INFORME DE LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA ACERCA DEL PROYECTO DE LEY QUE REGULA LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA, ESTABLECE UN NUEVO RÉGIMEN DE TARIFAS PARA LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS MEDIANOS E INTRODUCE LAS ADECUACIONES QUE INDICA A LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS.

BOLETÍN N°2.922-08.

HONORABLE CÁMARA:

Vuestra Comisión de Minería y Energía pasa a informaros sobre el proyecto de ley, originado en un mensaje de S.E. el Presidente de la República, que regula los sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para los sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la ley general de servicios eléctricos.

El proyecto tiene por objeto modificar la ley eléctrica, a fin de fortalecer ciertos aspectos específicos del régimen regulatorio aplicable al sector eléctrico, entre los que se cuentan, la regulación de los sistemas de transporte de electricidad; el régimen de precios aplicable a los sistemas eléctricos medianos; los ingresos por suficiencia (potencia); el mercado de los servicios complementarios que otorgan seguridad a los sistemas eléctricos y, consecuencialmente, la adecuación de ciertos conceptos relativos a confiabilidad, suficiencia y seguridad del suministro eléctrico.

Para conseguir tales objetivos se dispone lo siguiente:

1. Rediseñar los sistemas de transmisión, estableciendo un *sistema de transmisión troncal* compuesto por todas las instalaciones económicamente eficientes y necesarias para su funcionamiento; un sistema secundario o *de subtransmisión*, que estará al servicio de los distribuidores y clientes libres, y un *sistema de transmisión adicional*, que está compuesto por las instalaciones restantes.

2. Crear, para el sistema de transmisión troncal, un procedimiento de valorización y desarrollo de sus instalaciones, que tiene como base un estudio único, encargado en forma independiente a un consultor a través de una licitación pública internacional, con definición de bases técnicas y administrativas que son revisadas y observadas por todos los usuarios e interesados en el proceso de tarificación. El estudio es supervisado a través de un comité, integrado por representantes de las empresas eléctricas, de los consumidores, de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. El estudio de expansión y valorización de la transmisión troncal deberá hacerse cada cuatro años.

3. Posibilitar la interconexión entre el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), para lo cual, si la línea de interconexión es recomendada en el estudio de transmisión troncal, deberá construirse previa licitación pública internacional.

4. Distribuir el costo del sistema de transmisión troncal por mitades, entre las empresas generadoras y los usuarios de la transmisión troncal.

5. Limitar el acceso a la propiedad de las empresas que operan el sistema de transmisión troncal, de manera que ningún generador o distribuidor pueda tener más del 8% del capital accionario de una empresa operadora o dueña del sistema de transmisión troncal, y las mismas empresas generadoras o distribuidoras o grandes usuarios no pueden, en conjunto, tener más del 40% del capital accionario total de las empresas propietarias u operadoras del sistema de transmisión troncal.

6. Establecer un nuevo modelo de precio para los sistemas eléctricos intermedios o medianos, que operan entre 1.500 y 200.000 kilovatios (Aysén-Coyhaique y Magallanes), basado en una metodología que considera el costo incremental de desarrollo y el costo total de largo plazo.

7. Reconocer en la ley la existencia de un mercado de servicios complementarios, adicional al mercado habitual de energía eléctrica y potencia, y encomendar al reglamento la determinación de los productos que se transarán en este mercado, así como su forma de remuneración.

8. Reducir la banda de los precios de clientes libres (los que disponen de más de 2.000 kilovatios de potencia) que se considera para la fijación de precios de nudo, de ± 10% a ± 5%, lo que significa que el precio de nudo estará más cercano al precio de mercado o de los clientes libres.

9. Regular la transferencia de concesiones de distribución, en el sentido de agregar a la autorización que debe otorgar la Superintendencia de Electricidad y Combustibles un informe técnico de la Comisión Nacional de Energía que especifique los efectos tarifarios de dicha transferencia a los usuarios regulados.

10. Efectuar numerosas adecuaciones o modificaciones por razón de concordancia.

****

Para el estudio del proyecto de ley, la Comisión invitó a las siguientes personas, representantes de las instituciones que se indican:

1.- Por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción:

- El Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción y Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Jorge Rodríguez Grossi;

- La Jefa de la División de Desarrollo de Mercados, señora Andrea Butelmann Peisajoff, y

- El Jefe de la División Jurídico Legislativa, señor Enrique Sepúlveda.

2.- Por la Comisión Nacional de Energía:

- El Secretario Ejecutivo, señor Luis Sánchez Castellón;

-La ex Secretaria Ejecutiva, señora Vivian Blanlot Soza;

- La Jefa del Departamento Jurídico, señora Pilar Bravo Rivera;

- El Jefe del Área Eléctrica, señor Rodrigo Iglesias Acuña;

- El asesor del Área Eléctrica, señor Claudio Espinoza Moraga;

- El ingeniero del Área Eléctrica, señor Daniel Salazar;

- El ingeniero del Área Eléctrica señor Hernán Lira, y

- El ex asesor, señor Francisco del Río Correa.

3.- Por HQI Transelec Chile S.A.:

- El Gerente General, señor Guillermo Espinosa Ihnen;

- El Gerente Comercial, señor José Antonio Valdés Carmona;

- El asesor jurídico, señor Fernando Abara Elías;

- El abogado, señor Gonzalo Delaveau Swett;

- El Director de HQI Chile Holding, señor Gilles Baril, y

- El Gerente para América Latina de HQI Chile Holding Ltda., señor Luc Thibault.

4.- Por AES Gener:

- El Gerente General de AES Gener, señor Felipe Cerón Cerón;

- El Gerente Comercial de la Unidad de Negocios, señor Juan Carlos Olmedo Hidalgo, y

- El asesor, señor Cristián Muñoz Montecinos.

5.- Por la Pontificia Universidad Católica de Chile:

- Profesores de la Facultad de Derecho, abogados señores Fernando Abara Elías y Eugenio Evans Espiñeira, y

- Profesores del Departamento de Ingeniería Industrial y de Sistemas, ingenieros señores Ricardo Raineri Bernaín y Sebastián Ríos Marcuello. Estos profesores fueron acompañados por el académico de la Universidad de Illinois señor George Gross y por la intérprete señora Silvana Espíndola.

6.- Por Chilquinta Energía S.A.:

- El Gerente General, señor Cristián Arnolds Reyes;

- El Subgerente de Planificación, señor Sergio Barrientos Burgué, y

- El abogado señor Juan Edgardo Goldenberg.

7.- Por Colbún S.A.:

- El Presidente del Directorio de la empresa, señor Emilio Pellegrini Ripamonti;

- El Gerente General de Colbún, señor Francisco Courbis Grez;

- El Director de Planeación y Estudios de esa empresa, señor Eduardo Calderón Avilez, y

- Los abogados señores José Antonio Urrutia Riesco y Gonzalo Cubillos Prieto.

8.- Electroandina S.A.:

- El Gerente General, señor Willem Van Twembeke, y

- El Gerente Comercial y de Desarrollo, señor Juan Manuel Contreras S..

9.- Por Tractebel:

- El abogado, José Antonio Urrutia, y

- El ingeniero, señor Germain Dhuyvetter.

10.- Por Edelnor:

- El Gerente General, señor Juan Clavería Aliste, y

- El asesor señor Santiago Bradford.

11.- Por Chilectra:

- El Gerente General, señor Julio Valenzuela Senn;

- El Gerente de Regulación Sectorial, señor Guillermo Pérez del Río, y

- El Fiscal, señor Gonzalo Vial Vial.

12.- Por Gas Atacama:

- El Gerente General, señor Rudolf Araneda Kauert;

- El Gerente Comercial, señor Pedro de la Sotta Sánchez, y

- El ingeniero de apoyo, señor Gustavo Venegas.

13.- Grupo de Ingenieros:

- Los ingenieros civiles industriales de la Universidad de Chile señores Rolf Fiebig Zarges y Mario Manríquez Kemp, y

- El ingeniero civil electricista de la Universidad Técnica Federico Santa María, señor Walter Duwe Jacobsen,

14.- Por Endesa:

- El Gerente General, señor Héctor López Vilaseco;

- El Gerente de Generación-Chile, señor Claudio Iglesis Guillar, y

- El Gerente de Trading y Comercialización, señor José Venegas Maluenda.

15.- Por Enersis S.A.:

- El Gerente General, señor Enrique García Álvarez, y

- El Gerente de Regulación, señor Cristián Herrera Fernández.

16.- Por Saesa:

- El Gerente General, señor Jorge Brahm Barril;

- El Subgerente de Desarrollo, señor Gabriel Fierro, y

- El Jefe del Área de Planificación, señor Rolando Miranda Cayupi.

17.- Por Acenor:

- El Presidente del Directorio, señor José Espinoza Villarroel;

- El Director Ejecutivo, señor Josip Baumgartner Nebenfir, y

- El abogado asesor, señor Alvaro Barría Chateau.

18.- Por el Instituto Libertad y Desarrollo:

- La economista señorita María de la Luz Domper Rodríguez, y

- El abogado señor Sebastián Soto Velasco.

I. ANTECEDENTES GENERALES.

La actual legislación de servicios eléctricos está contenida en el decreto con fuerza de ley Nº1, del Ministerio de Minería, de 1982. Esta normativa fue diseñada con el objeto de proceder a un modelo descentralizado y privado de prestación de servicios eléctricos para que operara tanto en los segmentos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Algunos de esos segmentos funcionan bajo un régimen relativamente competitivo y, otros en un régimen sometido a regulación de precios. Asimismo, ha permitido un rápido proceso de crecimiento, con altas tasas de inversión durante la última década; la diversificación de la oferta en generación; e importantes reducciones en los costos de producción transporte y distribución, en particular en los últimos diez años.

En la década de los 80, se realizó una profunda reestructuración del sector eléctrico, a partir de la cual la mayor parte del sector quedó operando bajo un régimen de empresas privadas que trabajan coordinadamente en los sistemas eléctricos, con una regulación que se hace principalmente a través del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción; de la Comisión Nacional de Energía y de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

El sistema ha operado hasta la fecha en forma satisfactoria, considerando que durante casi veinte años el país ha tenido acceso a una energía eléctrica cuyo costo ha bajado sostenidamente en el tiempo; que no ha experimentado interrupciones relevantes en la continuidad ni en la calidad del servicio y que funciona con un nivel de eficiencia más alto que otros países con los que Chile pudiera compararse, muy cercano a los niveles de eficiencia de países desarrollados. Sin embargo, se han hecho evidentes las dificultades que han existido en la operación del sector, muchas de ellas originadas en vacíos de regulación y la mayoría derivada de las profundas transformaciones que ha tenido el sector debido a la tasa de crecimiento que ha experimentado en los últimos veinte años. En particular, se observan dificultades en los mecanismos de operación coordinada de los sistemas, a raíz de la creciente complejidad de los sistemas y de los mercados; limitaciones en el segmento de transmisión que ponen en riesgo la calidad y abastecimiento en ciertas zonas del país; debilidad en los sistemas de regulación de precios en algunos segmentos de la industria, especialmente en la determinación de los peajes de transmisión, que inciden en el objetivo de asegurar la inversión y el desarrollo de la calidad y seguridad de suministro, y, por otra parte, dificultan el libre acceso de prestadores al mercado, constituyéndose en barreras de entrada a nuevos actores y reduciendo la competitividad del mercado; falta de precisión en algunas definiciones sobre responsabilidades y derechos de prestadores y consumidores, y limitaciones en los grados de transparencia de los procesos regulatorios.

El proyecto de ley es parte de la política regulatoria. Por ello, lo que se propone a través de las modificaciones legales son medidas complementarias de otras de tipo reglamentarias y de gestión regulatoria. Se busca obtener un desarrollo equilibrado del sector, de modo de mantener el nivel de abastecimiento total, seguridad y calidad, a los menores costos posibles.

La legislación vigente reconoce, dentro del sistema regulatorio, tres segmentos en la actividad económica eléctrica, la generación, la transmisión, y la distribución de energía eléctrica, cuyas principales características se describen continuación:

a) **Generación** (o producción) de electricidad.

La actividad de generación está constituida por el proceso tecnológico destinado a transformar las fuentes energéticas primarias en energía eléctrica transportable y utilizable en los centros de consumo.

El segmento de **generación** no presenta economías de escala, por lo que puede operar como mercado competitivo.

Las empresas que operan en este segmento:

- Tienen libertad de ingreso al sistema.
- No tienen obligación de inversión.
- Las decisiones de inversión se materializan en función de las señales de mercado y de precio existentes.
- El precio regulado debe reflejar niveles de equilibrio competitivo.
- Sólo se regula el precio a consumidores de menos de 2.000 kilovatios en capacidad de consumo, que son servidos por empresas distribuidoras. Los que tienen capacidad de consumo mayor establecen libremente los contratos con sus proveedores, pudiendo ser éstos generadores o distribuidores.
- En la parte regulada, los precios se fijan en función de los costos marginales de largo plazo de generación de cada sistema (precios de nudo).

b) **Transmisión** (o transporte de electricidad) que se hace a través de un determinado territorio.

La transmisión es la actividad destinada a transportar la energía desde los puntos de generación hasta los centros de consumo masivos, considerándose para estos efectos, como instalaciones de transmisión a todas las líneas y subestaciones de transformación que operan en tensión nominal superior a 23 kilovolts.

La **transmisión** es un monopolio natural, por lo que sus ingresos deben regularse. Tiene obligación de acceso abierto, dar servicio a todo aquel que quiera usar el servicio de transmisión.

Las empresas que operan en este segmento:

- No tienen obligación de inversión.
- Las decisiones de inversión se materializan en función de las necesidades del segmento de generación y distribución.
- Los usuarios directos son los generadores, a través de la actividad de producir y de comercializar energía.
- Los peajes son en principio libremente acordados entre generador y transmisor. Si no hay acuerdo, existe un procedimiento legal que regula el peaje por pagar, en base a un concepto legal de área de influencia, que se basa en el uso que las inyecciones

hacen de las líneas de transmisión, de manera tal que los generadores deben pagar peaje básico por su respectiva área de influencia, y para retirar fuera de ella deben convenir peajes adicionales. Si persiste el desacuerdo, se recurre a un tribunal arbitral, que debe aplicar los criterios ya citados del área de influencia y el uso de las redes.

c) **Distribución** (que es hacer llegar energía y poner potencia a disposición del consumidor final, que puede ser a nivel industrial o domiciliario).

La distribución es la actividad destinada a llevar la energía hacia los usuarios finales, comprendiéndose para ello a todas las instalaciones, líneas y transformadores que operan en tensión nominal igual o inferior a 23 kilovolts. Su carácter de monopolio natural hace necesario establecer precios regulados para los suministros a clientes finales.

La **distribución** es un monopolio natural, por lo que también debe ser regulada su tarifa y fiscalizada su calidad.

Las empresas que operan en este segmento se caracterizan por:

- Ser concesionarias de servicio público regulado.
- Tienen obligación de dar suministro en su zona de concesión, por lo que están obligadas a invertir, a fin de mantener la capacidad de dar el servicio con cierta calidad.
- Las tarifas (Valor Agregado de Distribución) son reguladas conforme a los costos medios de empresas modelo que operan en una determinada área de concesión y se aplican a los clientes regulados. También tienen clientes libres, los que tienen más de 2.000 kilowatts de potencia instalada.

En Chile, la **generación** se produce a través de centrales que pueden ser hidráulicas o térmicas. Las hidráulicas utilizan desniveles de agua obtenido mediante embalses, y las térmicas transforman en electricidad la energía calórica que la obtienen de algún tipo de combustible (gas natural, diesel o carbón), mediante turbinas. Por lo tanto, se trata de una actividad competitiva, ya que existe plena libertad para entrar en el mercado de la generación. Sin embargo, el precio de la electricidad que se produce es libre sólo respecto de los clientes que consumen más de 2.000 kilowatts, y es regulado para quienes utilizan menos de esa cantidad. Dicha regulación se hace a través de una fórmula que permite determinar un precio de nudo.

La actividad de generación está constituida por el proceso tecnológico destinado a transformar las fuentes energéticas primarias en energía eléctrica transportable y utilizable en los centros de consumo.

En este segmento no existen barreras legales para la entrada de nuevos actores, lo cual es consistente con la posibilidad de establecer competencia en este ámbito, en la medida en que no se identifican condiciones de monopolio natural. Sin perjuicio de las condiciones de libre entrada al mercado de la generación, la ley establece la facultad de la autoridad para obligar a la interconexión de las

instalaciones eléctricas, con el objeto de garantizar la eficiencia y seguridad del sistema.

La coordinación del sistema de generación en su conjunto se establece a través de un centro coordinador denominado Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC). Este organismo, que es administrado por titulares de empresas generadoras, elabora los planes de operación de todas las centrales generadoras del sistema, con el objeto de garantizar que el suministro global se efectúe con un adecuado nivel de seguridad y a un costo económico mínimo.

En la actualidad, los generadores enfrentan demandas que provienen de tres mercados básicos: 1) empresas concesionarias de distribución, que representa al mercado de las empresas distribuidoras, siendo las correspondientes ventas básicamente efectuadas a precios regulados, denominados precios de nudo; 2) grandes clientes, grupo constituido por clientes finales con potencia conectada superior a 2.000 kilovatios, mercado en que las ventas pueden efectuarse a precios libremente pactados, y 3) otros generadores (mercado “spot”), mercado que se deriva del sometimiento a los planes de operación coordinada de centrales generadoras por el CDEC, dónde el generador debe vender o comprar energía al precio “spot”, determinado por el costo marginal instantáneo de generación, que es definido en forma horaria por el mismo CDEC.

