora el artículo 101 ter y la de los parlamentarios por la que se modifica el artículo 101 ter, fueron aprobadas por la unanimidad de los Diputados presentes.

9.- (nuevo)

*El Ejecutivo presentó una indicación para incorporar el artículo 102 bis, a continuación del artículo 102:

“Artículo 102 bis.- Los precios a que se refiere el artículo 103º incorporarán un porcentaje de los mayores costos en que incurra el sistema eléctrico por planes de seguridad de abastecimiento requeridos al CDEC por la Comisión, previo acuerdo de su Consejo Directivo. El mecanismo para determinar dicho porcentaje será establecido en el reglamento.”.

El Ministro Rodríguez explicó que con la indicación se pretende lograr una situación de mayor justicia para con el inversionista a quien, en casos críticos el Ejecutivo puede exigirle seguridades adicionales más allá de las condiciones contractuales originales. Si bien esa mayor exigencia puede ser justificada a la luz del bien público, no tiene que ser gratuito, debe tener un costo que será traspasado al consumidor final, con lo que se obliga la autoridad a ser más responsable en

sus solicitudes extraordinarias. En aquella parte que el mayor costo debe ser traspasado a precio, se estima que tal proporción debe serlo en relación con el tamaño del sector regulado en cada sistema eléctrico. Con este costo traspasado al usuario, esta mayor exigencia de seguridad será aún más excepcional de lo que ya era, y sólo tendrá lugar en circunstancias extraordinarias o calificadas. En todo caso, aclaró que es una decisión que no toma en forma autónoma la CNE, sino que requiere el acuerdo del Consejo de Ministros, lo que asegura un acuerdo político muy sólido y fundado, además que cubre el riesgo de una decisión apresurada y errónea en la materia.

*Los Diputados señores Bauer, Jarpa, Kuschel, Leal, Leay, Mulet; Muñoz, don Pedro, y Valenzuela formularon una indicación, para modificar el artículo 102 bis, de la siguiente forma:

a) Para reemplazar en el inciso primero la expresión *“requeridos al CDEC por la Comisión”*, por la expresión ***“requeridos excepcionalmente al CDEC por la Comisión”***, y para suprimir la segunda oración de dicho inciso, y

b) Para agregar un inciso segundo, nuevo.

“El reglamento establecerá las condiciones para que se dé el carácter excepcional, el mecanismo para establecer el porcentaje señalado en el inciso anterior, las reliquidaciones necesarias para asegurar la recaudación por parte de las empresas generadoras que incurrieron en costos adicionales por planes de seguridad, así como también, asegurar que no existan dobles pagos por parte de los usuarios.”

-Puestas en votación las indicaciones del Ejecutivo, por la cual se incorpora el artículo 102 bis y la de los parlamentarios por la que se modifica el artículo 102 bis, fueron aprobadas por la unanimidad de los Diputados presentes.

-Además se acordó rechazar una indicación formulada por los Diputados señores Álvarez, Leay y señora González, doña Rosa, por la que proponían eliminar el artículo 102 bis propuesto por el Ejecutivo.

10.- (nuevo)

*El Ejecutivo presentó una indicación para agregar a continuación del inciso segundo de la letra b) del artículo 150, un inciso tercero, nuevo, la que es del siguiente tenor:

“El CDEC estará compuesto por las empresas propietarias de las instalaciones que señala el inciso primero de este literal, en la forma que determine el reglamento. Los Directores de cada Dirección serán nombrados y removidos por los dos tercios del Directorio. 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.”

El artículo 150 vigente señala lo siguiente:

“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 permiten generar,

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 Centro de Despacho Económico de Carga contará con un Directorio y 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.

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, actualizadas a un instante determinado. costo.

i) Instalación económicamente adaptada: es la instalación que permite producir una cantidad determinada al menor transportar y distribuir energía eléctrica.

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, existente 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.

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 81. 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.

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 84°, 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.”

***Los Diputados señores Álvarez, Leay y señora González, doña Rosa, formularon una indicación que introduce las siguientes modificaciones al artículo 150:**

a) Para agregar, en el inciso segundo de la letra b), entre las expresiones “*Directorio*” y “*los organismos técnicos*”, la siguiente frase:

“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”.

b) Para eliminar en el inciso tercero, nuevo, de la letra b), la palabra “*removidos*” y luego agregar, entre la expresión “*serán nombrados y*” y la expresión “*por los dos tercios*”, la frase: “*podrán ser removidos antes de su período,*”.

c) Para agregar en el inciso tercero, nuevo, después de la expresión “*Directorio*” y antes del punto (.) y seguido, la siguiente frase: “*y durarán en su cargo un plazo de cuatro años, pudiendo ser reelegidos por unanimidad, sólo por un período más*”.

Luego de un breve debate acerca de la composición del Directorio del Cdec, se acordó ajustar las indicaciones y se coincidió en otorgar autonomía operativa a los integrantes del Cdec, en asignar correctamente las responsabilidades en la administración del sistema eléctrico y en abrir la posibilidad a la integración de los actores del sector eléctrico. Además se determinó que la reelección de los directores operativos sólo requerirá los dos tercios del Directorio.

*Los Diputados señores Vilches y Kuschel formularon una indicación para reemplazar el inciso tercero del artículo 150, propuesto por una indicación del Ejecutivo, por los siguientes:

“Cada Centro de Despacho Económico de Carga contará con un Directorio de Peajes y un Directorio de Operaciones, los cuales deberán contar con los organismos técnicos y personal necesarios para el cumplimiento de sus funciones. Existirán, a lo menos, una Dirección de Operación y una Dirección de Peajes. Estos organismos, eminentemente técnicos y ejecutivos, desarrollarán su función conforme a la ley y su reglamento. El Director y el personal de cada Dirección, deberán reunir condiciones de idoneidad e independencia que garanticen su adecuado desempeño.

Las funciones del Directorio de Peajes corresponderán a todas aquellas necesarias para dar cumplimiento a la obligación de los CDEC de garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión, así como todas las labores de estudios y acciones tendientes a la adecuada coordinación entre los agentes que hacen uso de los sistemas de transmisión y generación. A su vez, las labores del Directorio de Operación serán todas aquellas necesarias para garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico y preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.

El Directorio de Peajes estará compuesto por las empresas propietarias o administradoras de las instalaciones que señala el inciso primero de este literal.

El Directorio de Operaciones sólo estará integrado por empresas generadoras y de transmisión troncal.

Los Directores de cada Dirección serán nombrados y removidos por los dos tercios del respectivo Directorio. 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.”

-Puesta en votación la indicación de los Diputados señores Vilches y Kuschel, por la cual proponen modificar la indicación del Ejecutivo, fue rechazada por la unanimidad de los Diputados presentes.

-Puestas en votación las indicaciones tanto del Ejecutivo, como la de los Diputados señores Álvarez, Leay y señora González, doña Rosa, mediante las cuales se modifica el artículo 150, fueron aprobadas por la unanimidad de los Diputados presentes.