Respecto de la **transmisión**, es del caso señalar que en nuestro país existen dos grandes sistemas, el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Existen además, otros de menor alcance que son el de Aysén y de Magallanes. Las líneas de transmisión no son susceptibles de utilización por los usuarios finales. La transmisión por razones de tecnología, tiene un porcentaje de pérdida de potencia por kilómetro lineal. De ahí la importancia que tiene la ubicación de las generadoras respecto de los centros de consumo. Existe también, una regulación legal para la transmisión, que consiste en un sistema de peajes, esto es, el paso de la electricidad de un transmisor por las líneas de transmisión de otro. El precio del peaje se negocia entre los transmisores. Además, no existe actualmente una limitación legal respecto de la propiedad de las empresas de transmisión.

La transmisión es la actividad destinada a transportar la energía desde los puntos de generación hasta los centros de consumo masivos, considerándose para estos efectos, como instalaciones de transmisión a todas las líneas y subestaciones de transformación que operan en tensión nominal superior a 23 kV.

Este servicio presenta significativas economías de escala, e indivisibilidad en la inversión, existiendo por lo tanto tendencias a su operación como monopolio. Por este motivo, la legislación eléctrica lo define como un segmento regulado en el sistema.

Las empresas propietarias de los sistemas de transmisión, establecidas como concesionarios de líneas de transporte, o cuyas instalaciones usen bienes nacionales de uso público, deben permitir el paso de la energía de aquellos interesados en transportarla a través de estas líneas. A cambio, el interesado en hacer uso de estas instalaciones debe indemnizar al propietario. Para estos efectos se establece que los proveedores de estos servicios obtienen un ingreso proveniente de la

diferencia entre pérdidas marginales y medias de transmisión, y un peaje a ser determinado entre el dueño del sistema y el usuario. En la medida en que los valores finales están sujetos a negociación entre las partes, las discrepancias deben ser sometidas a tribunales arbitrales.

La **distribución** técnicamente se hace a través de dos modalidades, la del anillo y la radial. La del primer caso, se da en Santiago y en otras ciudades importantes como Valparaíso, o sea la red de distribución se tiende alrededor del centro de consumo, asegurando así, una mejor calidad del servicio, pero tiene un mayor costo. La distribución radial se limita a conectar cada centro de consumo con una línea a la correspondiente subestación. En todo caso, se trata de un monopolio natural, porque se concesionan zonas de distribución, pero a su vez, es un monopolio regulado, por cuanto las tarifas se fijan cada cuatro años y los distribuidores tienen la obligación de cumplir con el servicio contratado, no pudiendo suspender el servicio.

También es del caso recordar que a raíz del desabastecimiento eléctrico ocurrido por la sequía que se produjo en los años 1998 y 1999, se generó la necesidad de modificar la ley, para hacer responsables a las generadoras por tal situación. Motivo por el cual, se hace indispensable hacer inversiones en centrales térmicas que operen con gas o diesel como combustible.

Por otra parte, se observa una sobre inversión en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y como es un sistema independiente del Sistema Interconectado Central (SIC), no es factible aprovechar el exceso de energía que se produce en el norte del país.

Otro hecho relevante en el sector, es la incertidumbre que existe en el valor de los peajes, situación que afecta a las inversiones en generación y en transmisión, a raíz de que el actual sistema ha dado lugar a que se produzcan bastantes litigios entre las empresas.

La distribución es la actividad destinada a llevar la energía hacia los usuarios finales, comprendiéndose para ello a todas las instalaciones, líneas y transformadores que operan en tensión nominal igual o inferior a 23 kV. Su carácter de monopolio natural hace necesario establecer precios regulados para los suministros a clientes finales.

La actividad de distribución se desarrolla bajo el sistema de concesiones de distribución. Las empresas concesionarias de distribución son libres en cuanto a decidir sobre qué zonas solicitan la concesión, pero tienen la obligación de dar servicio en sus zonas de concesión ya otorgadas.

La tarifa regulada de distribución resulta de la suma de dos componentes: un precio de nudo, fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución, y un Valor Agregado de Distribución (VAD) también fijado por la autoridad sectorial. Como el precio de nudo corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos sometidos a regulación de precios, la distribuidora recauda sólo el VAD, componente que le permite cubrir los costos de operación y mantención del sistema de distribución, así como rentar sobre todas las instalaciones.

II. FUNDAMENTOS DEL PROYECTO.

En el mensaje se plantea la necesidad de resolver las dificultades que existen en el sistema regulatorio, vigente desde 1982, para lo cual el Gobierno desea establecer una política que permita regular el sistema en el mediano y largo plazo, a fin de modernizar integralmente la regulación del sector, adaptándola a las necesidades de su desarrollo futuro.

Entre los principales temas que se han identificado por parte de la autoridad, para mejorar el actual sistema, se pueden mencionar los siguientes:

- Perfeccionamiento de la estructura de organización de los sistemas y los mercados.

- Perfeccionamiento de los sistemas de regulación de precios a nivel de generación.

- Perfeccionamiento de los sistemas y procedimientos de regulación de cargos por uso de los sistemas de transmisión.

- Perfeccionamiento de los sistemas y procedimientos de regulación de cargos por los servicios de distribución.

- Ampliación del segmento no regulado del mercado.

- Modificación del sistema de regulación de precios aplicable en sistemas eléctricos de tamaño mediano verticalmente integrados y con oferta concentrada.

- Establecimiento de sistemas remunerados de prestación de servicios complementarios, distinguiéndolos de los bienes y servicios básicos que se transan cuales son: la energía y potencia.

- Perfeccionamiento de los sistemas y procedimientos aplicables en situaciones críticas de escasez y restricción de suministro.

- Creación de una instancia independiente de resolución de discrepancias sobre fijaciones precios regulados.

Diversas circunstancias coyunturales experimentadas por el sector eléctrico en los últimos años, han derivado en un mayor riesgo de déficit de capacidad y disponibilidad de energía, en mayores riesgos respecto a la confiabilidad de los sistemas, y en una tendencia al aumento de los costos de suministro para los próximos años.

La constatación anterior ha determinado la necesidad de priorizar la modernización de aquellos aspectos regulatorios que inciden más directamente en el desarrollo de las inversiones esenciales para la seguridad y confiabilidad del suministro, y que a su vez, favorecen la creación de condiciones de mayor competencia en el mercado.

Por tal motivo, la autoridad ha resuelto incluir en la presente iniciativa, sólo aquellas materias que apuntan a desentrabar o facilitar las inversiones necesarias para mantener equilibrio entre el crecimiento de la oferta y de la demanda, a mantener costos de suministro razonables, y a mejorar las condiciones de confiabilidad y calidad en la operación de los sistemas.

Con ello, el Gobierno no abandona los demás desafíos regulatorios que ha constatado en el sector eléctrico, sino que apuesta a implementar una modernización parcial inmediata, que permita corregir en el corto plazo las dificultades más urgentes que entraban el desarrollo de la actividad.

De este modo, se busca avanzar rápidamente en ciertos temas esenciales, pero al mismo tiempo, continuar el estudio y elaboración de un proyecto de ley que abordará los demás aspectos regulatorios que requieren perfeccionamientos. Dichos aspectos también tienen una innegable importancia para el buen funcionamiento de los sistemas y mercados del sector eléctrico en el largo plazo, pero revisten una menor urgencia para los objetivos básicos y prioritarios antes mencionados.

De esta manera, el presente proyecto de ley incluye disposiciones relacionadas con los siguientes objetivos fundamentales:

- Reactivar las inversiones en transmisión, cuya postergación representa cuellos de botella relevantes para el suministro eléctrico en diversos puntos de los sistemas, afectando la calidad y los costos para los consumidores, y viabilizar la inversión en instalaciones de interconexión entre los sistemas interconectados nacionales existentes, SIC y SING.

- Reducir el riesgo regulatorio relacionado a los procesos de regulación de precios a nivel de generación.

- Introducir un sistema de peajes de distribución, de modo de facilitar la diversificación del suministro a los clientes no regulados establecidos dentro de las áreas de concesión de las empresas distribuidoras.

- Adaptar el sistema de regulación de precios en sistemas medianos y aislados, tales como los existentes en las regiones de Aysén y Magallanes, a las condiciones y estructura de la industria propios de ellos, de modo de que el sistema de precios incentive la inversión óptima de largo plazo, y permita así lograr reducciones en los costos para el consumidor final.

- Introducir un sistema de remuneración de servicios complementarios en la operación de los sistemas, que incentive inversiones y modos de operación que favorezcan la confiabilidad y calidad, y reduzcan los costos de operación.

III. 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.

El proyecto de ley modifica aspectos regulatorios específicos que el Ejecutivo ha estimado imprescindible modernizar o corregir en lo inmediato, para remover las trabas o dificultades que existen en la actualidad y que representan el mayor entorpecimiento para el desarrollo de la actividad eléctrica del país.

Es por ello, que las ideas matrices del proyecto están acotadas y determinadas a lo siguiente:

1. Nueva regulación de los sistemas de transporte de electricidad.

2. Regulación de un sistema de peajes en distribución.

3. Nueva regulación del régimen de precios aplicable a los diferentes segmentos de los sistemas eléctricos medianos, es decir, sistemas con una capacidad instalada superior a 1500 kW e inferior a 200 mW.

4. Perfeccionamientos a la regulación de los ingresos del segmento generación, por concepto de capacidad.

5. Formalización de un mercado de servicios complementarios destinados a conferir mayor confiabilidad a los sistemas eléctricos.

Con el objeto de lograr lo anterior, se:

a) Rediseñan los sistemas de transmisión, estableciendo un sistema de transmisión troncal (STT) compuesto por todas las instalaciones económicamente eficientes y necesarias para su funcionamiento, definidas por decreto supremo expedido por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción; un sistema secundario de transmisión (SST) o subtransmisión, al servicio de los distribuidores y clientes libres, y un sistema de transmisión adicional (STA), compuesto por las instalaciones restantes.

b) Crea, para el sistema de transmisión troncal, un procedimiento de valorización y de desarrollo de sus instalaciones, que tiene como base un estudio único, encargado en forma independiente a un consultor a través de una licitación pública internacional, con definición de bases técnicas y administrativas, que son revisadas y observadas por todos los usuarios e interesados en el proceso de tarificación. El estudio es supervisado a través de un comité, integrado por representantes de las empresas eléctricas, de los consumidores, de la Comisión Nacional de Energía y del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. El estudio de expansión y valorización de la transmisión troncal deberá hacerse cada cuatro años.

c) Posibilita la interconexión entre el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), para lo cual, si la línea de interconexión es recomendada en el estudio de transmisión troncal, deberá hacerse mediante una licitación internacional.

d) Distribuye el costo del sistema de transmisión troncal por mitades, entre las empresas generadoras y los usuarios (distribuidores y grandes consumidores).

e) Limita el acceso a la propiedad de las empresas que operan el sistema de transmisión troncal, las que deben constituirse

como sociedades anónimas de giro exclusivo; de manera que ningún generador o distribuidor (ni gran usuario) pueda tener más del 8% del capital accionario de una empresa operadora o dueña del sistema de transmisión troncal, y las mismas empresas generadoras o distribuidoras o grandes usuarios no pueden, en conjunto, tener más del 40% del capital accionario total de las empresas propietarias u operadoras del sistema de transmisión troncal.

f) Establece un nuevo modelo de precio para los sistemas eléctricos intermedios o medianos, que operan entre 1.500 y 200.000 KW (Aisén, Coyhaique y Magallanes), basado en una metodología que considera el costo incremental de desarrollo y el costo total de largo plazo.

g) Reconoce en la ley la existencia de un mercado de servicios complementarios, adicional al mercado habitual de energía eléctrica y potencia, y entrega los productos que se transarían en este mercado así como la forma de remuneración a una regulación determinada por vía de reglamento.

h) Reduce la banda de los precios de clientes libres (que disponen de más de 2.000 KW de potencia) que se considera para la fijación de precios de nudo (que es el precio al cual las generadoras entregan electricidad a las distribuidoras), de ± 10% a ± 5%, lo cual significa que el precio de nudo estará más cercano al precio de mercado o de los clientes libres (lo que significa que en vez de oscilar entre un 10% por encima o por debajo del precio libre, en el futuro la oscilación se hará sólo entre un 5%).

i) Efectúa numerosas adecuaciones o modificaciones por razón de concordancia.

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

La Comisión acordó declarar como normas de quórum especial las siguientes:

I) ORGÁNICAS CONSTITUCIONALES:

a) Dentro del artículo 1°, los artículos 71°-28 y 71°-40.

b) Dentro del artículo 2°, el artículo 104°-6, inciso final.

c) Dentro del artículo 3°, el artículo 134, inciso séptimo.

Las normas indicadas en las tres letras precedentes son de rango orgánico constitucional, por regular materias propias de la ley N°18.575, orgánica constitucional de Bases Generales de la Administración del Estado.

II) DE QUÓRUM CALIFICADO:

a) Dentro del artículo 1°, el artículo 71°-5.

b) El artículo 3° transitorio.

En ambos casos, se trata de una limitación a la garantía constitucional de adquirir el dominio de toda clase de bienes, en

este caso, la adquisición del derecho de propiedad, lo cual, en virtud de lo dispuesto en el artículo 19, número 23, de la Constitución Política de la República, sólo puede hacerse en virtud de una ley de quórum calificado.

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

La Comisión determinó que el proyecto no contiene artículos que deban ser conocidos por la Comisión de Hacienda.

VI. ARTÍCULOS E INDICACIONES RECHAZADOS POR LA COMISIÓN.

A.- <u>Artículos Rechazados.-</u>

<u>Artículo 2°.-</u>

1.- "Artículo 120°-3.- Los costos incrementales de desarrollo y los costos totales de largo plazo del segmento de distribución se calcularán por áreas de concesión de distribución para instalaciones optimizadas capaces de abastecer la demanda en dichas áreas. El reglamento establecerá la metodología detallada de cálculo de costos, así como las características de las bases de los Estudios que deberán realizarse para la fijación de tarifas del segmento de distribución."

<u>- Puesto en votación el artículo 120°-3, fue rechazado, sin debate, por la unanimidad de los Diputados presentes.</u>

2.- "Artículo 120°-4.- "Se entenderá por costo incremental de desarrollo de un sistema eficiente de distribución, al costo medio de las ampliaciones de capacidad y del incremento de los costos de explotación necesarios para satisfacer la demanda incremental de un período no inferior a 15 años, que cumplan con la condición de minimizar los costos totales actualizados de expansión del sistema.

Se entenderá por costo total de largo plazo de un sistema eficiente de distribución, aquel valor anual constante requerido para cubrir los costos de explotación y de inversión, que se incurran durante el período tarifario de cuatro años que sucede a la fijación, de un proyecto de reposición que minimiza el total de los costos de inversión y explotación de largo plazo del servicio."

<u>- Puesto en votación el artículo 120°-4, fue rechazado, sin debate, por la unanimidad de los Diputados presentes.</u>

-o-o-o-o-o-o-o-o-o-

B.- <u>Indicaciones Rechazadas.-</u>

<u>Artículo 1°.-</u>

1.- *****El Diputado señor Araya formuló una indicación para reemplazar el párrafo segundo del inciso tercero del artículo 71°-5 por el siguiente:

"Las adecuaciones que procedan deberán materializarse dentro del plazo de tres años, contado desde la fecha de vigencia de la respectiva modificación del sistema de transmisión troncal."

<u>- Puesta en votación la indicación del Diputado señor Araya, fue rechazada por cinco votos en contra y una abstención.</u>

2.- *****Los Diputados señores Bertolino y Vilches y la Diputada señora González, doña Rosa, formularon una indicación para agregar al artículo 71º-8, los siguientes incisos finales:

"En caso de mora o simple retardo en el pago de las facturas o boletas que emitan las empresas de transmisión troncal para el cobro de su remuneración, éstas podrán aplicar sobre los montos adeudados el interés máximo convencional definido en el artículo 6º de la ley Nº18.010, vigente el día del vencimiento de la obligación respectiva.

Las facturas emitidas por las empresas de transmisión para el cobro de la remuneración del sistema de transmisión, incluidos los reajustes e intereses, tendrán mérito ejecutivo."

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

3.- *****El Diputado señor Araya formuló una indicación para reemplazar en el inciso cuarto del artículo 71°-10, la frase **"**y considerando la tasa de descuento señalada en el artículo 100° de esta ley**"** por *"y considerando una tasa de descuento igual a la tasa interna de retorno promedio ofrecida por el Banco Central de Chile para sus instrumentos reajustables en moneda nacional de plazo igual o mayor a ocho años, más un premio por riesgo. El tipo de instrumento, su plazo, el período considerado para establecer el promedio y el premio por riesgo serán determinados por la Comisión Nacional de Energía."*

<u>- Puesta en votación la indicación, fue rechazada por seis votos en contra, uno a favor y una abstención.</u>

4.- *****El Diputado señor Bertolino formuló una indicación para sustituir, en el inciso final del artículo 71°-10, la frase **"**la tasa de descuento señalada en el artículo 100 de esta ley**"** por la frase *"una tasa de actualización igual al 8% real anual".*

<u>- Puesta en votación la indicación, fue rechazada por cuatro votos en contra, dos a favor y una abstención.</u>

5.- Del Ejecutivo, para reemplazar el inciso segundo de este artículo, por el siguiente:

"Las empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y usuarios no sometidos a fijación de precios de cada sistema interconectado, en adelante, los "participantes", podrán participar

por derecho propio en el procedimiento de fijación del Valor de la Transmisión por Tramo, conforme se indica en los artículos siguientes. Los participantes deberán entregar toda la información en la forma y oportunidad que lo solicite la Comisión con motivo de la fijación mencionada en este artículo.".

**5.1.- ***El Diputado señor Araya, formuló una indicación para reemplazar en el inciso segundo del artículo 71°-11, la frase *"los usuarios o consumidores finales"* por "*las organizaciones de usuarios o consumidores finales".*

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

6.- *****Los Diputados señores Leay y Mora,formularon una indicación para eliminar en el encabezamiento del inciso primero, del artículo 71°-12, la frase *"expansión y".*

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

7.- *****El Diputado señor Leay, formuló una indicación para agregar, en el inciso primero, del artículo 71°-12, entre la palabra "estudio" y la preposición "de", el vocablo "indicativo".

- Puesta en votación la indicación, fue rechazada por 4 votos a favor y 9 en contra.

8.- *****El Diputado señor Leay formuló una indicación para suprimir en la letra b) del inciso primero del artículo 71°-12, la frase *"determinadas por el* decreto *a que se refiere el artículo 71°-2, y de las instalaciones futuras a que se refiere la letra a) anterior,".*

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

9.- *****La Diputada señora González, doña Rosa y los Diputados señores Bertolino y Vilches, formularon una indicación para agregar al final de la letra c) del inciso primero del artículo 71°-12, una coma y la frase *"a fin de mantener el valor real del V.I. y el COMA durante el período de cuatro años".*

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

10.- *La Diputada señora González, doña Rosa y los Diputados señores Encina, Jarpa y Vilches, formularon una indicación para intercalar, en el inciso segundo,del artículo 71°-12, entre las palabras "necesarias" e "y", la frase *",que deberán cumplir con los requisitos establecidos en el artículo 71°-2,".*

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

11.- *El Diputado señor Leay formuló la siguiente indicación al artículo 71°-14 :

a) Eliminar en la letra a) del inciso segundo, la frase “El o los decretos vigentes dictados en conformidad al artículo 71°-2, que definan”

b) Suprimir en el inciso segundo las letras c), d), e) y g).

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

12.- ***El Ejecutivo formuló una indicación para sustituir, en el inciso primero del artículo 71°-15, el signo coma (,) que antecede a la frase “*dos de las empresas*” por la letra “*y*”; y la expresión “*y un representante de los usuarios, designado*”, por la expresión “*designados*”.

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

13.- *La Diputada señora González, doña Rosa y los Diputados señores Bertolino, Jarpa y Vilches, formularon una indicación para eliminar el inciso segundo del artículo 71°-16.

- Puesta en votación la indicación, fue rechazada por 5 votos a favor y 6 en contra.

14.- ***La Diputada señora González, doña Rosa y los Diputados señores Bertolino, Jarpa y Vilches, formularon una indicación para sustituir, en la letra a) del inciso primero del artículo 71º-17 que se incorpora, la expresión “El plan de expansión del o los Sistemas de Transmisión Troncal”, por la siguiente: “El plan indicativo de expansión de el o los Sistemas de Transmisión Troncal”.

- Puesta en votación esta indicación, fue rechazada por 3 votos a favor y 7 en contra.

15.- ***La Diputada señora González, doña Rosa y los Diputados señores Bertolino, Jarpa y Vilches, formularon una indicación para sustituir la letra b) del inciso primero del artículo 71º-17, por la siguiente:

“b) El V.I. y COMA de las instalaciones de transmisión troncal existentes y el estimado para las futuras;”

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

16.- ***La Diputada señora González, doña Rosa y los Diputados señores Bertolino, Jarpa y Vilches, formularon una indicación para sustituir la letra c) del inciso primero del artículo 71º-17, por la siguiente:

“c) Las fórmulas de indexación a fin de mantener el valor real del V.I. y del COMA, durante el período; y”

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

17.- *****La Diputada señora González, doña Rosa y los Diputados señores Bertolino, Jarpa y Vilches, formularon una indicación para eliminar la letra e) del inciso primero del artículo 71º-17.

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

18.- *****El Diputado señor Leay, formuló una indicación para intercalar, en el inciso primero del artículo 71°-17 propuesto en la indicación del Ejecutivo, entre las palabras “estudio” y “entregados”, el vocablo *“indicativo”*.

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

19.- *****El Diputado señor Leay, formuló una indicación para intercalar, en el inciso primero, letra b), del artículo 71°-17 propuesto en la indicación del Ejecutivo, a continuación de la palabra “plan”, el vocablo *“indicativo”*.

- Puesta en votación esta indicación, fue rechazada por 2 votos a favor, 7 en contra y 1 abstención.

20.- *****El Diputado señor Leay, formuló una indicación para intercalar, en el inciso primero, letra b), número 1, del artículo 71°-17, después de la palabra “fecha”, el vocablo *“referencial”*.

- Puesta en votación esta indicación, fue rechazada por 3 votos a favor y 6 en contra.

21.- *****La Diputada señora González, doña Rosa, y los Diputados señores Bertolino y Vilches, formularon una indicación para eliminar en la letra c) del inciso segundo del artículo 71°-19 la frase “*y la o las respectivas empresas de transmisión troncal responsables de su construcción”.*

- Puesta en votación esta indicación, fue rechazada por 5 votos a favor y 6 en contra.

22.- *****El Diputado señor Leay, formuló una indicación para intercalar, en el inciso primero del artículo 71°-19 propuesto por el Ejecutivo mediante indicación, a continuación de la palabra “estudio”, el vocablo “*indicativo*”.

- Puesta en votación esta indicación, fue rechazada por 4 votos a favor, 6 en contra y una abstención.

23.- ***La Diputada señora González, doña Rosa y el Diputado señor Leay, formularon una indicación para eliminar, en el inciso segundo del nuevo artículo 71-20 propuesto por el Ejecutivo, las letras b), c) y d).

- Puesta en votación la indicación, fue rechazada por 2 votos a favor, 6 en contra y 2 abstenciones.

24.- ***La Diputada señora González, doña Rosa y los Diputados señores Bertolino y Vilches, formularon una indicación para sustituir la última oración del nuevo inciso tercero del artículo 71º-22, que se incorpora en la indicación del Ejecutivo, por la siguiente: *"La cedente será subsidiariamente responsable de todas las indemnizaciones por los daños directos a que diere lugar el incumplimiento de alguna de las obligaciones esenciales de la cesionaria, en relación con la ejecución de la ampliación."*

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

25.- ***La Diputada señora González, doña Rosa y los Diputados señores Bertolino y Vilches, formularon una indicación para sustituir, en el nuevo inciso sexto del artículo 71-22 que se incorpora en la indicación del Ejecutivo, luego de la frase "el resultado final de", la expresión "*las licitaciones*" por "la licitación".

- Puesta en votación la indicación, fue rechazada por seis votos en contra y una abstención.

26.- ***El Diputado señor Leay, formuló una indicación para eliminar el artículo 71°-22.

-Puesta en votación la indicación, fue rechazada por 1 voto a favor, 7 en contra y 1 abstención.

27.- ***La Diputada señora González, doña Rosa y los Diputados señores Bertolino, Encina, Jarpa y Vilches, formularon una indicación para agregar un inciso final al artículo 71°-23, en los siguientes términos:

"Una línea de interconexión estará constituida por instalaciones de transmisión que, sin ser atribuibles a un cliente o generador, interconecten mercados eléctricos independientes y donde la interconexión deberá tener una capacidad de transmisión no superior a la mitad de la capacidad de generación instalada en cada uno de los sistemas eléctricos que se interconecten."

- Puesta en votación la indicación, fue rechazada por 1 voto a favor y 8 en contra.

28.- ***El Diputado señor Leay, formuló una indicación para intercalar, en el inciso primero del artículo 71°-23 propuesto en la indicación del Ejecutivo, el término *"indicativo"* entre la palabra "estudio" y la preposición "de".

- Puesta en votación la indicación, fue rechazada por 1 voto a favor, 6 en contra y 3 abstenciones.

29.- *****Los Diputados señores Encina, Girardi, Jarpa, Leal Lorenzini, Muñoz, don Pedro, Rossi, Valenzuela y Vilches formularon una indicación, para sustituir el artículo 71°-26 por el siguiente:

"Artículo 71°-26.- El desarrollo y operación de instalaciones eléctricas de interconexión entre sistemas eléctricos nacionales se regirá por las disposiciones de esta ley, según se indica en los artículos siguientes."

- Puesta en votación la indicación, fue rechazada por 4 votos a favor y 8 votos en contra.

30.- *****Los Diputados señores Encina, Girardi, Jarpa, Leal Lorenzini, Muñoz, don Pedro, Rossi, Valenzuela y Vilches formularon una indicación, para agregar el siguiente artículo 71°-26-1:

"Artículo 71°-26-1.- Las instalaciones de transmisión que interconecten sistemas eléctricos nacionales independientes podrán tener la calidad de troncales o adicionales. La definición de troncal dependerá de si el proyecto resulta socialmente rentable, es decir, si la realización del proyecto permite que los costos globales de suministro al nivel de generación-transmisión troncal para el conjunto del mercado eléctrico, incluyendo los dos o más sistemas que se interconectan, son menores que en la ausencia de interconexión.

Los costos globales de suministro a nivel de generación-transmisión mencionados en el inciso anterior consistirán en el valor presente de los costos de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones, pérdidas en las redes, y energía no servida, para el horizonte de estudio, y considerando la tasa de descuento menor que ofrezcan las empresas interesadas en desarrollar la interconexión.

Los costos de inversión mencionados en el inciso anterior incluirán en cada caso, aquellos correspondientes a las obras de generación, y de transmisión troncal e interconexiones; los costos de operación y mantenimiento incluirán los costos variables de generación, y los costos de mantenimiento de las centrales generadoras y las instalaciones de transmisión; las pérdidas corresponderán a las de transmisión troncal e interconexiones; y el costo de la energía no servida, a aquella que resulta en cada caso, dadas las normas de seguridad y calidad vigentes.

Los proyectos de interconexión que no cumplan con la condición de reducir los costos globales según aquí definidos podrán ser desarrollados como interconexiones no troncales, o adicionales."

- Puesta en votación la indicación, fue rechazada por 4 votos a favor y 8 votos en contra.

31.- *****Los Diputados señores Encina, Girardi, Jarpa, Leal Lorenzini, Muñoz, don Pedro, Rossi, Valenzuela y Vilches formularon una indicación, para agregar el siguiente artículo 71°-26-2:

"Artículo 71°-26-2: El estudio de expansión de la transmisión definido en el artículo 71°-12 determinará la rentabilidad social de él o los proyectos de interconexión que los particulares, empresas eléctricas generadoras, transmisoras, o comercializadoras, o los consultores, presenten para ser considerados en dicho estudio. Dicho estudio deberá tomar en consideración lo establecido en los artículos 71°-12, 71°-13, 71°-14 y 71°-15.

El estudio deberá basarse en la simulación y comparación de dos esquemas básicos de desarrollo y operación de los sistemas eléctricos considerados. El primero, la expansión y operación aislada de cada sistema, y el segundo, la expansión y operación de los dos sistemas interconectados. En cada caso, se simulará la expansión y operación considerando tres hidrologías tipo (seca, media y húmeda), las características técnicas y de operación de las centrales y sistemas de transmisión existentes, los proyectos identificados por las distintas empresas, y los demás antecedentes necesarios para evaluar los costos globales de suministro al nivel de generación-transmisión en los dos esquemas de desarrollo.

El horizonte de simulación deberá ser de por lo menos 10 años a partir de la puesta en marcha del proyecto de interconexión, y considerar diversos escenarios de demanda en cada sistema. El estudio deberá proyectar en forma detallada todas las categorías de costos mencionadas en el artículo 71°-26-1, y explicitar los fundamentos para su cálculo.

El estudio deberá calcular los beneficios (o pérdidas) netos del proyecto, es decir, la diferencia en los costos globales en ambos esquemas de desarrollo y operación. Deberá calcular también las diferencias por tipos de costos, y la distribución de los beneficios y costos entre diversos actores del mercado, es decir, las empresas y consumidores de ambos sistemas.

Identificado en el estudio un proyecto como la interconexión troncal, es decir, una interconexión que permite reducir los costos globales esperados del suministro de electricidad tomando en cuenta ambos sistemas iniciales, el mismo estudio deberá determinar la distribución del peaje anual a ser pagado al transmisor por parte de los usuarios de la interconexión; dicha distribución se determinará de acuerdo a lo establecido en el artículo 71°-30-1. El monto total del peaje anual será el que resulte de la licitación del proyecto, y se mantendrá constante en términos reales por un período mínimo de 20 años. Durante ese período, será ajustado de acuerdo a fórmulas de indexación que representen los principales conceptos de costos de las instalaciones."

- Puesta en votación la indicación, fue rechazada por 4 votos a favor y 8 votos en contra.

32.- *****Los Diputados señores Encina, Girardi, Jarpa, Leal Lorenzini, Muñoz, don Pedro, Rossi, Valenzuela y Vilches formularon una indicación, para agregar el siguiente artículo 71°-26-3:

"Artículo 71°-26-3.- Una vez construida una interconexión troncal, esta será operada como cualquier otra línea de transmisión troncal; las instalaciones de generación y transmisión de ambos sistemas eléctricos pasarán a ser operados como uno sólo. Para

ello, deberá estructurarse un CDEC único, en un plazo no mayor de seis meses de puesta en operación la interconexión."

- Puesta en votación la indicación, fue rechazada por 4 votos a favor y 8 votos en contra.

33.- *****Los Diputados señores Leay, García-Huidobro; González, doña Rosa; Rojas y Vilches formularon una indicación para modificar, en la indicación sustitutiva del artículo 71°-27, propuesta por el Ejecutivo, lo siguiente:

a) Intercálase, a continuación de la expresión: "Artículo 71°-27" y antes del adverbio "Anualmente", el siguiente inciso primero, pasando el actual inciso único a ser segundo:

"La CNE enviará, cada cuatro años, al CDEC un informe que contenga los resultados del estudio indicativo de expansión del sistema troncal. El informe se referirá específicamente a:

I.- La identificación de las obras de ampliación de transmisión troncal, su respectivo VI y COMA por tramo, de acuerdo a la fecha de entrada en operación, dentro del cuatrienio tarifario inmediato, con la o las empresas de transmisión troncal responsable de su construcción.

II.- Si correspondiere, la identificación de las nuevas obras de transmisión y subtransmisión, con sus respectivos VI y COMA referenciales, cuyo inicio de construcción se proyecte para el cuatrienio tarifario inmediato."

b) Reemplázase, en el inciso único, que pasó a ser segundo, la frase *"contenidas en el decreto indicado en el artículo 71°-20,"* por la frase *"contenidas en el informe de la CNE al cual se refiere el inciso anterior,"*.

c) Agrégase, en el inciso único, que pasó a ser segundo, el término *"modificación,"* entre las palabras *"realización"* y *"postergación"*.

d) Reemplázase, en el inciso único, que pasó a ser segundo, la palabra *"decreto"* por *"informe"*.

e) Elimínase, en el inciso único, que pasó a ser segundo, la frase final: *"y, en su caso, se proceda a la modificación del respectivo decreto por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción"*.

f) Agrégase el siguiente inciso tercero, nuevo:

"Si surgieran discrepancias respecto de la decisión adoptada por el Consejo Directivo de Ministros, entonces cualquiera de los participantes o usuarios e instituciones interesadas podrán solicitar la opinión del panel de expertos a que se refiere el Título VI de esta ley. El reglamento establecerá los plazos y el procedimiento para resolver las controversias."

g) Agrégase el siguiente inciso cuarto, nuevo:

"Si no existiere desacuerdo o una vez recibida la decisión del panel de expertos, el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, dentro de quince días de recibidos los informes, mediante decreto expedido bajo la fórmula "Por orden del Presidente de la

República" y sobre la base de los informes del panel de expertos y el estudio de la Comisión, fijará las instalaciones del sistema troncal a las que se refieren los puntos I y II de este artículo. El decreto deberá publicarse en el Diario Oficial antes del 15 de diciembre del año que vence el decreto vigente."

- Puestas en votación las letras a), b), d), e) f) y g) de la indicación, fueron rechazadas por 4 votos a favor, 6 en contra y 1 abstención.

34.- *****El Diputado señor Araya, formuló una indicación para sustituir el inciso primero del artículo 71°-30 por el siguiente:

"*El pago de peaje total de cada tramo definido en el artículo 71°-29 a las empresas de transmisión troncal será efectuado por los propietarios de las centrales generadoras. Estos peajes se pagarán por el uso que sus inyecciones hacen del sistema de transmisión troncal, estableciéndose el cargo asociado a este peaje, por barra de retiro."*

- Puesta en votación la indicación, fue rechazada por 8 votos en contra y 1 abstención.

35.- *****Los Diputados señores Encina, Girardi; González, doña Rosa; Ibáñez, doña Carmen; Leal, Lorenzini; Muñoz, don Pedro; Navarro y Vilches, formularon una indicación para agregar el siguiente artículo 71°-30-1, nuevo:

"Artículo 71°-30-1.- *En el caso de nuevas interconexiones troncales entre sistemas eléctricos previamente independientes, la distribución del peaje anual por tramo se determinará en base a los beneficios netos esperados que los diversos usuarios de la interconexión obtienen por su construcción y operación.*

El estudio definido en el artículo 71-12 deberá identificar los cambios en los costos marginales a nivel de generación-transporte, en ambos sistemas, y sobre esta base estimar los beneficios que serán percibidos en cada uno de los sistemas originales, por los siguientes conceptos: reducción esperada de precios de nudo en el caso de los consumidores regulados; valor esperado de la reducción de costos marginales en los nudos de compra por parte de los comercializadores de energía a clientes finales libres, en ambos sistemas eléctricos; valor esperado del aumento de costos marginales en los nudos de venta de energía y potencia en el caso de los productores de ambos sistemas eléctricos.

El estudio estimará la proporción de los beneficios globales percibidos por los consumidores, comercializadores y generadores de ambos sistemas.

El peaje total se distribuirá entre los segmentos mencionados de acuerdo a la proporción en que se distribuyen los beneficios, según el estudio. El peaje será cobrado a través de cargos por retiro y cargos por inyección, asignados por nudos, para la totalidad del sistema, según lo establezca el reglamento."

- Puesta en votación la indicación, fue rechazada por 3 votos a favor y 8 en contra.

36.- *****El Diputado señor Araya, formuló una indicación para sustituir el artículo 71°-31 por el siguiente:

"Artículo 71°-31. Para los efectos de determinar los pagos indicados en el artículo anterior, el CDEC deberá contar con un registro público de empresas generadoras. Asimismo, deberá contar con un sistema público de toda la información técnica y comercial, según la modalidad y oportunidad que establezca el reglamento, que permita determinar los pagos que cada una de estas empresas deben hacer al propietario del sistema de transmisión Troncal."