Artículo 2º.-

Mediante este artículo se incorpora un nuevo inciso a la disposición legal que faculta a la Superintendencia para comprobar y determinar los casos en que la falta de continuidad o de calidad

en el suministro se deben a fuerza mayor o caso fortuito, excluyendo de tal posibilidad, a las que deriven de restricciones totales o parciales de gas natural proveniente de gasoductos internacionales y a las provocadas por indisponibilidad de instalaciones del sistema de transmisión o de transporte.

Artículo 2º.- Introdúcese al número 11 del artículo 3º de la ley Nº 18.410, Orgánica de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, el siguiente inciso nuevo:

“Las faltas de seguridad y calidad de servicio provocadas por indisponibilidad de centrales a consecuencia de restricciones totales o parciales de gas natural, proveniente de gasoductos internacionales; o provocadas por indisponibilidad de instalaciones del sistema de transmisión o de transporte de electricidad, no serán calificadas como caso fortuito o fuerza mayor.”.

El artículo 3º vigente, dispone lo siguiente:

“Corresponderá a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles:

1.- Otorgar las concesiones provisionales de plantas productoras de gas, de centrales productoras de energía eléctrica, de subestaciones eléctricas, de líneas de transporte y de líneas de distribución de energía eléctrica. Las resoluciones de concesión provisional serán publicadas en el Diario Oficial con cargo al interesado.

2.- Emitir informes respecto de las solicitudes de concesiones definitivas que se hagan al Ministerio en relación con:

a) Centrales productoras de energía eléctrica, subestaciones, líneas de transporte y de distribución de energía eléctrica y

b) Plantas productoras de gas, líneas de transporte y de distribución de gas.

Asimismo, deberá evacuar los informes que las leyes y reglamentos señalen respecto de tales concesiones.

3.- Realizar las gestiones correspondientes en materia de caducidad de las concesiones definitivas señaladas en el número anterior.

4.- Requerir a los concesionarios de servicio público de distribución de recursos energéticos que se encuentre en explotación, para que adecuen la calidad del servicio a las exigencias legales, reglamentarias o estipuladas en los decretos de concesión.

5.- Asumir transitoriamente la administración de la concesión de servicio público de distribución de recursos energéticos y determinar quién explotará y administrará provisionalmente el servicio, en los casos en que lo ordene la autoridad en virtud de una causa legal.

6.- Emitir informes al Ministerio sobre las transferencias, a cualquier título, del dominio o del derecho de explotación de las concesiones de servicio público de distribución, o parte de ellas, salvo en los casos en que legalmente baste la autorización de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

7.- Resolver fundadamente los conflictos derivados de la obligación de los propietarios de líneas eléctricas que hagan uso de servidumbre, en orden a permitir el uso de sus postes, torres y demás instalaciones para el establecimiento de otras líneas eléctricas o para el paso de energía; informar a los Tribunales Ordinarios de Justicia en los juicios sumarios originados con motivo de las referidas servidumbres, y autorizar, en casos que estime calificados, la servidumbre temporal de postación eléctrica, pudiendo fijar, en cada caso, el monto del pago correspondiente.

8.- Conocer, mediante una comunicación previa, la puesta en servicio de las obras de generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de energía eléctrica, de gas y de combustibles líquidos o parte de ellas.

9.- Tasar el valor de la canalización subterránea de las líneas de distribución de energía eléctrica, de gas y de combustibles líquidos, dispuesta por los alcaldes, cuando las municipalidades reclamen de los valores determinados por los concesionarios.

10.- Fijar los plazos máximos para la extensión de servicio en las zonas de concesión, pudiendo aplicar a los concesionarios de servicio público de distribución, una multa de hasta cinco unidades tributarias mensuales por cada día de atraso.

11.- Comprobar los casos en que la falta de calidad o de continuidad del servicio se deban a caso fortuito o fuerza mayor.

12.- Amonestar, multar e incluso, administrar provisionalmente el servicio a expensas del concesionario, si la calidad de un servicio público de distribución de recursos energéticos es reiteradamente deficiente.

13.- Fiscalizar en las instalaciones y servicios eléctricos, de gas y de combustibles líquidos, el cumplimiento de las obligaciones establecidas en los decretos de concesión.

La Superintendencia deberá llevar un archivo actualizado de los antecedentes relativos a las concesiones eléctricas, de gas y de combustibles líquidos.

14.- Autorizar a laboratorios o entidades de control de seguridad y calidad para que realicen o hagan realizar bajo su exclusiva responsabilidad las pruebas y ensayos que la Superintendencia estime necesarios, con el objeto de otorgar un certificado de aprobación a las máquinas, instrumentos, equipos y materiales eléctricos, de gas y de combustibles líquidos, que cumplan con las especificaciones normales y no constituyan peligro para las personas o cosas.

Las máquinas, instrumentos, equipos, artefactos, aparatos y materiales que, de conformidad con la normativa vigente, deban sujetarse a la certificación prevista en el párrafo anterior, no podrán comercializarse en el país sin contar con el respectivo certificado de aprobación.

La Superintendencia podrá retirar del comercio, con el auxilio de la fuerza pública, la totalidad de los materiales o productos de cualquier procedencia que, estando obligados a obtener certificado de aprobación, sean comercializados en el país sin contar con éste.

El certificado de aprobación dará derecho al uso de un distintivo en los productos respectivos. El uso indebido de éste será sancionado de conformidad a esta ley.

15.- Otorgar licencias de instalador eléctrico y de gas, de conformidad con las normas reglamentarias pertinentes.

16.- Comprobar, en caso, de reclamo, la exactitud de los instrumentos destinados a la medición de electricidad, de gas y de combustibles líquidos suministrados a los consumidores, por intermedio de las entidades y laboratorios señalados en el número 14 de este artículo.

Las pruebas de los instrumentos de medida serán de cargo de la empresa concesionaria si se comprobare que los instrumentos son inexactos y no se ajustan a la norma respectiva y, por el contrario, serán de cargo del reclamante, si se comprobare que operan dentro de las tolerancias permitidas.

17.- Resolver, oyendo a los afectados, los reclamos que se formulen por, entre o en contra de particulares, consumidores y propietarios de instalaciones eléctricas, de gas y de combustibles líquidos, en general, y que se refieran a cualquier cuestión derivada de los cuerpos legales o reglamentarios cuyo cumplimiento le corresponde fiscalizar.

Los reclamos serán comunicados por la Superintendencia a los afectados, fijándoles un plazo prudencial para informar. Si dicho informe fuere suficiente para esclarecer la cuestión debatida, dictará resolución inmediata. Si el afectado no contestare en el plazo fijado o si el hecho imputado fuere estimado de gravedad, la Superintendencia deberá disponer que se practique una investigación que le permita formarse juicio completo y dictar la resolución que sea procedente.

En las resoluciones que dicte podrá aplicar multas u otras sanciones, conforme lo autoriza esta ley.

Del mismo modo, aunque no medie reclamo, en los casos en que la Superintendencia compruebe infracciones de las normas cuyo cumplimiento le corresponde fiscalizar, podrá aplicar a los infractores las sanciones referidas.

La forma de tramitación, los plazos, los requisitos que deben cumplir las diligencias y actuaciones y la aplicación de sanciones, así como la interposición de recursos en contra de las referidas resoluciones, se ajustarán a lo dispuesto en el Título IV de esta ley y a lo que disponga el reglamento respectivo.