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

37.- *****La Diputada señora González y los Diputados señores Bertolino, Encina, Jarpa y Vilches, formularon una indicación para intercalar, en el inciso primero del artículo 71-32, a continuación de la palabra "*troncal*", la frase "*y como cada uno de ellos contribuye al flujo neto total de energía en las líneas, lo que*".

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

38.- *La Diputada señora González y los Diputados señores Bertolino, Encina, Jarpa y Vilches, formularon una indicación para agregar, en el inciso tercero del artículo 71°-32, una frase final, sustituyendo el punto aparte por una coma y agregando la frase "según la contribución esperada de cada uno de ellos".

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

39.- *****La Diputada señora González y los Diputados señores Bertolino y Vilches, formularon una indicación para agregar los siguientes incisos finales en el artículo 71°-33:

"Si la fecha de entrada en operación de una central que fue comprometida por su propietario en el estudio de expansión y valorización de la transmisión troncal se retrasa por razones imputables al propietario de la central, éste deberá retribuir mensualmente a los propietarios de las otras centrales generadoras afectadas, un monto equivalente al mayor costo de despacho de generación en que ellos incurrieron a consecuencia del atraso, de acuerdo a los procedimientos que establezca el reglamento.

El monto mensual máximo a pagar por el propietario de la central por este concepto no podrá ser superior a cinco veces el valor mensual de la potencia firme de la central."

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

40.- *****Los Diputados señores Leay, García-Huidobro, y González, doña Rosa, formularon una indicación para agregar el siguiente inciso tercero, nuevo, al artículo 71°-33:

"*Los generadores que hubieren comprometido la entrada en operación de una central y como resultado de lo cual debiese ejecutarse una ampliación del sistema de transmisión troncal, deberán garantizar el pago del respectivo peaje a la empresa transmisora. Dicha garantía será transable."*

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

41.- *****El Diputado señor Araya, formuló una indicación para reemplazar, en la letra b) del inciso segundo del artículo 71°-36, la frase "y una tasa de actualización, igual al 10% real anual" por " *y una tasa de actualización, igual a la tasa interna de retorno promedio ofrecida por el Banco Central de Chile para sus instrumentos reajustables en moneda nacional de plazo igual o mayor a ocho años, más un premio por riesgo. El tipo de instrumento, su plazo, el período considerado para establecer el promedio y el premio por riesgo serán determinados por la Comisión Nacional de Energía. Respecto de los derechos relacionados con el uso del suelo, los gastos y las indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas, para efectos de incluirlos en el V.I. respectivo se considerará e! valor efectivamente pagado, indexado de acuerdo a la variación que experimente el Índice de Precios al Consumidor*."

- Puesta en votación la indicación, fue rechazada por 1 voto a favor, 5 en contra y 2 abstenciones.

42.- *****El Diputado señor Bertolino, formuló una indicación para reemplazar en la letra b) del artículo 71-36, la frase "igual al 10% real anual" por "*La tasa de actualización corresponderá a la tasa interna de retorno promedio ofrecida por el Banco Central de Chile para sus instrumentos reajustables en moneda nacional de plazo igual o mayor a ocho años, más un premio por riesgo. El tipo de instrumento, su plazo y el período considerado para establecer el promedio, el que no podrá ser inferior a seis ni superior a treinta y seis meses, serán determinados por la entidad normativa considerando las características de liquidez y estabilidad de cada instrumento, en la forma que señale el reglamento. El premio por riesgo será determinado en el estudio de transmisión troncal, según la evaluación de los factores de riesgo asociados a las características del mercado, las condiciones de explotación y las características de las inversiones, en la forma que señale el reglamento. En todo caso, la tasa de descuento no podrá ser inferior al 7%."*

- Puesta en votación la indicación, fue rechazada por 2 votos a favor, 4 en contra y 1 abstención.

43.- *****El Diputado señor Navarro formuló una indicación para reducir todas las tasas de rentabilidad que se establecen en el proyecto de ley, de 10% a 8%.

- Puesta en votación la indicación, fue rechazada por 1voto a favor, 6 en contra y 1 abstención.

44.- *****El Ejecutivo presentó una indicación para sustituir, en el inciso primero del artículo 71°-39, la frase *"los usuarios no sometidos a regulación de precios, y un representante de los usuarios o consumidores finales"* por *"y un representante de los usuarios no sometidos a regulación de precios"*.

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

45.- *****El Diputado señor Araya, formuló una indicación para sustituir en el inciso primero del artículo 71°-39, la frase *"y un representante de los usuarios o consumidores finales"* por *"y un representante de las organizaciones de los usuarios o consumidores finales".*

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

46.- *****La Diputada señora González, doña Rosa y los Diputados señores Bertolino y Vilches formularon una indicación para agregar en el inciso séptimo del artículo 71°-39, a continuación de la expresión "cinco días.", la siguiente expresión, *"En este caso, la Comisión deberá convocar a la CTR."*

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

47.- *****La Diputada señora González, doña Rosa y los Diputados señores Bertolino y Vilches formularon una indicación para agregar los siguientes incisos finales en el artículo 71°-39:

"La Comisión deberá enviar a la CTR las observaciones formuladas, el Informe Técnico y el resto de los antecedentes, dentro de los cinco días siguientes a la fecha en que ésta se haya constituido. La CTR deberá resolver las observaciones y enviar su dictamen a la Comisión, el que tendrá el carácter de resolutivo y final, en un plazo máximo de 45 días contados desde que reciba los antecedentes.

La Comisión deberá incorporar las conclusiones de la CTR en el Informe Técnico."

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

48.- *****La Diputada señora González y los Diputados señores Bertolino y Vilches formularon una indicación para sustituir, en el inciso primero del artículo 71°-40, la expresión *"el plazo para formular observaciones fundadas"* por la expresión *"una vez recibida la decisión de la CTR"*; y la expresión *", y un informe que se pronuncie fundadamente*

sobre las observaciones presentadas oportunamente por las empresas" por la expresión *"y , en su caso, el dictamen de la CTR"*.

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

49.- *****La Diputada señora González, doña Rosa y los Diputados señores Bertolino y Vilches formularon una indicación paraintercalar, en el inciso sexto del artículo 71°-40, entre las expresiones *"los informes"* y *"de la Comisión"*, la expresión *"de la CTR,".*

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

50.- *****La Diputada señora González, doña Rosa y los Diputados señores Bertolino y Vilches, formularon una indicación para agregar, en el inciso final del artículo 71°-43, a continuación de la expresión *"de dichos peajes"*, lo siguiente *", debiendo contemplar la posibilidad de recurrir al pronunciamiento final de la CTR en caso de haber disconformidad por parte de las empresas eléctricas afectadas"*.

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

51.- *****La Diputada señora González, doña Rosa y los Diputados señores Bertolino y Vilches, formularon una indicación para incorporar el siguiente artículo 71°-44, nuevo, a continuación del artículo 71°-43:

"Artículo 71°-44.- Para los efectos y en las oportunidades señalados en la presente ley, la Comisión convocará, en cada proceso de fijación tarifaria en los Sistemas de Transmisión Troncal, Subtransmisión y Medianos y determinación de los peajes en distribución, a la Comisión Técnica Resolutiva, en adelante e indistintamente CTR. La CTR estará integrada por tres miembros titulares, dos profesionales expertos en el área eléctrica-económica y un abogado experto en legislación eléctrica. Cada uno de ellos tendrá su respectivo suplente.

Los miembros de la CTR deberán tener una destacada trayectoria y prestigio profesional reconocido en sus áreas de actividad, además de cumplir con los requisitos de independencia que la legislación exige para los árbitros, y contar con una experiencia profesional de no menos de ocho años.

Los miembros de la CTR serán elegidos de la manera que se indica a continuación. Las empresas de las áreas de generación, transmisión y distribución eléctrica confeccionarán una lista de expertos con 90 días de anticipación a la fecha en que deba iniciarse un proceso de fijación tarifaria. Para estos efectos, cada conjunto de empresas de las áreas referidas elegirá dos profesionales expertos del área eléctrica-económica y un abogado experto en legislación eléctrica. Las empresas relacionadas entre sí o que tengan un controlador común o que pertenezcan a un mismo grupo empresarial, y que participen en distintos segmentos, deberán optar por uno de ellos para los efectos de la confección de la lista de expertos. En caso que algún conjunto de empresas no haga la nominación de los expertos dentro del plazo fijado,

la Comisión hará las correspondientes designaciones dentro de los 10 días siguientes al vencimiento del plazo. De la lista así confeccionada, la Comisión elegirá los dos miembros titulares y suplentes expertos del área eléctrica-económica, dentro de los 30 días siguientes al plazo señalado. Dentro del plazo de 15 días contados desde su designación, los integrantes elegidos en la forma señalada nombrarán, de común acuerdo, a un abogado de los señalados en la nómina indicada, como tercer miembro titular y a su suplente. A falta de acuerdo, la designación la hará la Comisión.

Los miembros de la CTR durarán en sus cargos por todo el período que dure el respectivo proceso de fijación tarifaria, en conformidad a la presente ley, pudiendo ser removidos sólo por sentencia ejecutoriada de la Ilustrísima Corte de Apelaciones de Santiago en caso de inhabilidad o por causa fundada en el incumplimiento de las condiciones, requisitos y obligaciones del cargo.

Los gastos y honorarios de la CTR serán solventados por la Comisión y por las partes que motiven su pronunciamiento, por partes iguales. Los honorarios de los miembros de la CTR corresponderán a aquellos que se encuentren previamente determinados en el arancel de honorarios de un cuerpo de árbitros que funcione en Chile, el que será determinado en el reglamento.

El reglamento establecerá los requisitos que deberá cumplir el proceso de selección y nombramiento de los miembros de la CTR y las demás normas, procedimientos y plazos respecto a su organización y funcionamiento."

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

52.- *****Los Diputados señores Alvarez-Salamanca, Bertolino, Encina, Jarpa, Leal, Mora y Valenzuela, formularon una indicación para agregar el siguiente artículo 71°-44, nuevo:

"Artículo 71°-44. Los propietarios de medios de generación conectados a instalaciones del sistema troncal, de subtransmisión o de distribución, y cuyos excedentes de potencia sumistrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kw, estarán liberados del pago de peajes por el uso de los sistemas de transmisión troncal mientras la capacidad agregada de tales excedentes de potencia no supere el 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico respectivo. En caso que dicha capacidad agregada exceda el 5% de la capacidad instalada total del sistema, los propietarios de los medios de generación señalados deberán pagar los peajes correspondientes determinados conforme a las normas generales de peajes, ponderados por un factor proporcional único igual al cuociente entre el excedente agregado por sobre el 5% y dicho 5% de la capacidad total instalada del sistema."

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

53.- *****El Diputado señor Bertolino formuló una indicación para intercalar, en el inciso segundo del artículo 71-48, entre la

expresión *“suministro firme de”* y el vocablo *“potencia”*, las palabras *“energía y”*.

- Puesta en votación la indicación, fue rechazada por 1 voto a favor, 5 en contra y 2 abstenciones.

54.- *El Diputado señor Bertolino formuló una indicación para sustituir el artículo 71°-50 por el siguiente:

“Artículo 71°-50.- Las transferencias de potencia a que se refiere el artículo 71°-47 se establecerán para cada sistema eléctrico interconectado, independientemente del sentido de los flujos de potencia instantánea. Las magnitudes de la potencia por considerar se determinarán de acuerdo con el siguiente procedimiento.

Cada año se deberá determinar la condición de exportador o importador de cada sistema eléctrico. Para este efecto, se considerará como sistema exportador al sistema que posea el mayor cuociente entre su capacidad propia de generación y la demanda propia en horas de máxima utilización. El sistema que presente el cuociente menor se considerará importador. Para la determinación de la respectiva capacidad propia de generación se considerará la capacidad de cada unidad generadora, descontando los efectos de consumod propios, indisponibilidad y variabilidad hidrológica, según corresponda, de acuerdo a los criterios que se señale en el reglamento.

La transferencia de potencia a través del sistema de interconexión se determinará igual al menor valor entre la capacidad del sistema de interconexión y la transferencia de potencia que iguala los cuocientes entre capacidad propia y demanda propia en horas de máxima utilización, para cada sistema. La capacidad y demanda propia se determinará de acuerdo a lo que se señale en el reglamento.

Quienes posean derechos de uso sobre el sistema de interconexión se entenderá que efectúan inyecciones de potencia en el sistema importador, las cuales serán iguales a la transferencia de potencia resultante del inciso anterior, a prorrata de los derechos de uso. La remuneración de la inyección de potencia en el sistema importador corresponderá a la de la potencia firme que resulte de aplicar el procedimiento correspondiente al sistema importador, considerando como dato de entrada la potencia inyectada determinada de acuerdo al procedimiento descrito previamente, y se distribuirá entre quienes posean derechos de uso a prorrata de dichos derechos.

La potencia firme incrementada por pérdidas de potencia, corresponderá al retiro de potencia desde el sistema exportador. Este retiro deberá ser reconocido en el balance de potencia del sistema exportador por los propietarios de los derechos de uso sobre el sistema de interconexión, a prorrata de dichos derechos de uso.

Para efectos del balance de potencia firme de cada sistema, el ajuste entre demanda y oferta de potencia de cada sistema se realizará incluyendo las inyecciones o retiros de potencia señalados en este artículo.”.

- Puesta en votación la indicación, fue rechazada por 3 votos a favor, 6 en contra y 1 abstención.

Artículo 2°.-

55.- *****El Diputado señor Araya formuló una indicación para sustituir el inciso tercero del artículo 104-2 por el siguiente:

"Para los efectos de lo establecido en el inciso anterior, los cálculos respectivos deberán considerar una tasa de actualización igual a la tasa interna de retorno promedio ofrecida por el Banco Central de Chile para sus instrumentos reajustables en moneda nacional de plazo igual o mayor a ocho años, más un premio por riesgo. El tipo de instrumento, su plazo, el período considerado para establecer el promedio y el premio por riesgo serán determinados por la Comisión Nacional de Energía".

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

Artículo 3°.-

56.- *****El Diputado señor Encina, formuló una indicación para reemplazar, en el inciso tercero del artículo 131°, la palabra *"seis"* por *"cuatro"*.

- Puesta en votación la indicación, fue rechazada por 3 votos a favor, 6 en contra y 1 abstención.

Artículo 4°.-

57.- *****La Diputada señora González, doña Rosa y los Diputados señores Encina, Jarpa y Vilches formularon una indicación, para introducir el siguiente número 10), nuevo, en el artículo 3°:

"10) Intercálanse, a continuación del artículo 81, los siguientes artículos 81°-1 y 81°-2, nuevos:

"Artículo 81°-1.- En caso de discrepancias o divergencias en la coordinación de empresas que operan interconectadas entre sí, el desacuerdo será resuelto por una Comisión Pericial Permanente, constituida según lo dispuesto en el artículo 81-2."

"Artículo 81-2.- la Comisión Pericial Permanente estará integrada por tres profesionales nombrados por el Presidente de la República sobre la base de una lista de no menos de cinco expertos elaborada por la Comisión Nacional de Energía. Dicha lista será puesta a disposición de las empresas de transmisión y distribución, las cuales tendrán un plazo de diez días para presentar ante la Comisión Nacional de Energía objeciones fundadas sobre la participación de los profesionales nominados. Los profesionales propuestos deberán tener una trayectoria y prestigio reconocidos en las áreas de regulación de servicios públicos, administración de sistemas concesionados de infraestructura y/o administración de empresas eléctricas, además de

cumplir con los requisitos de independencia que la legislación exige para los reguladores y fiscalizadores, y contar con una experiencia profesional de no menos de ocho años, que incluya las áreas de tarificación de redes eléctricas y valoración de instalaciones eléctricas. Los miembros de la Comisión durarán cuatro años en sus cargos, pudiendo ser removidos anticipadamente sólo por causa fundada en el incumplimiento de las condiciones, requisitos y obligaciones del cargo. Los comisionados serán reemplazados en distintos períodos, de modo de garantizar la adecuada continuidad en los criterios de decisión y la mantención y el traspaso de memoria institucional en el funcionamiento de la Comisión. El reglamento establecerá los requisitos que deberá cumplir el proceso de selección y nombramiento de los comisionados y las demás normas, procedimientos y plazos respecto de la organización y funcionamiento de esta Comisión, incluyendo las acciones a adoptar en caso de incumplimiento de cualquiera de las partes en lo que dicho cuerpo legal señale."

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

58.- *****La Diputada señora González, doña Rosa y los Diputados señores Encina, Jarpa y Vilches, formularon una indicación para introducir el siguiente número 11), nuevo, en el artículo 3°:

"11) Modifícanse los números 1 y 2 del artículo 90, en el sentido de reemplazar, en ambos, el número "2.000" por el número "200".

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

59.- *****El Ejecutivo presentó una indicación para agregar, en el inciso final del artículo 90, la siguiente letra d), nueva:

"*d) Cuando la potencia conectada del usuario final sea superior a 1.000 kilowatts. En este caso, el usuario final tendrá derecho a acogerse de nuevo a la tarifa regulada, habiendo transcurrido al menos dos años desde el inicio de su contrato a precio libre. El Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción podrá rebajar el límite de 1.000 kilowatts indicado en este punto, previo informe de la Comisión Resolutiva."*

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

60.- *****S.E. el Presidente de la República formuló una indicación para modificar el nuevo artículo 91º bis en la forma siguiente:

a) Sustitúyese, en el inciso primero, la expresión **"**podrá**"** por *"deberá".*

b) Suprímese el inciso segundo.

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

61.- *****La Diputada señora González, doña Rosa, y los Diputados señores Encina, Jarpa y Vilches, formularon una indicación para efectuar las siguientes modificaciones en el artículo 91 bis, nuevo:

a) Elimínase del inciso primero la frase *"de que disponga".*

b) Agrégase en el inciso primero la siguiente frase final, reemplazando el punto final por una coma: *"los que serán administrados y operados por el CDEC respectivo"*.

c) Elimínase el inciso segundo, pasando el tercero a ser segundo.

d) Incorpórase el siguiente inciso tercero, nuevo.

“La prestación de los servicios complementarios para la seguridad constituirá un requisito obligatorio para la operación interconectada”.

e) Intercálase, en el inciso cuarto, a continuación de la palabra “complementarios” y antes de la palabra “será”, las palabras *“para la calidad”*.

f) Reemplázase el párrafo primero del inciso quinto por el siguiente:

“Los propietarios de las instalaciones eléctricas deberán informar responsablemente a los CDEC y a la Comisión los costos técnicos reales en que se incurren por la prestación de los respectivos servicios complementarios para la calidad conforme se determine en el reglamento.”

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

61.1.- *El Diputado señor Araya formuló una indicación para sustituir la letra b) del artículo 101 por la siguiente:

b) Agrégase, en el inciso primero, a continuación del punto aparte (.), que se reemplaza por una coma (,), la siguiente frase: *“expresados en moneda real al final del período informado, de acuerdo a la variación que experimente el Índice de Precios al Consumidor.”*

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

62.- *****El Diputado señor Araya formuló una indicación para eliminar el número 20), referido a una modificación del artículo 105.

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

63.- *****El Ejecutivo presentó una indicación para intercalar, en el inciso primero del artículo 110°, a continuación de la expresión *“en función de los precios de nudo”*, la siguiente frase precedida de una coma (,): *“y del cargo único por concepto de uso del sistema de transmisión troncal, señalado en la letra a) del artículo 71°-30.”.*

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

64.- *****Los Diputados Encina; González, doña Rosa; Ibáñez, doña Carmen; Leal, Valenzuela y Vilches, formularon una indicación para sustituir la letra z) por la siguiente):

“z) Valor esperado: esperanza matemática de una variable; corresponde a una suma de los distintos valores posibles de dicha variable, ponderados por su respectiva probabilidad de ocurrencia.”

- Puesta en votación la indicación, fue rechazada por 2 votos a favor y 3 en contra.

64.1.- *Los Diputados González, doña Rosa; Encina, Jarpa y Vilches formularon una indicación para eliminar, en la letra z) del literal c) del número 20 del artículo 3°, la palabra “transables”.

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

Artículos transitorios.-

65.- ***Los Diputados señores Encina, Leal y Vilches y las Diputadas señoras González, doña Rosa e Ibáñez, doña Carmen, formularon una indicación para modificar el artículo 1° transitorio, introducido mediante indicación del Ejecutivo, en los siguientes términos.

1.- Agregar el siguiente primer inciso: *“El decreto que debe definir, para cada sistema eléctrico, los sistemas de subtransmisión deberá ser dictado en los términos indicados en el artículo 71°-3, que esta ley introduce en el Decreto con Fuerza de Ley N°1, de 1982, de Minería, dentro de los cuarenta y cinco días siguientes a la publicación de esta ley.”*

2.- Eliminar en el inciso primero, que pasaría a ser inciso segundo, la expresión *“y de subtransmisión”*.

3.- Sustituir el las filas números 44 y 45 de la tabla contenida en la primera letra b), bajo la columna “De Barra”, la expresión “Ancoa 220 kv” por “Ancoa 500kv”.

4.- Sustituir en la fila 37, bajo la columna “De Barra” y en la fila 38, bajo la columna “A Barra”, de la tabla contenida en la primera letra b), la expresión “Punta Corte 154” por “Punta de Cortes 154”.

5.- Agregar a continuación de la primera letra b) la siguiente letra c):

“c).-También se considerarán instalaciones integrantes del Sistema de Transmisión Troncal que forma parte del Sistema Interconectado Central, para la primera fijación de valores por tramos y desde la fecha de su puesta en servicio, las siguientes obras que se encuentran en ejecución:

Número	**Tramo**		**Tensión (kV)**
	De Barra	A Barra	
47	Charrúa 500	Ancoa 500	500
48	Charrúa 500	Ancoa 500	500
49	Ancoa 220	Itahue 220	220
50	Ancoa 220	Itahue 220	220
51	Charrúa 500	Charrúa 220	500
52	Charrúa 500	Charrúa 220	500
53	Itahue 220	Itahue 154	220
54	Itahue 220	Itahue 154	220

6.- Eliminar fila 12 de la tabla contenida en la segunda letra b).

7.- Agregar a continuación de la segunda letra b) del artículo 1° transitorio, introducido en indicación del Ejecutivo, la siguiente segunda letra c):

"c) También se considerarán instalaciones del Área de Influencia Común del Sistema Interconectado Central en la primera determinación de la misma y desde la fecha de su puesta en servicio, las siguientes obras que se encuentran en ejecución:

Número	Tramo		Tensión (kV)
	De Barra	A Barra	
47	Charrúa 500	Ancoa 500	500
48	Charrúa 500	Ancoa 500	500
51	Charrúa 500	Charrúa 220	500
52	Charrúa 500	Charrúa 220	500

- Puesta en votación la indicación, fueron rechazados los números 3, 4, 5, 6 y 7

66.- *****El Diputado señor Araya formuló una indicación para modificar el artículo 6° transitorio de la siguiente forma:

a) Sustitúyese la oración *"se efectuará en forma coincidente con el cálculo de precios de distribución de los sistemas de más de 200 MW, inmediatamente siguiente a la fecha de publicación de esta ley"* por esta otra: *"se efectuará en forma coincidente con el cálculo de precios de distribución de los sistemas de más de 200 MW, inmediatamente subsiguiente a la fecha de publicación de esta ley, esto es, el año 2008"*.

b) Elimínase el inciso segundo.

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

67.- *****El Diputado señor Leay, formuló una indicación para reemplazar el artículo 10 transitorio por el siguiente:

"Artículo 10.- En el plazo máximo de sesenta días a contar de la entrada en vigencia de la presente ley, los CDEC deberán efectuar una recomendación a la Comisión Nacional de Energía, acordada por los dos tercios de sus miembros, sobre las ampliaciones de los sistemas troncales que, en su caso, requieran construcción inmediata para preservar la seguridad del suministro. Considerando la recomendación del CDEC, la Comisión Nacional de Energía informará al Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, quien determinará, mediante un decreto dictado bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", las ampliaciones urgentes, con sus características técnicas, los plazos para el inicio de las obras y para la entrada en operación de la misma."

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

C.- Indicaciones declaradas inadmisibles.

1.- *****El Ejecutivo presentó una indicación para introducir las siguientes modificaciones al artículo 116:

a) Sustitúyese su inciso segundo por los siguientes incisos nuevos, pasando el actual inciso tercero a ser inciso cuarto:

“Son entradas de explotación, las sumas que percibirían las empresas distribuidoras por todos los suministros efectuados mediante sus instalaciones de distribución, si se aplicaran a dichos suministros las tarifas involucradas en el Estudio. Asimismo, son entradas de explotación, la parte de los ingresos efectivos obtenidos por los servicios no asociados a los suministros, sujetos a regulación de precios conforme al artículo 107 bis, que se sustenten en la utilización de la infraestructura fija de la empresa distribuidora.

Se entenderá por infraestructura fija de la empresa distribuidora al conjunto de obras, instalaciones y bienes físicos destinados a dar el servicio de distribución en las respectivas concesiones, así como a los recursos que sustentan las actividades de operación del sistema de distribución de la energía, conservación y mantenimiento, administración y generales, considerados necesarios para la explotación del servicio en la zona de concesión.”.

b) Agrégase, a continuación del punto final, que pasa a ser punto seguido, del actual inciso segundo, la siguiente oración:

“Dentro del plazo de 10 días de recibida la resolución de la Superintendencia informando los costos de explotación fijados, las empresas podrán presentar sus discrepancias al Panel de Expertos, que resolverá en el plazo de 15 días.”.

- El Presidente de la Comisión, en razón de lo dispuesto en el mensaje del proyecto de ley y en virtud de lo preceptuado en los artículos 24 de la ley N°18.918, orgánica constitucional del Congreso Nacional, y 267 del reglamento de la Cámara de Diputados, declaró inadmisible la letra a) del número 22, por no tener relación con las ideas matrices del proyecto de ley.

VII. DISCUSIÓN Y VOTACIÓN EN GENERAL DEL PROYECTO.

La Comisión acordó, previo al inicio de la discusión y aprobación del proyecto en general, recibir tanto a las autoridades de gobierno como a los ejecutivos de las diferentes empresas relacionadas con el rubro, a fin de que expongan sus diferentes puntos de vista sobre la iniciativa en estudio.

1.- **Exposición del Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción y Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Jorge Rodríguez Grossi.**

A la discusión en general del proyecto habida en el seno de vuestra Comisión, concurrió el Ministro señor Jorge Rodríguez, quien expuso el parecer del Ejecutivo sobre el particular.

Expresó que respecto de la regulación de los sistemas de transmisión, el proyecto permitirá las interconexiones eléctricas, las que se encuentran limitadas en la actualidad, debido a que la ley vigente no asegura en la práctica la plena remuneración de los sistemas de transmisión.

Indicó que el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, se encuentra abocado actualmente a estudiar una divergencia que se planteó respecto del Sistema Interconectado Central, en la que tramos importantes de la actual red troncal estarían corriendo el riesgo de no pago por la distribución de flujos eléctricos en el sistema, lo que grafica el tipo de problemas que ocasiona la actual legislación. La interconexión entre el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) o el Sistema Interconectado Central (SIC) con Argentina requiere inversiones de cientos de millones de dólares, las cuales, con la legislación actual, correrían el riesgo de no remunerarse, a pesar de que puedan ser necesarias.

Agregó, que las interconexiones son importantes fundamentalmente para el Sistema Interconectado Central (SIC), el que tiene una fuerte dependencia de la generación hidráulica. En los años 1998 y 1999, esta fuerte dependencia significó tener un alto grado de riesgo de racionamiento. Ese riesgo siempre existirá mientras no se construyan más centrales térmicas o no haya interconexión.

Explicó que en Brasil y en California se produjeron serias restricciones eléctricas por la falta de lluvias. Los costos económicos que derivan de esta interrupción de energía son enormes, aparte de las molestias que ocasiona a la normal marcha de negocios, industrias y hogares.

Por lo tanto, es de suma importancia dar garantías a los transmisores del pago del ciento por ciento del costo de la transmisión. Sin duda, es ese el punto más importante del proyecto de ley.

En relación con lo anterior, se plantea que la transmisión troncal sea financiada en el 50% por quienes inyectan electricidad en la red, y en el restante 50% por quienes retiran electricidad para consumo. Este método está sujeto a críticas. Sin embargo, es una forma práctica y sin efectos económicos negativos sobre las empresas ni sobre los consumidores.

Explicó que actualmente, los costos de la transmisión se distribuyen entre todos los actores del sistema, de acuerdo con la

elasticidad en el precio de cada una de las transacciones, de manera que esta modificación no va a incrementar los costos de la electricidad.

El proyecto de ley también establece un sistema con amplia participación de los usuarios, que son los que finalmente financiarán la inversión, de manera de establecer, mediante estudios licitados internacionalmente, cuales deberán ser las inversiones que sean necesarias y rentables, desde el punto de vista económico y social, para llevar a cabo en el campo de las redes eléctricas, de manera de que no puedan ser determinadas discrecionalmente por la autoridad. La idea es que las redes se desarrollen con total transparencia y con sujeción a las formas establecidas para dirimir conflictos. En el caso que hubieren discrepancias entre los estudios licitados, quienes estén disconformes podrán recurrir a la Comisión Nacional de Energía, al Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción y a los tribunales de justicia.

También explicó que la creación del mercado de los servicios complementarios o auxiliares, tiene relación con productos existentes en el actual sistema eléctrico, sin los cuales el sistema podría fallar permanentemente, el problema es que la ley actual no los reconoce. Añadió, que desde el punto de vista de su transacción, no cumplen con la regularidad que debe cumplir todo producto. Indicó que los servicios más importantes son la regulación de frecuencia, la producción de energía reactiva y el control de la tensión. Estos no tienen un mercado abierto con precios transparentes, lo que ocasiona que no se induzca a la producción de los mismos.

Planteó, que el sistema de fijación de precios de nudo sigue una lógica de sistemas eléctricos grandes, pero también se aplica en sistemas pequeños.

En localidades pequeñas, los sistemas eléctricos que no están diseñados para consumidores pequeños, están en una etapa de su producción llamada de “rendimiento creciente” o de “economías de escala importantes”. La metodología existente para la fijación de los precios de nudo, que se guía por los costos marginales y variables, en lugar de incentivar la expansión, la reduce, pues la metodología le cubrirá sus costos variables, pero no los costos totales.

Como consecuencia de lo anterior, muchas localidades pequeñas aisladas sufren de escasez de energía eléctrica. La falta de abastecimiento adecuado retarda una serie de otros proyectos económicos.

Señaló que el proyecto de ley propone un sistema de costos incrementales de expansión, que buscan cubrir los costos totales al inversionista en electricidad, de manera que pueda expandirse en casos de aumentos de demanda y reciba la compensación a su inversión. Es un proyecto importante para los sistemas de Aisén y Magallanes.

Por otra parte, el proyecto modifica el ancho de la banda en torno a los precios libres.

Actualmente, después de todos los estudios y procesos que involucran a la Comisión Nacional de Energía y a las empresas eléctricas, el precio de nudo debe sujetarse no al valor resultante, sino al margen de más menos 10% del promedio de los precios libres del mercado.

Explicó que el hecho de que el precio de nudo no sea igual que el precio promedio del mercado tiene ventajas y desventajas. Entre las primeras, transfiere a los generadores información respecto de la situación de corto y de mediano plazo de demanda en relación con la oferta. Si hay escasez de electricidad, porque hay sequía, el precio de nudo será alto, lo que no es reflejado por el promedio de precios libres de mercado, pues estos se definen para períodos de largo plazo. El precio de nudo alto indica a las empresas la necesidad de invertir en generación. El precio de nudo que se ubica por debajo de la banda del promedio de precios libres da la señal de exceso de oferta.

La desventaja es que, tanto para los productores de electricidad como para los consumidores que pagan precio de nudo (residenciales y pequeños negocios), el precio promedio del mercado tiene una estabilidad mayor que la del precio de nudo, lo cual es un anhelo de los consumidores.

Planteó que el Gobierno ha optado por rebajar la banda de más menos 10% a más menos 5% del precio promedio de los contratos libres, con la finalidad de conservar la señal de inestabilidad, pues se considera importante mantenerla, de manera de seguir dando al mercado las señales de si falta o sobra energía eléctrica, situación que puede influir en las decisiones de inversión.

Explicó que esta rebaja de más menos 10% a más menos 5% tiene la finalidad de acercar paulatinamente el precio de nudo al precio de largo plazo del mercado. Añadió que cuando Chile logre tener varias interconexiones con otros países, el mercado chileno será menos concentrado y no habrá razones para fijar el precio de nudo.

Por otro lado, esta modificación hará menos tenso el proceso semestral de fijación de precios de nudo.

Respecto de la regulación del traspaso de concesiones de distribución, se modifica la normativa a fin de proteger a los clientes residenciales y otros pequeños consumidores, por cuanto, cuando una empresa distribuidora vende un área de su concesión a otra empresa, los consumidores automáticamente pasan a tener el régimen eléctrico y tarifario de la nueva empresa. Esta situación ocurrió con la empresa Litoral. A raíz de lo cual, el proyecto pone exigencias en el traspaso de las concesiones, de manera de proteger a los consumidores en lo referente a la tarifa, independientemente de las transacciones de las compañías.

En relación con la fijación de los peajes de distribución es necesario señalar lo siguiente. En la actualidad un oferente de energía eléctrica puede venderla a cualquier cliente libre. Sin embargo, cuando éste está dentro del área de concesión de una compañía distribuidora, hay ocasiones en que esa transacción no puede realizarse porque la compañía distribuidora –que tiene libertad para cobrar peajes de distribución- puede quedarse con toda la diferencia de precios de los contratos entre el generador y el gran comprador, en perjuicio del usuario. Por ejemplo, siendo la empresa Metro un gran cliente que puede pactar libremente el precio de la energía con la compañía generadora, no ha podido beneficiarse de un buen precio, porque nunca logra un bajo precio por la distribución.

Por lo tanto, el proyecto establece un método para fijar peajes de distribución que va a posibilitar que los clientes libres dentro de zonas de distribución puedan ejercer su derecho a pactar el precio más ventajoso, pues eso también beneficia a los usuarios.

Finalmente indicó que el Gobierno está dispuesto a incorporar temas adicionales en el proyecto de ley, en la medida en que sean de fácil tramitación, como rebajar el tamaño de los clientes libres. Pero no aceptará la inclusión de ninguna materia que retarde el despacho del proyecto.

2.- **Exposición de la ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Vivian Blanlot Soza.**

La señora Vivian Blanlot, también participó en esta etapa, donde explicó que la actual legislación de servicios eléctricos está contenida en el decreto con fuerza de ley Nº1, del Ministerio de Minería, de 1982. Esa normativa fue diseñada con el objeto de proceder a un modelo descentralizado y privado de prestación de servicios eléctricos que operara tanto en los segmentos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica; en algunos de esos segmentos bajo un régimen relativamente competitivo y, en otros, en un régimen sometido a regulación de precios y de calidad.

Señaló que durante la década de los 80 se hizo una profunda reestructuración del sector eléctrico, a partir de la cual la mayor parte del sector quedó operando bajo un régimen de empresas privadas que trabajan coordinadamente en los sistemas eléctricos, con una regulación efectuada principalmente por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción; la Comisión Nacional de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

El sistema ha operado en forma satisfactoria, tomando en cuenta que durante casi veinte años el país ha tenido acceso a una energía eléctrica cuyo costo ha ido bajando sostenidamente en el tiempo; que no ha experimentado interrupciones relevantes en la continuidad ni en la calidad del servicio y que funciona con un nivel de eficiencia más alto que otros países con los que Chile pudiera compararse, muy cercano a los niveles de eficiencia de países desarrollados.