18.- Atender las consultas del público y resolver los reclamos que se formulen en contra de los instaladores autorizados y de las entidades y laboratorios a que se refiere el número 14 del presente artículo.

19.- Suspender transitoriamente las autorizaciones o licencias que se hayan otorgado de acuerdo con los números 14, 15 y 26 de este artículo, cuando compruebe que no se cumplen las exigencias técnicas establecidas en la ley, los reglamentos y las normas técnicas de cumplimiento obligatorio para detentar o ejercer tales autorizaciones o licencias. La suspensión regirá hasta que se acredite el cumplimiento de las referidas exigencias.

20.- Formar las estadísticas técnicas de explotación de las empresas eléctricas, de gas y de combustibles líquidos del país, en la forma que especifique la Comisión Nacional de Energía. Al efecto, la Superintendencia podrá requerir de las empresas señaladas la información necesaria, pudiendo sancionar con multa la no entrega de dicha información dentro de los plazos establecidos.

21.- Verificar y examinar los costos de explotación y el valor nuevo de reemplazo de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de electricidad, que le sean comunicados conforme a la Ley General de Servicios Eléctricos, y ejercer las facultades que en esta materia le otorga el citado cuerpo legal.

La Superintendencia estará, además, facultada para requerir de las empresas referidas, la información acerca de los ingresos de explotación mensuales.

22.- Adoptar, transitoriamente, las medidas que estime necesarias para la seguridad del público y el resguardo del derecho de los concesionarios y consumidores de energía eléctrica, de gas y de combustibles líquidos, pudiendo requerir de la autoridad administrativa, el auxilio de la fuerza pública para el cumplimiento de sus resoluciones.

23.- Sancionar el incumplimiento de las normas técnicas y reglamentarias vigentes o que se establezcan en virtud de la legislación eléctrica, de gas y de combustibles líquidos relativas a las instalaciones correspondientes, con desconexión de éstas, multas o ambas medidas.

Para la fiscalización del cumplimiento de las normas vigentes en las instalaciones a que se refiere el párrafo anterior, la Superintendencia podrá autorizar a laboratorios, entidades o instaladores, para que efectúen inspección de las mismas y realicen o hagan realizar, bajo su exclusiva responsabilidad, las pruebas y ensayos que dicho organismo estime necesarios, para constatar que cumplen con las especificaciones normales y no constituyen peligro para las personas o cosas.

Las instalaciones inspeccionadas que cumplan con lo señalado en el párrafo anterior tendrán derecho a un certificado o sello, cuyas características y vigencia serán establecidas por la Superintendencia, de acuerdo con la naturaleza de las mismas.

El procedimiento para la acreditación, autorización y control de las entidades o instaladores inspectores, será establecido por la Superintendencia mediante resolución fundada de carácter general. Las entidades e inspectores así autorizados quedarán sujetos a la permanente fiscalización y supervigilancia de la Superintendencia.

24.- Fiscalizar el cumplimiento de los requisitos de seguridad para las personas y bienes, en las instalaciones destinadas al almacenamiento, refinación, transporte y expendio de recursos energéticos, cualquiera sea su origen y destino, conforme se establezca en los reglamentos respectivos y en las normas técnicas complementarias.

25.- Verificar que las características de los recursos energéticos cumplan con las normas técnicas y no constituyan peligro para las personas o cosas.

26.- Autorizar a los organismos de certificación de envases, aparatos e instrumentos de gas licuado, como asimismo a las instituciones destinadas a efectuar la inspección periódica de cilindros de gas licuado que se utilizan para el expendio a los consumidores y fiscalizar el cumplimiento de dicha inspección.

27.- Informar al Ministerio respecto de las autorizaciones para interrumpir o dejar de atender los suministros de recursos energéticos dentro de una zona de servicio.

28.- Comprobar y fiscalizar que tanto las obras iniciales y de ampliación de producción, almacenamiento de electricidad, gas y combustibles líquidos como la construcción y la explotación técnica de los mismos hechas por las empresas han sido o sean ejecutadas correctamente, estén dotadas de los elementos necesarios para su explotación en forma continua y en condiciones de seguridad, y cumplan con las normas de construcción y pruebas de ensayo vigentes respecto de las empresas.

29.- Requerir, bajo apercibimiento de multa, la reposición del servicio respectivo, interrumpido por un hecho imputable a la empresa.

30.- Asesorar técnicamente al Ministerio y a otros organismos técnicos sobre tarifas de recursos energéticos y respecto de las demás materias de su competencia.

31.- Fiscalizar el desempeño de los laboratorios y entidades de certificación de seguridad y de calidad autorizados y el cumplimiento de las disposiciones de seguridad sobre certificación e instalación de los estanques de gas licuado para uso doméstico, comercial e industrial.

32.- Determinar la ubicación de las plantas generadoras de gas y gasómetros.

33.- Proponer al Ministerio la dictación de normas reglamentarias sobre almacenamiento, transporte, distribución, expendio y comercialización en general de gas licuado y sobre intercambiabilidad de cilindros de gas licuado entre las empresas distribuidoras y entre éstas y los usuarios; quedando facultado en esta materia el Superintendente de Electricidad y Combustibles para resolver en calidad de árbitro arbitrador los conflictos que las partes sometieren a su conocimiento y para dictar instrucciones relativas a la aplicación de las disposiciones reglamentarias a que se refiere este número.

34.- Aplicar e interpretar administrativamente las disposiciones legales y reglamentarias cuyo cumplimiento le corresponde vigilar, e impartir instrucciones de carácter general a las empresas y entidades sujetas a su fiscalización.

35.- Pronunciarse sobre los reglamentos especiales de servicio que las empresas concesionarias de servicio público sometan a su aprobación.

36.- Adoptar las medidas tendientes a corregir las deficiencias que observare, con relación al cumplimiento de las leyes, reglamentos y demás normas cuya supervigilancia le corresponde.

37.- Fijar normas de carácter general sobre la forma y modo de presentación de la información que las entidades sujetas a su fiscalización deban proporcionarle de conformidad a las leyes y reglamentos vigentes.

No obstante lo establecido en el párrafo anterior, las nuevas normas que se dicten no afectarán la validez de las informaciones presentadas con anterioridad a su vigencia.

38.- Ordenar, por resolución fundada, durante la vigencia de un decreto de racionamiento y previo informe favorable de la Comisión Nacional de Energía, la reducción de los consumos prescindibles de los particulares y órganos del Estado, y las demás medidas de carácter general que contribuyan a la disminución del déficit de energía.

39.- Ejercer las demás funciones y atribuciones que el ordenamiento jurídico confiera a la Superintendencia de Servicios Eléctricos y de Gas o a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

En los casos en que se obstaculizare o impidiera el pleno ejercicio de las atribuciones otorgadas a la Superintendencia para la protección y seguridad de las personas, o para evitar un grave daño a la población, ésta podrá solicitar, por razones fundadas, directamente del Intendente que corresponda, el auxilio de la fuerza pública, con facultades de allanamiento y descerrajamiento, si fuere necesario”.

*El Ejecutivo presentó una indicación para modificar el número 11 del artículo tercero, propuesto por el proyecto de ley, de la forma siguiente:

a) Sustituir el artículo inicial “Las” por la frase *“Para los efectos del artículo 16 B, las”*

b) Suprimir la frase *“o provocadas por indisponibilidad de instalaciones del sistema de transmisión o de transporte de electricidad”* y el punto y coma (;) que la antecede.

-Puesto en votación el artículo 2° con las indicaciones incorporadas, fue aprobado por la unanimidad de vlos Diputados presentes.

Artículo 3°.-

Mediante este artículo se establece una restricción para que, a nivel nacional, la suma de las importaciones desde un mismo país de origen no supere el 85% del total de importaciones de gas natural, restricción que comenzará a regir a partir del 1° de enero del año 2010.

Además del plazo de vacancia dispuesto para la vigencia de esta limitación, la misma disposición se ocupa de garantizar que los importadores puedan mantener los volúmenes de gas natural que tenían contratados, desde un determinado origen, al momento de entrada en vigencia de la medida propuesta.

Con ello se busca no generar un cambio en las reglas del juego para aquéllos que ya hubiesen desarrollado inversiones, a partir de los permisos de exportación otorgados por la autoridad del país de origen y de los contratos suscritos al amparo de dichos permisos.

“Artículo 3°.- Los importadores de gas natural deberán diversificar los aprovisionamientos de gas, de modo tal que la suma a nivel nacional de las importaciones provenientes de un mismo país

de origen no sea superior a una proporción equivalente al 85%, conforme el procedimiento que señale el reglamento.

La obligación del inciso anterior será exigible para todos los contratos que se celebren desde la fecha de entrada en vigencia de dicho precepto, con excepción de los contratos que permitan al importador mantener los volúmenes de gas natural que tenía contratado a la misma fecha, y que cuenten con los respectivos permisos de exportación, cuando corresponda.”

*Los Diputados señores Álvarez, Kuschel, Leay y señora González, doña Rosa, formularon una indicación para suprimir el artículo 3º del proyecto.

El Ministro señor Rodríguez, solicitó la aprobación del artículo 3º del proyecto, pues se basa en razones de seguridad energética, además de razones diplomáticas, que aconsejan no depender tan fuertemente, respecto de un producto clave como el gas natural, de un único país proveedor. En términos económicos es igualmente conveniente poner término a la dependencia señalada, considerando la inversión en gas natural licuado (GNL) que se está desarrollando en Chile, puesto que el precio que en definitiva se asigne al producto nacional, va a influir directamente en el precio que se pague por el gas natural importado, sea desde Argentino u otro país. Por lo demás, el precio del producto en el mercado del gas natural domiciliario, se fija, no en relación al costo del mismo, sino en función del precio del gas licuado. Es decir, el costo del gas domiciliario equivale al costo del gas licuado menos un “x%”. La lógica económica de esta fijación es que permite cobrar a cualquier comprador de gas (u otro combustible) el precio del combustible opcional más caro, menos un porcentaje (x%), siendo igualmente conveniente para el comprador. En el caso del gas natural licuado, el precio que en definitiva se asigne al producto va a influir en el precio que tendrá que pagarse por el gas natural que se importe desde Argentina, pues la opción a éste último será el gas natural licuado chileno y por lo tanto el vendedor argentino ofrecerá su producto al precio del GNL chileno menos un “x%”. En razón de lo anterior es importante que en el texto de la ley se establezca la determinación del país de contar con varios mercados, o alternativas de proveedores, pues de lo contrario el consumidor chileno terminará pagando más caro por el gas natural argentino.

-Puesta en votación la indicación parlamentaria, por la cual se propone eliminar el artículo 3º del proyecto, fue aprobada por mayoría de votos.

-Por haberse aprobado la eliminación del artículo 3º del proyecto, se acordó rechazar las indicaciones que se habían presentado respecto de esta norma, las que se detallan a continuación.

*La Diputada señora González, doña Rosa y el Diputado señor Álvarez formularon una indicación para intercalar en el

artículo 3º del proyecto de ley, después de la expresión “*de gas natural*”, la frase “*con fines de producción de energía eléctrica*”.

*La Diputada señora González, doña Rosa y los Diputados señores Álvarez y Leay formularon una indicación para intercalar en el artículo 3º del proyecto de ley, después de la palabra “*natural*”, la frase “*destinado al suministro eléctrico*”.

*Los Diputados señores Jarpa, Kuschel, Leal, Mulet y Vilches formularon una indicación para agregar , a continuación del punto final del inciso primero del artículo 3º del proyecto, que pasa a ser punto y seguido (.), la siguiente frase: “*Para estos efectos se considerarán todas las importaciones de gas, cualquiera sea su estado físico.*”

*Los Diputados señores Álvarez, Encina y Muñoz, don Pedro, formularon una indicación para agregar , en el inciso primero del artículo 3º del proyecto, la siguiente frase final: “*Dicha limitación no será aplicable a quienes importen el gas natural en la Región de Magallanes y la Antártica Chilena.*”

DISPOSICIONES TRANSITORIAS.

Artículo 1º transitorio.

Esta norma establece lo siguiente:

Las disposiciones de la presente ley entrarán en vigencia 60 días después de su publicación en el Diario Oficial, con las excepciones siguientes:

a) El nuevo artículo 96 ter, que el artículo 1º de esta ley incorpora al DFL N° 1 de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, salvo su inciso final, comenzará a regir en la fecha de entrada en vigencia del decreto con fuerza de ley a que se refiere el artículo transitorio.

No obstante, en tanto rijan los contratos de suministro o compraventa de energía entre empresas de generación y concesionarias de servicio público de distribución, suscritos antes de la fecha de entrada en vigencia de esta ley, el precio promedio a traspasar a los clientes regulados de cada distribuidora se establecerá considerando tanto los precios de dichos contratos como los precios de los contratos suscritos en conformidad a lo establecido en los artículos 79-1 y siguientes.

b) La obligación contemplada en el artículo 3º de esta ley entrará en vigencia el 1º de enero de 2010.

*El Ejecutivo presentó una indicación para reemplazar, en el inciso primero del artículo primero transitorio, la expresión “*60 días después*” por “**a contar**”.

*Los Diputados señores Kuschel y Vilches, formularon una indicación para sustituir en el inciso primero, del artículo 1º transitorio, la expresión “60 días” por la expresión “a partir”.

-Puesto en votación el artículo 1º transitorio, incluída la indicación presentada por el Ejecutivo respecto de esta norma, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes.

-Por la misma votación fue rechazada la indicación presentada por los Diputados señores Kuschel y Vilches.

Artículo 2º transitorio.

Este artículo dispone que las licitaciones para abastecer suministros regulados que las distribuidoras efectúen durante el primer año de vigencia de esta ley, se sujetarán en cuanto a sus plazos, requisitos y condiciones, a las disposiciones de esta ley y a las que se establezcan por resolución exenta de la Comisión Nacional de Energía.

-Puesto en votación el artículo 2º transitorio del proyecto, fue aprobado, sin debate, por la unanimidad de los Diputados presentes.

Artículo 3º transitorio.

Esta norma propone un mecanismo para incentivar el desarrollo de contratos de abastecimiento eléctrico entre empresas generadoras y las distribuidoras que actualmente carecen de contrato.