Sin perjuicio de eso, se han hecho evidentes dificultades en la operación del sector, muchas de ellas originadas en vacíos de regulación y la mayoría derivada de las profundas transformaciones que ha tenido el sector debido a la tasa de crecimiento que ha experimentado en los últimos veinte años.

Por otra parte, los problemas detectados se refieren a diversos aspectos de la organización y de la regulación. Entre los más relevantes se pueden se pueden mencionar los siguiente:

- Los mecanismos de operación coordinada de los sistemas, a raíz de la creciente complejidad de los sistemas y de los mercados;

- Limitaciones en los sistemas de regulación de precios en algunos segmentos de la industria, que inciden en el objetivo de asegurar la inversión y el desarrollo de la calidad y seguridad del

suministro y dificultan el libre acceso de prestadores al mercado, reduciendo la competitividad en éste;

- Falta de precisión en la normativa respecto a los derechos y responsabilidades de consumidores y prestadores, y

- Limitaciones en los grados de transparencia de los procesos regulatorios.

Por todas esas razones, el Gobierno definió una política regulatoria de mediano y largo plazo, cuyo objetivo es adaptar la regulación eléctrica a las necesidades actuales, tratando de prever las necesidades de los mercados en los próximos años, de manera de facilitar el desarrollo del sector.

Los principales temas identificados dentro de esta política regulatoria general son:

- Perfeccionamiento de la estructura de organización de los sistemas y los mercados;

- Perfeccionamiento de los sistemas de regulación de precios a nivel de generación;

- Perfeccionamiento de los sistemas y procedimientos de regulación de cargos por uso peajes de los sistemas de transmisión;

- Perfeccionamiento de los sistemas y procedimientos de regulación de cargos por los servicios de distribución;

- Ampliación del segmento no regulado del mercado, de manera de estimular más competencia en el sector;

- Modificación del sistema de regulación de precios aplicable en sistemas eléctricos de tamaño mediano verticalmente integrados y con oferta concentrada;

- Establecimiento de sistemas remunerados de prestación de servicios complementarios, distinguiéndolos de los bienes y servicios básicos que se transan, cuales son la energía y la potencia;

- Perfeccionamiento de los sistemas y procedimientos aplicables ante situaciones críticas, ya sea por escasez, restricción de suministro o problemas de calidad, y

- Creación de una instancia independiente de resolución de discrepancias sobre fijaciones de precios regulados.

Explicó que las circunstancias del corto y mediano plazo han obligado a que, más allá de proceder a una reforma integral de toda la regulación, se haya decidido diseñar una propuesta de reforma relativamente acotada a los temas más urgentes e inmediatos, que constituyen obstáculos a las inversiones. Por distintas razones, el sector ha reducido significativamente la tasa de inversión en los últimos años, a pesar de que la demanda ha crecido en el mismo nivel. Esto ha puesto en riesgo la seguridad del suministro en el mediano plazo. Por lo tanto, se consideró necesario acometer primero las reformas que destrabaran el proceso de desarrollo de la inversión, para después continuar con reformas de más largo plazo.

En términos generales, el costo de la energía eléctrica depende significativamente del desarrollo equilibrado de los sistemas eléctricos; de proyectos más eficientes y de menor costo, tanto

en generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, y de proyectos que respondan al crecimiento de la demanda en forma técnicamente consistentes entre sí.

Por esa razón, la autoridad está preocupada porque el marco regulatorio estimule inversiones eficientes. Esa es la única forma razonable para bajar el costo de la energía eléctrica.

Para lograr ese desarrollo equilibrado, además de tratar unos temas por la vía reglamentaria, hay que llenar vacíos regulatorios en lo que se refiere a:

1. El tratamiento de los sistemas de transmisión y subtransmisión;

2. La remuneración de la generación, y

3. La forma en que se fijan los precios en los pequeños sistemas.

1. El tratamiento de los sistemas de transmisión y subtransmisión.

Por otra parte, señaló que el sistema de transmisión es la columna vertebral a través de la cual se articula el funcionamiento del sistema eléctrico. Es el gran camino por el cual transita la energía y es, por lo tanto, el centro de la competencia. Si un sistema de transmisión no se desarrolla adecuadamente, se van creando “cuellos de botella” que impiden que la energía fluya en forma eficiente hacia los consumidores. Por ese solo hecho se generan costos excesivos.

Explicó que el sistema regulatorio chileno para la transmisión fue diseñado con el objeto de que la transmisión se pague a través de un ingreso por las instalaciones en función de su uso. La reforma no se desvía de ese criterio. Pero sí modifica el procedimiento por el cual se fijan los precios de la transmisión, con la finalidad de obtener dos objetivos:

a) Transparencia. Se busca que, a través de un mecanismo de estudio y planificación coordinada del sistema de transmisión, para todos los actores y usuarios del sistema de transmisión, sean claros los costos en el futuro y las inversiones que deben realizarse.

b) Condiciones para efectuar inversiones en las redes. Las redes de transmisión no crecen en forma espontánea según la demanda. Si así lo hicieran, se desarrollarían en forma muy desarticulada. Para saber dónde debe crecer un sistema de transmisión, hay que tener la visión general de todo el sistema eléctrico (dónde crece la demanda, dónde lo hará en el futuro, quiénes van a abastecer esa demanda, con qué centrales generadoras, etcétera).

Planteó que nuestro sistema vigente no considera como un problema por resolver por el marco regulatorio la forma en que se realizan las expansiones en transmisión. Es por eso por lo que la inversión en esta materia ha estado detenida. La prueba de ello es que, actualmente, en el sistema de transmisión del Sistema Interconectado Central hay zonas en las que la capacidad de transmisión es inferior a la demanda y, en consecuencia, los consumidores alimentados por esas líneas de transmisión tienen baja calidad de servicios y alta probabilidad de “blackouts” (apagones) y están sujetos a una incidencia mayor de los

costos de generación. Un caso lo constituye la Quinta Región y otro la zona de concesión de Chillán al sur. Dado que la energía no puede fluir libremente desde las centrales más económicas, el sistema tiene que operar a un costo mayor.

Ese efecto puede multiplicarse fácilmente en el tiempo si no se resuelve el problema de la expansión de la transmisión.

Por otro lado, está el hecho de que es prácticamente imposible que, con la actual legislación, alguien tome la iniciativa de invertir en proyectos de interconexión entre el Sistema Interconectado Central y el Sistema Interconectado del Norte Grande. En la ley vigente, los incentivos están puestos para que se desarrolle la generación en forma aislada, pero no la interconexión, pues difícilmente podría haber garantía de que se pagarán las instalaciones. Esto también obstaculiza los esfuerzos por buscar formas de interconexión con Argentina.

Manifestó que la idea de buscar un sistema regulatorio para la transmisión que, por una parte, permita su desarrollo y, por otro, que ese desarrollo sea el más eficiente posible, es un tema de discusión prácticamente en todos los países que han introducido reformas en el sector eléctrico en los últimos veinte años. Es un tema no resuelto, pues hay distintas fórmulas en el mundo, ninguna de las cuales está absolutamente probada.

La Comisión Nacional de Energía ha tomado los elementos más eficaces de la experiencia comparada y los ha plasmado en el proyecto de ley. Consisten en cobrar según el uso físico de la red y definir las inversiones que deben hacerse en esa red en forma coordinada entre los dueños de la red, sus operadores y los usuarios.

2. La remuneración de las empresas generadoras.

Indicó que actualmente, la tasa de inversión en proyectos de generación es significativamente inferior a la de la década de los noventa. La razón de ello, argumentada por las empresas generadoras, es principalmente la falta de estabilidad de los ingresos previstos. Si bien se reconoce que los precios actuales del mercado no son bajos, sino que están bien alineados con una rentabilidad razonable para cualquier inversionista, el hecho de que la fijación de precios se realice cada seis meses, bajo una metodología que hace que haya fluctuaciones fuertes en el tiempo, lleva a que los generadores tengan que hacer inversiones que no bajan de los 150 millones de dólares, que tendrán una vida útil de veinte años, todo ello sin conocer cuáles serán sus ingresos en un horizonte de tiempo superior a un año.

La razón de esta inestabilidad en los ingresos se da porque el mercado regulado de la energía eléctrica –que cobra una tarifa fijada por la autoridad- es aproximadamente el 50%. En otras palabras, el 50% de la energía que venden los generadores está sujeta a una decisión administrativa que, si bien está regulada por una ley en cuanto a criterios y metodología, deja bastante espacio para las fluctuaciones.

Lo que busca la inversión es disminuir el nivel de riesgo, mucho más que maximizar la tasa de retorno. Esto tiene una fuerte relación con la forma en la que los proyectos se financian: grandes sumas de dinero de procedencia externa. La gran interrogante de los inversionistas es la forma de amortizar la inversión.

Explicó que la propuesta del Gobierno va dirigida principalmente a buscar fórmulas que permitan estabilizar los precios regulados. A ese objeto, se ha incluido una disposición que tiene relación con la banda de precios que limita los precios regulados. Los precios regulados se fijan cada seis meses y provienen de un cálculo realizado por la Comisión Nacional de Energía. El precio final está limitado por una banda de ±10% del precio de mercado. El precio de mercado es el precio promedio de los contratos libres. Esa fluctuación de ±10% puede representar extraer toda la rentabilidad de un proyecto de generación, lo que transforma en inestable el mercado.

En consecuencia, se propone reducir la banda, de manera de lograr que el precio regulado se ajuste al precio de mercado, al objeto de introducir una estabilidad que hoy no existe.

Agregó que otro tema importante es la forma de remunerar la potencia, es decir, la capacidad instalada. Parte de los ingresos que obtiene cualquier central generadora proviene del pago de la capacidad instalada que ofrece al sistema. El criterio a través del cual se determina lo que cada uno recibe se basa en el concepto de “potencia firme”. Durante mucho tiempo, en los sistemas eléctricos chilenos ha habido muchas dudas respecto de cómo se debe remunerar la potencia. Por lo mismo, en los últimos cinco años ha habido dudas sobre parte de los ingresos que recibe un generador eléctrico.

Indicó que la Comisión Nacional de Energía considera que, por la importancia de ese concepto en el funcionamiento final del mercado, el criterio para fijar la potencia firme y, por lo tanto, el pago por capacidad, debe estar contenido en la ley, de manera que sea un elemento que cambie previo proceso legislativo y no por mero arbitrio de la autoridad administrativa.

3. La fijación de precios en los sistemas eléctricos medianos.

Señaló que los sistemas eléctricos medianos, particularmente los de Aisén y Magallanes, debido a que son sistemas muy pequeños, están en la etapa de desarrollo en que existen grandes economías de escala en la instalación de centrales generadoras. Eso implica que con un proyecto pequeño, de 10 ó 20 megavatios, se puede cubrir el crecimiento de la demanda de muchos años.

El actual sistema de regulación de precios hace que la inversión se pague en función del costo variable de la energía. Normalmente, cuando hay grandes economías de escala, el costo variable del proyecto más eficiente no es capaz de cubrir el costo de inversión. Por lo tanto, ningún empresario que opere en Aisén o Magallanes –o en sistemas parecidos- estará dispuesto a hacer las inversiones más eficientes para esos sistemas. Así, la ley actual los está estimulando a invertir en proyectos de generación de alto costo variable y de bajo costo de inversión. Como consecuencia, por años se han evitado proyectos de más largo alcance en esas regiones, por lo que la tarifa del consumidor final es mayor de lo que podría ser bajo otro marco regulatorio.

Expresó que el Gobierno respecto de este tema propone cambiar a un sistema en el que, en esencia, la tarifa se fije sobre la base del costo medio de un plan optimizado de inversiones, plan que debe ser aprobado por la autoridad reguladora. Es una modificación

simple que puede significar reducciones de hasta 30% en los costos del consumidor final.

4. Formalización del mercado de servicios complementarios.

Señaló que dentro del tema de los ingresos y costos de los generadores, transmisores y grandes consumidores de cualquier sistema está lo referente a la creación de un mercado de servicios complementarios.

Los sistemas eléctricos interconectados son de estructuras complejas. Para operar en sintonía necesitan estar continuamente haciendo operaciones técnicas, llamadas “servicios complementarios”.

Por ejemplo, en el Sistema Interconectado del Norte Grande existe una serie de grandes centrales generadoras para un mercado pequeño. En casos como ese, basta que una central salga de operación para que se produzca inestabilidad en el sistema y, como consecuencia, apagones. Entonces, se introducen ciertos procedimientos de operación en los que deben colaborar todos los participantes del sector. Algunos de esos procedimientos son los siguientes:

- Limitar la capacidad a la cual están operando las generadoras, para que el riesgo del sistema ante una falla sea menor. Esto hace que el costo de operación del sistema sea mayor que el que habría sido de operarse al mínimo costo.

- Pedir a los grandes consumidores –como las empresas mineras- que, en caso de desequilibrio y baja de la frecuencia en el sistema, desconecten parte de su demanda y cierren parte de sus operaciones. Es algo que deben hacer en pocos segundos. Esto también tiene un costo para el gran consumidor, que es un particular.

Explicó que en Chile, estos servicios complementarios no se pagan. En muchas partes del mundo es obligatorio para las empresas remunerar este servicio, a la vez que es una obligación para los consumidores prestar esos servicios complementarios, cada uno según sus propias características. Quien decide cuándo prestar el servicio es el operador del sistema.

El último tema relevante del proyecto de ley se refiere a la subdivisión de las concesiones de las compañías distribuidoras, operación que busca crear áreas más pequeñas que las originales. Al hacer eso, se corre el peligro de dejar de percibir los beneficios de ciertas economías de escala, por lo que las concesiones de sistemas más pequeños tienden a tener costos más altos. En la legislación actual, el costo resultante de la división de una concesión no es razón para no otorgar permiso para subdividir la concesión. El proyecto de ley propone que no se pueda otorgar autorización para subdividir concesiones sin un análisis económico tarifario del efecto que eso tendrá. Además, se pone como restricción que el criterio es que no se aumenten los costos por pérdida de eficiencia global en la prestación del servicio. Este tema se basa en experiencias reales y dramáticas, como la que ocurrió con la empresa distribuidora Litoral.

Por último indicó que este proyecto de ley tuvo su origen en los diferentes problemas que se han presentado en el funcionamiento del sector. Por ejemplo cuando se produjeron los primeros “blackouts” en el Norte Grande, rápidamente se formó un grupo de trabajo entre generadores, grandes consumidores y quienes tienen instalaciones de transmisión, a fin de decidir qué hacer para evitar los apagones. Se llegó a un protocolo voluntario de operación, según el cual las empresas mineras ofrecen servicios complementarios a las empresas eléctricas y al sistema, sin tener remuneración por ello. Ya van más de dos años con ese sistema voluntario, el que se ha renovado, pero cada vez con más desacuerdos y problemas. Estos protocolos se acuerdan ante la Comisión Nacional de Energía, que actúa como árbitro coordinador.

Agregó que el cúmulo de problemas en el sector es descomunal. Hoy, la Comisión Nacional de Energía interviene semanalmente para evitar situaciones críticas. Eso indica que el sistema está mal regulado. Cada una de las situaciones que enfrenta la Comisión Nacional de Energía deja al descubierto vacíos de regulación. Existe mucha inestabilidad que impide el desarrollo del sector.

Otros problemas que han dado origen al proyecto de ley son el racionamiento de electricidad de los años 1998-1999, la situación del gas con Argentina y otros menos conocidos.

Respecto de las críticas que ha recibido del proyecto, señaló ha sido objeto de tres tipos de críticas. Por un lado, hay quejas por los temas omitidos del proyecto, otras que provienen de un sector que prefiere que no se legisle y finalmente, están las críticas al proyecto propiamente tal.

oooooooooooo

Asimismo, en esta instancia, participaron los representantes de las diferentes empresas que se detallan a continuación:

3.- **Exposición del Gerente General de HQI Transelec Chile S.A., señor Guillermo Espinosa Ihnen.**

El señor Espinosa explicó que Transelec es una empresa independiente de cualquiera otra del sector eléctrico y desarrolla su actividad transmisora en el Sistema Interconectado Central, desde Diego de Almagro hasta Puerto Montt.

Planteó que lo primero que se debe considerar es que la regulación actual del sector transmisión no responde a la visión moderna, que la transmisión no es considerada como una actividad independiente y que la regulación actual entorpece el desarrollo del sistema.

1) La regulación actual del sector transmisión no responde a la visión moderna. En efecto, la regulación actual del sector eléctrico refleja la visión chilena de fines de los años 70. Esta visión, internacionalmente reconocida como pionera en varios aspectos, no identificó adecuadamente las características propias de la transmisión ni su importante función en un mercado competitivo, como el que pretende desarrollar el decreto con fuerza de ley Nº1, de 1982, del Ministerio de Minería. Por lo tanto, la regulación chilena vigente en materia de transmisión difiere en aspectos fundamentales de la concepción moderna

adoptada en aquellos países que, después de Chile, han reestructurado y liberalizado su sector eléctrico para introducir la competencia.

2) La transmisión no es considerada como una actividad independiente, lo cual es una grave falencia de la ley. La ley actual considera la transmisión integrada verticalmente con algunos de los otros segmentos (generación o distribución). De hecho, Transelec es la única empresa de transmisión independiente de otras empresas, y lo es sólo desde hace un año y medio, porque antes era parte de Endesa, por lo que estaba integrada verticalmente con una empresa generadora. Todas las demás instalaciones de transmisión en el país que no son de Transelec están asociadas a una empresa de generación o de distribución.

En concepto de la ley vigente, la transmisión sería desarrollada a iniciativa de los generadores o de los suministradores para satisfacer sus propias necesidades, los que tienen la obligación de aceptar servidumbres de paso de electricidad de terceros sólo si existe capacidad excedente. De esa manera, los precios por el uso de las instalaciones resultan de negociaciones bilaterales sujetas a reglas generales.

Esta visión es totalmente opuesta a la regulación de un mercado competitivo y a un sistema de uso compartido.

3) La regulación actual entorpece el desarrollo del sistema eléctrico en su conjunto. La prueba de ello es que el SIC se encuentra con su capacidad de transmisión utilizada al máximo, lo que ocasiona que el sistema opere frecuentemente con cuellos de botella que obligan al uso de generación no económica. Explica que las líneas de transmisión tienen determinada capacidad. Si es necesario transmitir más, en razón de la demanda, las líneas no resisten y se produce una restricción de transmisión en el sistema, que impacta en el mercado en el sentido de que hay una cantidad de oferta que no puede transmitirse a los clientes. La frecuencia de los episodios de cuellos de botella depende de los diferentes tramos del sistema.

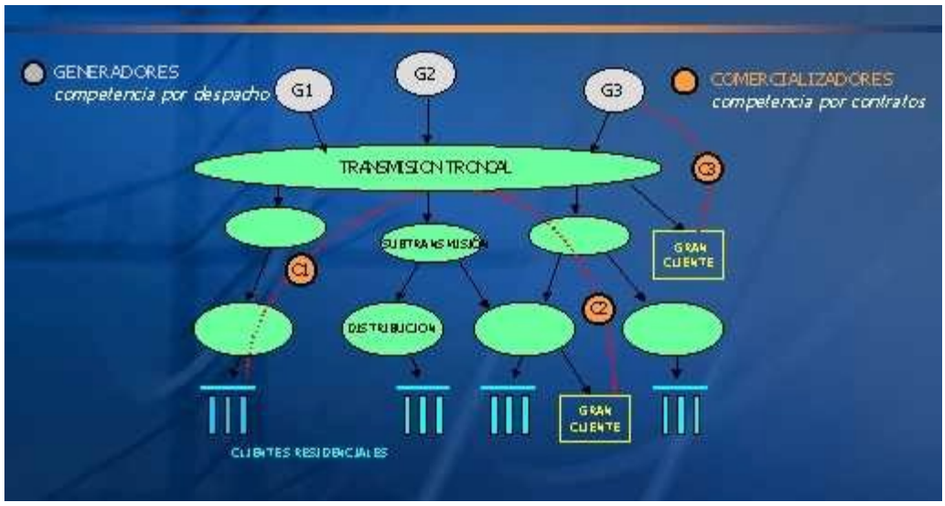
Indicó que al considerarse la transmisión troncal como una actividad supeditada a los intereses de los generadores-suministradores, no se asegura el desarrollo armónico del sistema. Esto se traduce en que sólo se están realizando aquellas inversiones que son de interés individual de algunos generadores y en que no se realizan inversiones destinadas a dotar al sistema del nivel de seguridad requerido, o que vaya a ser utilizado por múltiples usuarios.

El otro elemento que entorpece el desarrollo del sistema eléctrico es que el precio de la transmisión difiere según el usuario, lo que altera la competencia por los contratos. En definitiva, al competir por nuevos clientes, no todos los generadores enfrentan el mismo precio de transmisión.

Explicó que en contraposición al panorama descrito, en los países en que se ha desarrollado la transmisión como un segmento independiente dentro del sector eléctrico la transmisión es entendida como un elemento esencial para formar el mercado eléctrico y permitir la mayor fluidez y desarrollo de la competencia entre los actores en los mercados competitivos de generación y suministro. En ellos hay un principio de acceso libre al mismo precio para todos los interesados, hay neutralidad del transmisor ante la competencia en generación y suministro y la

propiedad es independiente, con administración separada o con límites a la integración vertical.

En esos países, el concepto “transmisión” se extiende desde el sistema troncal hasta las redes de distribución, pues se entiende que la distribución no es más que transmisión de electricidad con cables más delgados y por la cual se cobra un peaje.



Señaló que dentro de la organización moderna que hay respecto del mercado eléctrico hay generadores que compiten por el despacho de la energía eléctrica. Esa competencia significa que cada generador que toma la decisión de construir una central hará la que sea más eficiente y la ubicará en el mejor lugar respecto del mercado, de manera de entregar energía con más frecuencia.

Otro actores del mercado son los comercializadores, que compiten por los contratos, es decir, intermedian energía entre el productor y el consumidor.

Indicó que desde el punto de vista físico, todos los grandes generadores se conectan a una gran red de transmisión troncal, que integra los distintos consumos dispersos en el sistema en determinadas áreas geográficas. Para unir los consumos con las centrales generadoras se requiere de un gran circuito eléctrico (indicado en las elipses verdes), constituido por la transmisión troncal, la subtransmisión y las redes de distribución. En resumen, el sistema de transmisión permite la interacción entre oferta (generadores) y demanda (clientes), aportando el medio físico para los flujos de energía.

Añadió que las redes de transmisión son redes de 200 mil voltios; las de subtransmisión usan tensiones más bajas, de 110 mil a 33.000 voltios, y las de distribución van desde esa potencia hasta el cable delgado que llega al cliente residencial.

Señaló que el sistema moderno descrito es similar al utilizado por PGM en Pennsylvania, en materia de competencia entre generadores y el despacho a costo marginal con localización de precios. Sin embargo, en materia de transmisión no es exactamente igual, porque en Estados Unidos no se ha hecho una organización por sectores. Los sistemas de transmisión en ese país están muy fragmentados, lo que produce problemas y ha llevado a la creación de la Regional Transmission

Operator (RTO), ente capaz de coordinar instalaciones de transmisión pertenecientes a distintos propietarios, pero que tienen que ser vistas como un solo sistema desde el punto de vista de la operación.

En todo caso, ese sistema es utilizado en Australia, Nueva Zelanda, Colombia, Argentina y en varios otros países que organizaron su sector eléctrico después de Chile.

En el tema de transmisión es necesario explicar que, en la medida en que es necesario hacer transmisión de mayor cantidad de energía y a más largas distancias, el precio que se paga es más bajo.

También es del caso indicar que cuando se necesita transmitir 100 MW a una distancia relativamente corta, la tensión más conveniente es 110.000 voltios. Si se requiere transmitir más potencia a una distancia mayor, conviene pasar a una tensión más alta. La tensión más alta en Chile es de 500.000 voltios.

En la medida en que sea necesario transmitir mayores cantidades de energía y a más larga distancia, la economía de la industria indica que deben usarse tensiones más grandes, con lo que el costo medio será más bajo. A esto se llama costo medio decreciente.

Manifestó que las economías de escala determinan fuertemente las características de la transmisión troncal. Al tener un costo medio decreciente, se dice que se trata de un monopolio natural, es decir, se tiende a que haya una sola empresa por segmento, en el cual no es eficiente crear competencia, porque los que quieran entrar al mercado se encontrarán con una compañía ya establecida que tiene muchas ventajas para permanecer como única.

Naturalmente, lo anterior requiere tener regulación de precios y la obligación legal de dar acceso abierto a todos los agentes, para evitar que el agente haga mal uso de su posición monopólica.

Para que esa situación se transforme en algo beneficioso para la sociedad, se requiere visión de largo plazo para identificar las inversiones y efectuar los desarrollos que sean necesarios.

Explicó que la transmisión troncal representa una inversión importante. Por ejemplo, el valor nuevo de reemplazo (VNR) de Transelec es de más de mil millones de dólares. Sin embargo, el costo total de la transmisión troncal representa sólo entre el 3 y el 4 % de la tarifa que paga el cliente residencial, pues las instalaciones de transmisión constituyen un activo usado por todos los clientes.

La conclusión es que al tener una red troncal robusta –con instalaciones suficientes y capacidad disponible- no impacta sustancialmente en el aumento de costo total al cliente final. Incluso, si hubiera un sobredimensionamiento de la red, a modo de ejemplo, si su construcción se adelanta en un año, y éste fuera del 5%, las tarifas crecerían en el 0,15%, cifra que es despreciable.

Pero, contrariamente, el tener una red subdimensionada tiene efectos negativos por motivos de congestión y calidad de servicio, lo que afecta seriamente el costo proveniente de los segmentos competitivos de generación y suministro. La situación en este caso es seria, ya que una falla en el sistema troncal puede afectar a dos o tres regiones del país.

En relación con el proyecto, señaló que en él se establecen definiciones de transmisión que son adecuadas y oportunas. Entre ellas, se pueden indicar las siguientes:

1) Describe la transmisión como un sector con propósito específico. Se expresa en la ley que existe transmisión, sector que hoy no está reconocido legalmente.

2) Establece que la transmisión es un servicio público, con obligatoriedad de prestarlo y sujeto a fijación de precios por el regulador. Dado que la transmisión es un monopolio natural, es necesario que esté sujeta a fijación de precios.

3) Distingue la transmisión troncal de los sistemas de subtransmisión y de los sistemas adicionales. La transmisión troncal se refiere a los grandes tramos de línea de alta tensión, aunque no está bien definida. La subtransmisión se refiere a la transmisión regional, orientada a un cierto grupo de clientes en un área geográfica determinada. Los sistemas adicionales son sistemas dedicados a usuarios específicos, cuyo uso no es compartido. El modo de pagar la transmisión dependerá mucho de cómo se defina esta actividad en la ley.

4) Contiene limitaciones a la propiedad del sistema troncal para evitar la integración vertical y facilitar la competencia en generación y comercialización.

5) Considera un proceso abierto y participativo de planificación de las inversiones en el sistema troncal, las que serían reconocidas en los precios regulados de transmisión.

6) El proceso de planificación considera la participación de todos los usuarios y agentes económicos interesados. Es una de las regulaciones más innovadoras en cuanto a concebir la participación abierta de usuarios, clientes, distribuidoras, generadoras y de la propia autoridad en el proceso de planificación de las inversiones.

Respecto de los beneficios que traerá el proyecto, se pueden distinguir los siguientes:

1) Permitirá el desarrollo de la infraestructura de transmisión que es vital para abastecer adecuadamente los consumos. Con el mecanismo de la planificación y de traspasar las inversiones a tarifa hará viables las interconexiones eléctricas nacionales e internacionales que se económicamente sean justificadas. También conducirá a un desarrollo más armónico del sistema de transmisión, porque tendrá una visión de sistema de todos los usuarios, en lugar de una fragmentada.

2) Permitirá un funcionamiento más competitivo del mercado eléctrico, al estar la transmisión separada de la competencia. Esto conduce a precios más bajos y estables.

3) Asigna completamente los costos de transmisión entre los agentes, a diferencia de lo que ocurre hoy, en que hay serias discrepancias para establecer los precios.

Entre los aspectos del proyecto que requieren una corrección, señaló los siguientes:

Evitar que el Gobierno se transforme en juez y parte, en razón de que el proyecto contempla:

a) Que las discrepancias que surjan en el proceso de planificación sean resueltas por el Ministro de Economía, con informe de la Comisión Nacional de Energía.

b) Que si hay discrepancias en el valor de las inversiones, resuelva el Ministro de Economía, con informe de la CNE.

c) Que si hay discrepancias en los valores por cobrar a los usuarios, resuelva el Ministro de Economía, con informe de la CNE.

Lo cual significa que existe una fuerte injerencia del Gobierno en la resolución de todo tipo de conflictos.

Por lo tanto, se solicita incluir la creación de un cuerpo arbitral que resuelva con garantías de independencia y neutralidad los conflictos o divergencias que se puedan producir entre propietarios de transmisión y sus usuarios o entre las empresas de transmisión y el regulador.

Además, el proyecto deteriora las condiciones actuales del transmisor.

Desde el punto de vista de la fijación de tarifas, el proyecto es perjudicial para el transmisor, contrariamente a lo que ha aparecido en la prensa.

Bajo la ley actual, en que la transmisión no es servicio público, no hay obligación de invertir. Por lo tanto, sólo se invierte si se acuerdan condiciones satisfactorias con el interesado. Las condiciones pactadas libremente en contratos de inversión vigentes con diversas empresas son las siguientes:

a) El VNR corresponde a todos los gastos reales incurridos (licitaciones y otros), incluyendo VNR's de instalaciones reconvertidas.

b) El VNR se mantiene fijo por doce años y se actualiza sólo según la fórmula de indexación acordada.

c) El transmisor tiene la garantía durante los primeros doce años de recuperar la anualidad del VNR, suponiéndose que la inversión durará treinta años, al 10%.

d) No hay multas por atraso en la puesta en servicio o en el término de las obras, pues el transmisor depende de muchas autorizaciones o permisos (ambientales, de concesiones) que debe otorgar la autoridad, y está sujeto a muchas contingencias de construcción.

e) Se contempla un arbitraje independiente para resolver los conflictos entre las partes.

En el proyecto de ley, el transmisor tendrá la obligación de desarrollar los proyectos definidos por el regulador.

Las condiciones para nuevas inversiones ya no son acordadas con las empresas, sino que estarán indicadas en la ley. Ellas son:

a) El valor de la inversión (V.I., término que reemplaza al VNR) inicial será el definido por el regulador a partir de la propuesta de un consultor en el estudio de valorización y desarrollo.

Usar el valor de un estudio hecho por un consultor implica desperdiciar señales de mercado, pues todos los proyectos se hacen mediante llamados a licitación abierta, transparente y competitiva, de los que se obtiene el valor real.

b) El V.I. se recalculará cada cuatro años por un consultor (distinto?), además de fórmula de indexación (distinta?).

Es posible que el consultor no sea siempre el mismo, es decir, cada vez habrá un nuevo consultor, con una visión distinta de lo que cuestan las cosas. Además, la fórmula de indexación será propuesta por el consultor, por lo que es probable que las fórmulas varíen. Todo esto introduce incertidumbres innecesarias.

c) No hay garantía alguna de recuperar anualidad del V.I. inicial en ningún plazo. Simplemente, el V.I. puede cambiar cada cuatro años, según el consultor.

d) Se consideran multas por los atrasos atribuibles a la empresa.

e) Todos los conflictos con el regulador los zanja el mismo regulador.

De la comparación anterior se desprende claramente que la transmisión queda bastante desfavorecida en términos de las inversiones que debe efectuar y de la recuperación de las mismas mediante las tarifas. O sea, no hay garantía de recuperación de las inversiones.

Finalmente, señaló que el proyecto califica a la actividad de transmisión como servicio público. Sin embargo, a diferencia de todos los otros servicios públicos, a la transmisión no se le otorgan medios efectivos para cobrar las tarifas, como el corte del servicio en caso de no pago, lo que deja al transmisor prácticamente indefenso frente a clientes morosos. La potestad de suspender el servicio está contemplada en la legislación chilena para los servicios de gas, agua potable, telefonía y distribución de energía eléctrica, en los casos de no pago de una o dos facturas.

Transelec reconoce que no se le puede otorgar a una empresa de transmisión la facultad de cortar el servicio. Sin embargo, sí se le pueden entregar otras herramientas para obtener el cobro de sus facturas. Por tal motivo, se solicita:

1) Dar título ejecutivo a las facturas, igual que en los demás sectores regulados.

2) Incluir el pago de interés máximo convencional en los pagos atrasados.

3) Facultar a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para aplicar multas y para permitir a la transmisora el corte del servicio en casos especiales calificados por la misma SEC.

Sin esas medidas, la empresa transmisora se verá expuesta a recurrir a los tribunales de justicia para obtener el pago de sus créditos, lo que será demoroso y costoso.

También es del caso explicar que, para construir una línea de transmisión, la empresa necesita imponer servidumbres por todos los predios por los que pasará la línea. Para imponer esas servidumbres,

hay dos vías: un acuerdo voluntario, que da origen a una servidumbre voluntaria, en la que transmisor y propietario pactan la indemnización, o un decreto de concesión en los casos en que no haya tal acuerdo, para imponer una servidumbre obligatoria.

Además el proyecto plantea que el valor efectivamente pagado por las servidumbres será incorporado al Valor de Inversión y, por lo tanto, a tarifas. Por eso, la manera eficaz de limitar el costo de las servidumbres es contar oportunamente con un decreto de concesión (que emite la SEC). Hoy en día, hay muchas dificultades para obtener una concesión a tiempo.

En razón de ello se solicita:

1) Hacer eficiente el proceso de notificaciones, considerando, entre otras medidas, tácitamente notificados a quienes presentan oposiciones.

2) Indicar expresamente que la SEC no dará curso a oposiciones extemporáneas.

3) Establecer plazos precisos para el traslado de las oposiciones.

oooooooooooooooooo

4.- Exposición del Gerente General de AES Gener, señor Felipe Cerón Cerón.

El señor Cerón inició su exposición refiriéndose a los objetivos que persigue el proyecto, los cuales son:

1. Reactivar las inversiones en transmisión.

2. Viabilizar la inversión en instalaciones de interconexión de sistemas eléctricos, principalmente SING-SIC.

3. Reducir el riesgo regulatorio de precios a nivel de generación (precios de nudo).

4. Introducir un sistema de peajes de distribución.

5. Adaptar el sistema de regulación de precios en sistemas medianos y aislados.

6. Introducir un sistema de remuneraciones de servicios complementarios.

Respecto del primer punto, señaló que discrepa de ello, puesto que las inversiones en transmisión se han mantenido activas, impulsadas principalmente por generadores y distribuidores.

Agregó que en el último informe sobre el precio nudo, que hizo la Comisión Nacional de Energía, en abril de 2002, se incluyen una serie de inversiones en construcción, todas impulsadas por los usuarios de la transmisión, muchas veces con acuerdo del transportista.

Las obras recomendadas por la CNE en el informe de precio nudo tienen claros beneficiarios asociados que debieran ser los encargados de promover y financiar su materialización. La misma empresa Gener, como también las otras generadoras, como Colbún y Endesa, cuando han necesitado líneas de transmisión las ha construido o

han llegado a acuerdo con Transelec. Por eso, discrepa de que sean el Estado y la empresa transmisora los que tengan que ocuparse de las líneas que hagan falta.