“Artículo 3º transitorio.- Los contratos que resulten de las licitaciones que las distribuidoras efectúen para abastecer suministros a clientes regulados, correspondientes al período que medie entre la fecha de entrada en vigencia de la presente ley y el 31 de diciembre de 2008, y suscritos durante ese mismo lapso, expirarán a más tardar el 31 de diciembre de 2008.

Las licitaciones señaladas en el inciso anterior se adjudicarán al suministrador que ofrezca el precio equivalente a la menor fracción del costo marginal en las barras de abastecimiento de la distribuidora respectiva, conforme establezca la Comisión Nacional de Energía mediante resolución exenta.

La empresa adjudicataria recibirá como precio de suministro el precio de nudo vigente en los puntos de abastecimiento que corresponda, abonándole o cargándole las diferencias positivas o negativas, respectivamente, que se produzcan entre el precio licitado en estos puntos y el precio de nudo vigente.

El resultado de dichos abonos y cargos será determinado mensualmente y absorbido por el total de los consumidores regulados del sistema eléctrico, en proporción a sus consumos de energía. Los procedimientos para la determinación de los cargos o abonos a que da lugar este ajuste los aplicará la Dirección de Peajes del CDEC respectivo, y serán determinados mediante resolución exenta de la Comisión.

Los suministros cuyos respectivos contratos se hubiesen suscrito antes del 31 de diciembre de 2004 y que terminen dentro del lapso señalado en el inciso primero, se someterán al mecanismo señalado en este artículo siempre que el término del contrato sea por la expiración del plazo que se hubiere pactado expresamente en él.

*El Ejecutivo presentó una indicación para sustituir el artículo 3º transitorio, por el siguiente:

“Artículo 3º transitorio.- En el período que medie entre la fecha de entrada en vigencia de la presente ley y el 31 de diciembre de 2008, las empresas generadoras recibirán, por los suministros sometidos a regulación de precios no cubiertos por contratos, el precio de nudo vigente dispuesto en el artículo 103º del D.F.L. N° 1 de 1982, de Minería, abonándole o cargándole las diferencias positivas o negativas, respectivamente, que se produzcan entre el costo marginal y el precio de nudo vigente.

Las diferencias positivas o negativas que se produzcan serán determinadas con ocasión del decreto señalado en el referido artículo 103º, y absorbidas por el total de los consumidores regulados del sistema eléctrico, en proporción a sus consumos de energía. Los procedimientos para la determinación de los cargos o abonos a que da lugar este ajuste los aplicará la Dirección de Peajes del CDEC respectivo, y serán determinados mediante resolución exenta de la Comisión.

En todo caso, el traspaso que resulte de las diferencias señaladas no podrá ser ni superior ni inferior en un 20% del precio de nudo. En caso que el aumento o rebaja de 20% no fuera suficiente para cubrir las diferencias positivas o negativas señaladas en el inciso anterior, se incorporarán estos cargos o abonos remanentes, debidamente actualizados, en el siguiente cálculo de estas diferencias.

Los suministros cuyos respectivos contratos se hubiesen suscrito antes del 31 de diciembre de 2004 y que terminen dentro del lapso señalado en el inciso primero, se someterán al mecanismo señalado en este artículo, siempre que el término del contrato sea por la expiración del plazo pactado expresamente en él.

Para el primer cálculo de las diferencias a que alude el inciso segundo de este artículo, se considerará el lapso que medie entre la entrada en vigencia de esta ley y los siguientes tres meses. El primer o segundo cálculo de las diferencias se hará coincidir con la fijación de precios de nudo más próxima.

El Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe fundado de la Comisión Nacional de Energía que considere las condiciones de oferta del mercado eléctrico, podrá

prorrogar por una única vez y hasta por un año, el plazo señalado en el inciso primero de este artículo.”.

-Puesta en votación la indicación sustitutiva del artículo 3° transitorio, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes.

Artículo 4° transitorio.

Esta norma dispone que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, previo requerimiento de la Comisión Nacional de Energía, podrá ordenar que las licitaciones de las distribuidoras que requieran suministro durante el lapso que señala el inciso primero del artículo 3° transitorio, sean efectuadas conjuntamente.

*El Ejecutivo presentó una indicación para suprimir este artículo 4° transitorio, pasando los los artículos 5° y 6° transitorios, a ser 4° y 5° transitorios, respectivamente.

-Puesta en votación la indicación del Ejecutivo, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes, por lo tanto se eliminó el artículo 4° transitorio del proyecto..

*La Diputada señora González, doña Rosa y los Diputados señores Álvarez y Leay formularon una indicación para incorporar un artículo 4° transitorio, nuevo, conservando así la numeración original del proyecto de ley, considerando que el artículo 4° transitorio original fue suprimido.

“Artículo cuarto transitorio: en el plazo de 15 días a contar de la promulgación de la presente ley, el Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, ajustará los precios de nudo vigentes de manera de aplicar en su determinación la Banda de Precios de Mercado de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 101 ter del decreto con fuerza de ley N°1, del Ministerio de Minería, de 1982, ley general de servicios eléctricos, y fijará como precios de nudo los valores resultantes. Este ajuste se efectuará considerando exclusivamente los antecedentes que se tuvieron en cuenta en la fijación de los precios de nudo vigentes”.

El diputado señor Leay, explicó que el artículo 101 ter define una nueva manera de calcular la banda de precios de mercado, dentro de la cual debe encontrarse el precio de nudo que se fija semestralmente. Ello permitirá un ajuste más rápido de los precios de nudo a la nueva realidad de costos de suministro que enfrenta el sector eléctrico a raíz de la crisis del gas. Por lo tanto, la indicación tiene por objeto comenzar este ajuste de inmediato, sin tener que esperar seis meses hasta la próxima fijación de precios de nudo que se efectúa en octubre.

-Puesta en votación la indicación que incorpora un artículo 4º transitorio, nuevo, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes.

Artículo 5º transitorio.

Este artículo tiene por objeto establecer una delegación de facultades legislativas para que el Presidente de la República, dicte las modificaciones que sean necesarias a consecuencia de la aprobación del presente proyecto de ley.

“Artículo 5º transitorio.- Facúltase al Presidente de la República para que, dentro del plazo de un año contado desde la publicación de esta ley, mediante uno o más decretos con fuerza de ley expedidos a través del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, introduzca al decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, las modificaciones, derogaciones y adecuaciones que sean procedentes a consecuencia de las disposiciones de esta ley, en materia de régimen de precios de nudo y su cálculo, precio básico de la energía, precio básico de la potencia, contratación de suministro de empresas concesionarias de servicio público y sus efectos o consecuencias técnicas o jurídicas, y en las demás que hayan sido afectadas por esta ley.”

*Los Diputados señores Kuschel y Vilches formularon una indicación para suprimir el artículo 5º transitorio.

El Ministro señor Rodríguez señaló que de no aprobarse este artículo se podrá generar una situación compleja que obligará a volver al Parlamento a solicitar una autorización específica. Ejemplifica esa complejidad con lo que sucede con la expresión *precio de nudo*, contenida innumerables veces en el texto, la que habrá que reemplazar por la expresión *precio de nudo promedio*.

-Puesta en votación la indicación, fue aprobada por mayoría de votos, por lo tanto se eliminó el artículo 5º transitorio del proyecto.

Artículo 6º transitorio.(Pasó a ser 5º transitorio)

Esta norma faculta al Presidente de la República para que, dentro del plazo de un año contado desde la publicación de esta ley y mediante un decreto con fuerza de ley expedido a través del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, fije el texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, de la ley 19.940 y de esta ley. En ejercicio de esta facultad, el Presidente podrá efectuar las adecuaciones necesarias para la cabal y completa sistematización del texto refundido.”.

-Puesto en votación el artículo 5º transitorio, fue aprobado, sin debate, por la unanimidad de los Diputados presentes.

Artículo 6º transitorio, nuevo

*El Diputado señor Leay formuló una indicación para incorporar un artículo sexto transitorio, nuevo, que dispone lo siguiente:

“Artículo 6º transitorio: La elección de los directores de las direcciones a que se refiere el inciso 2º del literal b) del artículo 150, se efectuará una vez que hayan cesado en sus funciones de acuerdo a las normas legales, reglamentarias y contractuales vigentes, de acuerdo al mecanismo, forma y plazo que establezca el reglamento.”

Puesta en votación la indicación que incorpora un artículo 6º transitorio, nuevo, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes.

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 1º.- Introdúcense las siguientes modificaciones en el decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, ley General de Servicios Eléctricos:

1.- Derógase el inciso segundo del artículo 79.

2.- Intercálanse, a continuación del artículo 79, los siguientes artículos, nuevos:

“Artículo 79-1.- 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.”

“Artículo 79º-2.- Las bases para licitaciones, individuales o conjuntas, serán elaboradas por las concesionarias y deberán ser aprobadas previamente por la Comisión.

Las bases de licitación especificarán, a lo menos, el o los puntos del sistema eléctrico en el cual se efectuará el suministro, la cantidad a licitar y el período de suministro que cubre la oferta.

En todo caso, las licitaciones que las concesionarias efectúen para abastecer sus consumos regulados no podrán incluir consumos de clientes no sometidos a regulación de precios de sus zonas de concesión.

El reglamento establecerá el porcentaje máximo de los requerimientos de energía a contratar para clientes regulados. En este caso, el plazo de los contratos deberá coordinarse de manera que el vencimiento de éstos no implique que el monto de energía a contratar en un año calendario exceda del porcentaje señalado anteriormente.”

“Artículo 79º-3.- Las exigencias de seguridad y calidad de servicio que se establezcan para cada licitación deberán ser homogéneas, conforme lo fije la normativa, y no discriminatorias para los oferentes. Ningún oferente podrá ofrecer calidades especiales de servicio, ni incluir regalías o beneficios adicionales al suministro.

El reglamento determinará los requisitos y las condiciones para ser oferente, así como las garantías que éste deba rendir para asegurar el cumplimiento de su oferta y del contrato de suministro que se suscriba.

El período de suministro que cubra la oferta deberá ser aquel que especifiquen las bases de licitación, el que no podrá ser superior a quince años.

El oferente presentará una oferta de suministro señalando el precio de la energía, en el o en los puntos de compra que correspondan, de acuerdo con las bases.

El precio de la potencia, durante la vigencia del contrato de suministro, será el precio fijado en el decreto de precio de nudo vigente al momento de la licitación, dispuesto en el artículo 103º y siguientes.

Las fórmulas de indexación de los precios de energía y potencia serán definidas por la Comisión en las bases de la licitación o, si éstas lo permiten, por los oferentes, conforme a las condiciones señaladas en ellas.

Las fórmulas de indexación del precio de energía deberán expresar la variación de costos de los combustibles y de otros insumos relevantes para la generación eléctrica. Del mismo modo, las fórmulas de indexación del precio de la potencia deberán reflejar las variaciones de costos de inversión de la unidad generadora más económica para suministrar potencia durante las horas de demanda máxima, y se obtendrá a partir de los valores de las monedas más representativas del origen de dicha unidad generadora, debidamente reajustadas para mantener el poder de compra en sus respectivos países.”

“Artículo 79º-4.- La licitación se adjudicará al oferente que ofrezca el menor precio de energía. En el caso de que haya más de un punto de abastecimiento, la forma de calcular el precio de energía ofrecido será la que indique el reglamento.

Todo contrato de suministro entre una distribuidora y su suministrador, para abastecer a clientes regulados, será suscrito por escritura pública, y una copia autorizada será registrada en la Superintendencia. Asimismo, la distribuidora respectiva deberá informar sobre el resultado de la licitación a la Comisión, en la forma que ésta disponga, a más tardar tres días después de efectuado el registro mencionado.

Las demás condiciones de las licitaciones para abastecer consumos regulados, y de sus bases, serán establecidas en el reglamento.

En todo caso, el total de la energía que deberán facturar el o los suministradores a una distribuidora será igual a la energía efectivamente demandada por ésta en el período de facturación.”

“Artículo 79º-5.- En cada licitación el valor máximo de las ofertas será el equivalente al límite superior de la banda definida en el artículo 101º ter, vigente al momento de la licitación, incrementado en el 20%.

Si una licitación fuere declarada desierta al momento de la apertura de las ofertas de suministro, la concesionaria deberá convocar a una nueva licitación, la que deberá efectuarse dentro de los treinta días siguientes a dicha declaración. En este caso, el Consejo Directivo de la Comisión podrá acordar, fundadamente, que el límite superior de la banda, señalado en el inciso anterior, sea incrementado en forma adicional, hasta en el 15%.

En caso de que esta nueva licitación fuere declarada desierta, la concesionaria podrá convocar a nuevas licitaciones, con el valor máximo que señala el inciso anterior, hasta que esté vigente el siguiente decreto de precios de nudo, momento a partir del cual el valor máximo del precio de la energía corresponderá al definido en el inciso primero.”

3.- Intercálase, a continuación del artículo 90, el siguiente artículo, nuevo:

“Artículo 90° bis.- Los generadores que suministren energía eléctrica a consumidores sujetos a regulación de precios, conforme a los números 1º y 2º del artículo 90, y cuya potencia conectada del usuario final sea igual o superior a 500 kilowatts, podrán convenir con éstos, reducciones o aumentos temporales de sus consumos, las que se imputarán a los suministros comprometidos por el respectivo generador.

Asimismo, los generadores, en forma directa o a través de las empresas concesionarias de servicio público de distribución, podrán ofrecer y/o convenir con los consumidores de menos de 500 kilowatts reducciones o aumentos temporales de consumo, las que se imputarán a los suministros comprometidos por el respectivo generador.

Las ofertas que realicen los generadores de conformidad con el inciso anterior, además de formularse en términos no discriminatorios y transparentes, deberán precisar el período por el que se ofrecen las condiciones propuestas y la forma, mecanismo y periodicidad de los incentivos que se otorgarán por las reducciones o aumentos de consumo, y contendrán las demás especificaciones que señale la Comisión.

Si dichas ofertas se formularen a través de empresas distribuidoras, éstas deberán trasmitirlas a sus consumidores, en la forma y dentro del plazo que determine la Comisión, sin que puedan incorporarles ningún elemento o condición adicional a las establecidas por el generador. Dichos mecanismos no podrán contener condiciones o cláusulas que graven, multen o perjudiquen a los consumidores.

Una vez formulada la oferta, sea directamente o a través de las empresas distribuidoras, ella se entenderá aceptada tácitamente por parte de los usuarios destinatarios por la sola reducción o aumento del consumo, según el caso, y los generadores quedarán obligados a cumplir los incentivos y demás condiciones ofrecidas por el período señalado en la respectiva oferta.

Los costos relacionados con la implementación del sistema de incentivos a reducciones o aumentos de consumo serán de cargo del generador.

La Comisión establecerá las normas que sean necesarias para la adecuada aplicación del mecanismo previsto en este artículo, regulando los procedimientos, plazos y demás condiciones que se requieran para su ejecución.”

4.- Intercálanse, a continuación del artículo 96, los siguientes artículos, nuevos:

“Artículo 96 bis.- Los precios de energía y potencia obtenidos en las licitaciones reguladas en el artículo 79-1 y siguientes, llamados “precios de nudo de largo plazo”, y sus fórmulas de indexación, se incluirán en el decreto contemplado en el artículo 103 que se dicte con posterioridad al término de la licitación respectiva.”

“Artículo 96 ter.- 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.

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

“Artículo 96 quáter.- Los precios promedio que los concesionarios de servicio público de distribución, calculados conforme al artículo anterior y que deban traspasar a sus clientes regulados, serán fijados mediante decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, previo informe de la Comisión. Dichos decretos serán dictados en las siguientes oportunidades:

- a) Con motivo de las fijaciones de precios señaladas en el artículo 103;
- b) Con ocasión de la entrada en vigencia de algún contrato de suministro licitado conforme al artículo 79-1 y siguientes, y
- c) Cuando se indexe algún precio contenido en un contrato de suministro vigente, según lo dispuesto en los artículos 98 bis y 104.

Los precios que resulten de la publicación señalada en la letra b) entrarán en vigencia a partir de la fecha en que se inicie el suministro, conforme indique el contrato respectivo, y se procederá a la reliquidación que sea necesaria, según el artículo 103.

Los precios que resulten de la publicación señalada en la letra c) entrarán en vigencia a partir de la fecha que origine la indexación.

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.”

5.- Intercálase, a continuación del artículo 98, el siguiente artículo, nuevo:

“Artículo 98 bis.- Los precios de nudo de largo plazo se reajustarán de acuerdo con sus respectivas fórmulas de indexación, con ocasión de cada fijación de precios a que se refiere el artículo 103. Estos nuevos precios serán utilizados para determinar los precios promedio indicados en el artículo 96 ter.

Si, dentro del período que medie entre los meses señalados en el artículo 103, al aplicar la fórmula de indexación respectiva, un precio de nudo de largo plazo experimenta una variación acumulada superior al diez por ciento, éste será reajustado, debiendo la Comisión calcular los nuevos precios promedio de cada distribuidora según lo señalado en el artículo 96 ter.”

6.- Intercálase, a continuación del artículo 99 bis, el siguiente artículo, nuevo:

“Artículo 99 ter.- Todo cliente sometido a regulación de precios tiene derecho a recibir las compensaciones del artículo anterior, independientemente del origen de la obligación de abastecer a la concesionaria de servicio público de distribución por las empresas generadoras.”

7.- Reemplázase el artículo 101 por el siguiente:

“Artículo 101.- Las empresas y entidades a que se refiere el artículo 100 comunicarán a la Comisión, antes del 31 de marzo y del 30 de septiembre de cada año, su conformidad o sus observaciones al informe técnico elaborado por la Comisión. Conjuntamente con su conformidad u observaciones, cada empresa deberá comunicar a la Comisión, respecto de sus clientes no sometidos a regulación de precios, en adelante “clientes libres”, y distribuidoras, lo siguiente:

- a) La potencia;
- b) La energía;
- c) El punto de suministro correspondiente;
- d) El precio medio cobrado por las ventas efectuadas a precio libre; y
- e) El precio medio cobrado por las ventas efectuadas a precios de nudo de largo plazo.

La información indicada en las letras anteriores comprenderá los cuatro meses previos a las fechas señaladas en el inciso primero.

Los precios medios señalados en las letras d) y e) deberán ser expresados en moneda real al final del período informado, de acuerdo con los mecanismos que establezca el reglamento.

La Comisión podrá aceptar o rechazar, total o parcialmente, las observaciones de las empresas; sin embargo, los precios de nudo definitivos de energía y potencia que ésta determine deberán ser tales que el Precio Medio Teórico se encuentre dentro de la Banda de Precios de Mercado señalada en el artículo 101 ter.”

8.- Intercálanse, a continuación del artículo 101, los siguientes artículos, nuevos:

“Artículo 101 bis.- El procedimiento de determinación y comparación de los Precios Medios de Mercado y Teórico será el siguiente:

1) A partir de los precios medios informados conforme a las letras d) y e) del artículo anterior, se calculará el Precio Medio de Mercado. Éste será determinado como el cuociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a clientes libres y distribuidoras indicados en el artículo 101, y el total de la energía asociada a dichos suministros, ambas ocurridas en el período de cuatro meses que culmina en el mes anterior al de la fijación de los precios de nudo;

2) A partir de la energía y potencia de los suministros efectuados a clientes libres y distribuidoras, informadas conforme al artículo 101, se determinará el Precio Medio Teórico. Éste se calculará como el cuociente entre la facturación teórica, que resulta de valorar los suministros señalados a los precios de nudo de energía y potencia determinados por la Comisión, incluidos los cargos destinados a remunerar el sistema de transmisión troncal conforme señala el artículo 71-30, en sus respectivos puntos de suministro y nivel de tensión, y el total de la energía asociada a estos suministros, ambas en el período de cuatro meses señalado en el numero anterior;

3) Si el Precio Medio Teórico se encuentra dentro de la Banda de Precios de Mercado a que se refiere el artículo 101 ter, los precios de nudo determinados previamente por la Comisión serán aceptados. En caso contrario, la Comisión deberá multiplicar todos los precios de nudo, sólo en su componente de energía, por un coeficiente único, de modo de alcanzar el límite más próximo, superior o inferior de la Banda de Precios de Mercado.”

“Artículo 101 ter.- Los límites de la Banda de Precios de Mercado se calcularán de acuerdo a lo siguiente:

1) A partir de los precios básicos de energía y potencia calculados por la Comisión, se calculará un precio medio, denominado Precio Medio Básico.

2) Si la diferencia entre el Precio Medio Básico y el Precio Medio de Mercado es inferior a 30%, la Banda de Precios de Mercado será igual al 5%, respecto del Precio Medio de Mercado.

3) Si la diferencia entre el Precio Medio Básico y el Precio Medio de Mercado es igual o superior a 30% e inferior a 80%, la Banda de Precios de Mercado será igual a las dos quintas partes de la diferencia porcentual entre ambos precios medios, menos el 2%.

4) Si la diferencia entre el Precio Medio Básico y el Precio Medio de Mercado es igual o superior a 80%, la Banda de Precios de Mercado será igual a 30%.”

9.- Intercálase, a continuación del artículo 102, el siguiente artículo 102 bis, nuevo:

“Artículo 102 bis.- Los precios a que se refiere el artículo 103 incorporarán un porcentaje de los mayores costos en que incurra el sistema eléctrico por planes de seguridad de abastecimiento requeridos excepcionalmente al CDEC por la Comisión, previo acuerdo de su Consejo Directivo.

El reglamento establecerá las condiciones para que se dé el carácter excepcional, el mecanismo para establecer el porcentaje señalado en el inciso anterior, las reliquidaciones necesarias para asegurar la recaudación por parte de las empresas generadoras que incurrieron en costos adicionales por planes de seguridad, así como también asegurar que no existan dobles pagos por parte de los usuarios.”

10.- Introdúcense, en el artículo 150° las siguientes modificaciones:

a) Agrégase, en el inciso segundo de la letra b), entre las expresiones “*Directorio*” y “*los organismos técnicos*” la siguiente frase:

“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”

b) Agrégase, a continuación del inciso segundo de la letra b), el siguiente inciso tercero, nuevo:

“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.”

Artículo 2º.- Introdúcese, en el número 11 del artículo 3º de la ley Nº 18.410, orgánica de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, el siguiente inciso, nuevo:

“Para los efectos del artículo 16 B, las faltas de seguridad y calidad de servicio provocadas por indisponibilidad de centrales a consecuencia de restricciones totales o parciales de gas natural proveniente de gasoductos internacionales, no serán calificadas como caso fortuito o fuerza mayor.”

Disposiciones transitorias

Artículo 1º transitorio.- Las disposiciones de esta ley entrarán en vigencia a contar de su publicación en el Diario Oficial, con las excepciones siguientes:

a) El nuevo artículo 96 ter, que el artículo 1º de esta ley incorpora en el decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, ley General de Servicios Eléctricos, salvo su inciso final, comenzará a regir en la fecha de entrada en vigencia del decreto con fuerza de ley mencionado.

No obstante, en tanto rijan los contratos de suministro o compraventa de energía entre empresas de generación y concesionarias de servicio público de distribución, suscritos antes de la fecha de entrada en vigencia de esta ley, el precio promedio por traspasar a los clientes regulados de cada distribuidora se establecerá considerando tanto los precios de dichos contratos como los precios de los contratos suscritos en conformidad a lo establecido en los artículos 79-1 y siguientes.

b) La obligación contemplada en el artículo 3º de esta ley entrará en vigencia el 1 de enero de 2010.

Artículo 2º transitorio.- Las licitaciones para abastecer suministros regulados que las distribuidoras efectúen durante el primer año de vigencia de esta ley se sujetarán, en cuanto a sus plazos, requisitos y condiciones, a las disposiciones de esta ley y a las que se establezcan por resolución exenta de la Comisión Nacional de Energía.

Artículo 3º transitorio.- En el período que medie entre la fecha de entrada en vigencia de la presente ley y el 31 de diciembre de 2008, las empresas generadoras recibirán, por los suministros sometidos a regulación de precios no cubiertos por contratos, el precio de nudo vigente dispuesto en el artículo 103 del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, ley General de Servicios Eléctricos, abonándole o cargándole las diferencias positivas o negativas, respectivamente, que se produzcan entre el costo marginal y el precio de nudo vigente.

Las diferencias positivas o negativas que se produzcan serán determinadas con ocasión del decreto señalado en el referido artículo 103 y absorbidas por el total de los consumidores regulados del sistema eléctrico, en proporción a sus consumos de energía. Los procedimientos para la determinación de los cargos o abonos a que da lugar este ajuste los aplicará la Dirección de Peajes del CDEC respectivo y serán determinados mediante resolución exenta de la Comisión Nacional de Energía.

En todo caso, el traspaso que resulte de las diferencias señaladas no podrá ser ni superior ni inferior en el 20% del precio de nudo. En caso de que el aumento o rebaja de 20% no fuera suficiente

para cubrir las diferencias positivas o negativas señaladas en el inciso anterior, se incorporarán estos cargos o abonos remanentes, debidamente actualizados, en el siguiente cálculo de estas diferencias.

Los suministros cuyos respectivos contratos se hubiesen suscrito antes del 31 de diciembre de 2004 y que terminen dentro del lapso señalado en el inciso primero se someterán al mecanismo señalado en este artículo, siempre que el término del contrato se produzca por la expiración del plazo pactado expresamente en él.

Para el primer cálculo de las diferencias a que alude el inciso segundo de este artículo, se considerará el lapso que medie entre la entrada en vigencia de esta ley y los siguientes tres meses. El primer o segundo cálculo de las diferencias se hará coincidir con la fijación de precios de nudo más próxima.

El Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe fundado de la Comisión Nacional de Energía que considere las condiciones de oferta del mercado eléctrico, podrá prorrogar por una única vez y hasta por un año, el plazo señalado en el inciso primero.

Artículo 4º transitorio.- En el plazo de quince días a contar de la promulgación de la presente ley, el Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, ajustará los precios de nudo vigentes de manera de aplicar en su determinación la Banda de Precios de Mercado de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 101 ter del decreto con fuerza de ley N°1, del Ministerio de Minería, de 1982, ley General de Servicios Eléctricos, y fijará como precios de nudo los valores resultantes. Este ajuste se efectuará considerando exclusivamente los antecedentes que se tuvieron en cuenta en la fijación de los precios de nudo vigentes.

Artículo 5º transitorio.- Facúltase al Presidente de la República para que, dentro del plazo de un año contado desde la publicación de esta ley y mediante un decreto con fuerza de ley expedido a través del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, fije el texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, ley General de Servicios Eléctricos, de la ley N° 19.940 y de esta ley. En ejercicio de esta facultad, el Presidente podrá efectuar las adecuaciones necesarias para la cabal y completa sistematización del texto refundido.

Artículo 6º transitorio.- La elección de los directores de las direcciones a que se refiere el inciso segundo de la letra b) del artículo 150 se efectuará una vez que éstos hayan cesado en sus funciones de acuerdo a las normas legales, reglamentarias y contractuales vigentes, conforme al mecanismo, forma y plazo que establezca el reglamento.

Leay Morán

Se designó Diputado Informante al señor **Cristián**

SALA DE LA COMISIÓN a 8 de abril de 2005.

Tratado y acordado, conforme se consigna en las actas respectivas de las sesiones de fechas 21 y 23 de marzo y 4 y 6 de abril de 2005, con la asistencia de los Diputados señores Leay , don Cristián (Presidente); Bertolino, don Mario; Encina, don Francisco; García Huidobro, don Alejandro; González, doña Rosa; Jarpa, don Carlos Abel; Kuschel, don Carlos; Leal, don Antonio; Mora, don Waldo; Mulet, don Jaime; Rojas, don Manuel; Valenzuela, don Estéban, y Vilches, don Carlos.

Además, se hace constar que, en la sesión de fecha 6 de abril de 2005, los Diputados señores Álvarez, don Rodrigo; Bauer, don Eugenio; Martínez, don Rosauro y Muñoz, don Pedro, reemplazaron a los Diputados señores, Rojas don Manuel; González, doña Rosa; Bertolino, don Mario, y Encina, don Francisco, respectivamente.

PATRICIO ÁLVAREZ VALENZUELA
Secretario de la Comisión