Indicó que en relación a lo dicho existe una excepción: la línea Charrúa–Temuco, en el Sistema Interconectado Central (SIC), en la que faltan inversiones, las que no se han realizado por falta de contrato con Saesa. Pero, si hubiese un contrato, alguien estaría preocupado de hacer las inversiones en transmisión.

Manifestó que la reactivación de las inversiones puede llevar a un riesgo de sobreinvertir en transmisión. Podría llegarse al absurdo de tener exceso de líneas de transmisión. Esto también hay que analizarlo desde el punto de vista ambiental, pues se necesitan líneas de empresas generadoras termoeléctricas e hidroeléctricas, además de la transmisora, en un valle muy angosto.

En relación con el tema de viabilizar las interconexiones, opinó que le parece un prejuicio del Gobierno considerar que la interconexión SING-SIC hay que construirla y alguien tiene que pagarla.

Explicó que las interconexiones requieren de viabilidad económica para ejecutarse. El proyecto de ley obliga a los usuarios a pagar el 50% de la interconexión, por lo que los usuarios subsidiarían a los generadores del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) entre US$ 4 y 10 millones de dólares anuales.

Los usuarios del Sistema Interconectado Central (SIC) no tienen por qué pagar las instalaciones de transmisión del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), pues la interconexión no afectará los precios del SIC, ya que éstos están determinados por el desarrollo de las generadoras de ciclo combinado.

Señaló que en todo caso, la capacidad de interconexión sería limitada: 250 MW, en un sistema (SIC) cuya demanda bordea los 5.000 MW. Según la propia Comisión Nacional de Energía (CNE) son 250 MW, pues el SING es un sistema pequeño, que no puede tener grandes flujos de energía hacia fuera, porque corre el riesgo de sufrir “black-outs”.

Tampoco queda definido qué ocurre con las interconexiones internacionales, especialmente en el caso de Argentina: si se viabilizarán las inversiones hasta la frontera o hasta más adentro del territorio argentino.

Por otra parte, opinó que es conveniente reducir el margen de discrecionalidad en las fijaciones del precio de nudo. Mientras más se reduzca, mejor.

La fijación semestral del precio de nudo hace riesgoso contratar con distribuidoras. En general, cuando se desarrolla un proyecto de inversión, la generadora busca tener contratada con sus clientes libres o con su distribuidora la planta que va a construir, de manera de financiarla de la mejor forma posible. Si la contrata con una empresa minera a un precio fijo, consigue mucho mejor financiamiento a mejor tasa de interés. Pero, si la contrata con un distribuidor, el banco tomará en cuenta que el precio cambia cada seis meses, por lo que le financiará menos con una tasa más alta, por lo que el precio al público será más alto.

Señaló que se advierte la falta de interés por contratar con distribuidoras (Saesa está sin contrato y Chilectra ha llamado por cuarta vez a licitación).

También se detecta la falta de competencia que hay por los clientes libres en áreas de concesión de distribuidoras. En el Sistema Interconectado Central, el límite mínimo para ser considerado cliente libre son 2 MW. Por ejemplo, el centro comercial Alto Las Condes es un cliente de 4 MW. Sin embargo, no hay ningún cliente libre en el área de concesión de una distribuidora que sea alimentado directamente por una empresa generadora, con excepción de la empresa Metro, que tiene un contrato con Colbún.

Lo anterior se debe, en gran medida, al hecho de que los peajes de distribución no se conocen de antemano.

Indicó que los contenidos del proyecto de ley se refieren a transmisión, precios regulados a nivel de generación (precios de nudo), peajes de distribución, creación de un mercado de servicios complementarios y régimen especial de precios para sistemas eléctricos medianos.

El señor Cerón, señaló que sólo se referirá a los aspectos que se relaciona con los tres primeros puntos.

El proyecto de ley define tres sistemas de transmisión, lo que se hará por decreto supremo:

-Troncal, definido como económicamente eficiente y necesario para la competencia. Es una definición que dará lugar a mucha discusión y discrecionalidad.

-Subtransmisión, que son líneas específicas que permiten inyectar energía a distribuidores o clientes no regulados.

-Adicional, que corresponde al resto del sistema de transmisión interconectado.

•Las operadoras y propietarias del troncal deben ser sociedades anónimas de giro exclusivo.

•Limita la participación accionaria máxima de empresas eléctricas en empresas del troncal al 8% en forma individual y al 40% en forma conjunta.

•Da un año de plazo para adecuarse desde la definición del troncal.

•Obliga a los generadores, distribuidores y usuarios no regulados a contratar con las empresas del troncal y las de subtransmisión los peajes por el uso de la transmisión.

•Respecto del mecanismo de expansión y valorización del sistema troncal, el proyecto establece que cada cuatro años se realizará un estudio de expansión y valorización, estudio que será dirigido (bases de licitación) y administrado por un comité en el que participarán el Estado, la empresa transmisora y los usuarios.

•Los propietarios de las instalaciones por ser ampliadas deben realizar los proyectos. En caso de imposibilidad, se cederá el derecho a terceros.

•Las interconexiones se adjudicarán por licitación internacional a la que llamará el Gobierno y formarán parte del troncal.

•Pago de peajes en el sistema troncal.

Respecto del pago de peajes, el valor de la transmisión por tramo lo fija cada cuatro años el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Este valor es la anualidad del valor de la inversión, con el 10% de rentabilidad real, más el costo de operación, mantención y administración. Los generadores pagan el 50% y los consumidores el otro 50% del peaje, de acuerdo al “uso”.

•Pago de peajes en sistema de subtransmisión.

Se propone que la CNE calcule cada cuatro años el valor anual de los costos de subtransmisión, considerando una tasa de retorno del 10% real anual. Estos costos serán pagados por los usuarios que transiten energía por dichos sistemas.

Los costos unitarios de subtransmisión se agregarán a los correspondientes precios de nudo.

•Pago de peajes en sistemas adicionales.

El proyecto propone que el peaje se calcule en base al valor de transmisión anual y que los antecedentes para el cálculo de ese valor deban estar respaldados y ser de público acceso.

En cuanto al precio de nudo, el proyecto introduce dos modificaciones:

-Se agregan los costos de subtransmisión a los correspondientes precios de nudo.

-Se reduce la banda de comparación con el precio no regulado de 10% a 5%

Respecto del peaje de distribución, el proyecto establece que las distribuidoras prestarán el servicio de transporte para acceder a los usuarios no regulados. Los peajes los fijará el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción junto con la fijación de tarifas de distribución. Los peajes se determinarán en base al valor agregado de distribución.

Finalmente explicó los aspectos positivos del proyecto.

a) Evita inconsistencias en la tarificación de transmisión.

b) Garantiza a los transmisores el pago de todos sus tramos y reduce su riesgo.

c) Mejora el cálculo de los costos de subtransmisión para agregar al precio de nudo.

d) Disminuye el riesgo del precio de nudo al reducir la banda al 5%.

e) Introduce un sistema de peajes de distribución.

f) No incluye turbinas de emergencia.

g) No modifica el pago de compensaciones en caso de sequías extremas (99 bis).

Por último, se refirió a lo que son los aspectos negativos del proyecto.

a) Establece una planificación centralizada de la transmisión. La gran participación estatal y de la transmisora impacta en la generación y produce una barrera de entrada.

b) Fija un alto retorno a la transmisora (10% real) con bajo riesgo, lo cual producirá un incentivo perverso a sobreinvertir.

c) Reduce la señal de localización de generación al pagar los usuarios el 50% del peaje. Eso lleva un sesgo a instalar centrales alejadas de los centros de consumo.

d) Produce una gran transferencia de riqueza de usuarios a generadores con centrales lejanas (70 millones de dólares al año).

e) Los usuarios subsidiarán las malas decisiones de inversión en generación (interconexión SIC–SING).

f) Fortalece el monopolio de la transmisión al facultar sólo al transmisor existente a realizar las ampliaciones.

g) Ocasiona el problema de adecuar los contratos de suministro existentes.

h) Obliga a generadores y distribuidores a vender instalaciones existentes con poca demanda por estos activos.

i) No está claro como se determina el "uso" para determinar los pagos del troncal.

j) Tendrá una compleja aplicación en el SING.

oooooooooooooooooooo

5.- Exposición del profesor de la Facultad de Derecho de la Pontificia Universidad Católica de Chile, señor Fernando Abara Elías.

El profesor Abara inició su exposición refiriéndose a la calificación de servicio público de la actividad de transmisión que hace el proyecto de ley y a los efectos que tiene esa calificación.

Señaló que el artículo 3º, número 3, del proyecto de ley, preceptúa: "Asimismo, es **servicio público** eléctrico el transporte de electricidad por sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión".

Explicó que no existe una definición legal de lo que se entiende por servicio público. Sin embargo, cuando éste no es prestado directamente por el Estado, hay consenso en la doctrina al menos en que se trata de la satisfacción de una necesidad pública por los privados, mediante el reconocimiento legal del carácter público que se le asigna a la actividad respectiva, la entrega de una concesión y el otorgamiento de ciertos poderes jurídicos a las empresas que prestan el servicio.

Por regla general, la calificación de "servicio público" se traduce en la obligatoriedad de proveer el servicio y en una fuerte intervención de la autoridad en la fijación de tarifas.

Planteó que para la actividad de transmisión, el proyecto de ley amplía esos efectos, imponiendo:

•**Obligatoriedad de proveer el servicio.** Por una parte, un servicio público tiene “obligación de proveer el servicio” ya que la ley lo ha sacado de la esfera del Estado y entregado a los particulares. En el actual marco regulatorio, la empresa de transmisión está obligada a permitir servidumbres de tránsito de electricidad que terceros imponen sobre sus medios de transmisión. Con la reforma, en cambio, deberá entregar el servicio, ampliándose significativamente el alcance de la responsabilidad de esa empresa. De allí que el proyecto establezca que no se podrá negar el acceso a la red troncal por falta de capacidad de las instalaciones y que se imponga al transmisor la obligación de invertir.

•**Obligatoriedad de efectuar las inversiones necesarias para proveer el servicio en ciertas condiciones de calidad y continuidad.** Actualmente, como toda empresa privada, las empresas de transmisión deciden las inversiones cuando existen condiciones que garanticen razonablemente alguna rentabilidad. El proyecto, como una consecuencia de la obligación de proveer el servicio, impone al prestador del servicio público de la transmisión la obligación de expandir la red de transmisión. En este sentido, le corresponderá a la autoridad decidir qué inversiones deben ejecutarse, quiénes las deben realizar, cuándo deben estar en servicio y también determinar su rentabilidad.

•**Los precios o tarifas que serían fijados por la autoridad.** Asimismo, el proyecto propone que los “precios o tarifas sean fijados por la autoridad”, contrariamente a los parámetros generales de negociación entre las partes que señala la actual legislación para fijar los precios. Una característica propia de los servicios públicos se refiere a que las tarifas o precios que se cobren por ese servicio vienen determinados por la propia autoridad del Estado.

•**Mayor sujeción a la supervigilancia de la autoridad.** Si bien esto existe hoy, la definición de la transmisión como servicio público acentúa esta condición.

•**Otros.** Finalmente, debe tenerse presente que, en el nuevo marco regulatorio, las empresas de transmisión tendrán mayor cantidad de clientes que los actuales, debiendo establecerse contratos de transmisión con todos ellos, lo que traerá aparejado mayores requerimientos, riesgos y exposición pública.

Efectos.

Esos efectos constituyen verdaderas restricciones o gravámenes (cargas públicas) para las empresas privadas constituidas y operando legítimamente en el mercado, bajo un cierto régimen jurídico determinado, el que sería alterado por disposición de la ley, a pesar de no haber requerido de una concesión para la explotación del servicio.

En consecuencia, se requiere en todo caso respetar los derechos preexistentes así como la autonomía y facultad de decisión de dichas empresas, por ejemplo, respecto de las inversiones específicas por realizar.

Lo anterior también fundamenta la entrega de un conjunto de herramientas o mecanismos (poderes jurídicos) a dichas empresas, que permitan balancear los efectos mencionados y asegurar la viabilidad de la prestación del servicio.

En la mayoría de los servicios públicos esta idea es recogida por la legislación, lo que no ocurre en la versión conocida hasta ahora del proyecto de ley.

Propuestas.

A continuación, formula propuestas para mejorar el proyecto de ley en los aspectos indicados, especialmente referidas a prerrogativas o facultades especiales de la concesionaria y a la instancia de solución de divergencias.

PRERROGATIVAS O FACULTADES ESPECIALES.

A. LEGISLACIÓN COMPARADA.

Señaló que en legislaciones comparadas que regulan otros servicios públicos en Chile, como verdadera contrapartida a las mayores exigencias que el Estado le impone a los privados que prestan el servicio, encontramos una serie de facultades o prerrogativas propias del Derecho Administrativo que le son comunes, tales como el derecho a usar bienes nacionales de uso público o bienes fiscales y el de imponer servidumbres. Sin embargo, en varias legislaciones existen diversas prerrogativas especiales que están ausentes en el proyecto de ley. A continuación, a modo de ejemplo, señalamos los siguientes casos:

1) Servicios sanitarios.

Se encuentran regulados en el decreto con fuerza de ley Nº382, de 1988, del Ministerio de Obras Públicas, que contiene la denominada ley General de Servicios Sanitarios.

Este cuerpo legal regula los siguientes servicios públicos: a) de producción de agua potable, b) de distribución de agua potable, c) de recolección de aguas servidas, y d) de disposición de aguas servidas.

Franquicias especiales:

Entre las prerrogativas especiales que la ley asigna a los prestadores de estos servicios públicos, podemos mencionar las siguientes:

- Título ejecutivo especial: Las boletas o facturas que se emitan por la prestación de los servicios o por los trabajos en los arranques de agua potable o uniones domiciliarias de alcantarillado, incluidos sus reajustes e intereses, tendrán mérito ejecutivo (Art. 37 DFL 382, 1988, MOP).

- Derecho a corte de suministro: La concesionaria tiene derecho a suspender, previo aviso de quince días, los servicios a usuarios que adeuden una o más cuentas y cobrar el costo de la suspensión y de la reposición correspondiente (Art. 36, letra d), DFL 382, 1988, MOP).

2) Servicios de gas.

Están regulados en el decreto con fuerza de ley N°323, de 1931, del Ministerio del Interior, que contiene la denominada ley de Servicios de Gas. El artículo 1º de dicha ley señala que se encuentran regidos por ella, el transporte, la distribución, el régimen de concesiones y tarifas de gas de red, y las funciones del Estado relacionadas con estas materias.

Este cuerpo legal define y regula, entre otros, los siguientes servicios: a) servicio de gas, b) suministro de gas y c) servicio público de distribución de gas. Este último es el suministro de gas que una empresa concesionaria de distribución efectúe a clientes o consumidores ubicados en sus zonas de concesión, o bien a clientes o consumidores ubicados fuera de dichas zonas que se conecten a las instalaciones de distribución de la concesionaria mediante redes propias o de terceros.

Franquicias especiales:

- Título ejecutivo especial: El concesionario podrá instaurar una acción ejecutiva con la sola presentación de una declaración jurada ante Notario, en la cual se indique que existen dos o más mensualidades insolutas. Tal declaración constituirá el título ejecutivo de dicha acción (Art. 36).

- Derecho a corte de suministro: El concesionario puede suspender el suministro de gas en caso de falta de pago de dos boletas o facturas consecutivas de consumo, bajo la sola condición de haber transcurrido quince días desde la fecha de vencimiento de la segunda boleta o factura (Art. 27).

- Cobro de interés máximo convencional en caso de mora (Art. 36).

3) Servicios de telecomunicaciones.

La ley Nº18.168, General de Telecomunicaciones, regula el régimen de concesión para establecer, construir y explotar servicios de telecomunicaciones, la fiscalización del cumplimiento de las normas relativas a la prestación de los servicios y las relaciones entre las concesionarias y de éstas con el Estado y los usuarios.

De acuerdo con su artículo 5º, dicha normativa regula los siguientes servicios: a) de telecomunicaciones de libre recepción o de radiodifusión, b) servicios públicos de telecomunicaciones, c) servicios limitados de telecomunicaciones, d) servicios de aficionados a las radiocomunicaciones, y e) servicios intermedios de telecomunicaciones.

Franquicias especiales:

El reglamento del Servicio Público Telefónico, contenido en el decreto Nº425, de 1996, del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, otorga al concesionario las siguientes prerrogativas especiales:

- Término de contrato por el no pago de la cuenta única telefónica, dentro de los 120 días siguientes a la fecha de su emisión (Art. 45).

- Derecho a corte de suministro a los suscriptores que, cumplida la fecha de vencimiento del plazo establecido para su pago, no hayan pagado la cuenta única telefónica, previo aviso de a lo menos quince días al domicilio del suscriptor. El corte del servicio impedirá realizar cualquier tipo de comunicación a través de la línea telefónica o equipo telefónico móvil afectado (Art. 56).

- Continuidad de pago en el cargo fijo: durante el período que dure el corte del servicio, el suscriptor local continuará devengando el cargo fijo mensual por línea telefónica (Art. 56).

- Derecho a cobro por reposición del servicio: la reposición del servicio dará lugar al cobro al suscriptor local del cargo correspondiente a corte y reposición del servicio (Art. 56).

4) Servicio público de distribución eléctrica.

La ley General de Servicios Eléctricos, entre otras materias, regula la prestación del servicio público de distribución. Señala que forman parte y se consideran en esta categoría el suministro que efectúe una empresa concesionaria de distribución a usuarios finales ubicados en sus zonas de concesión, o bien a usuarios ubicados fuera de dichas zonas, que se conecten a las instalaciones de la concesionaria mediante líneas propias o de terceros.

Franquicias especiales:

- Derecho a corte de suministro: existe autorización para suspender el suministro luego de cuarenta y cinco días desde el vencimiento de la primera boleta o factura impaga (Art. 84 de la ley y 147 y 149 del reglamento).

- Título ejecutivo especial: para aquellos casos en que la ley no autoriza la desconexión o corte de suministro, tales como hospitales y cárceles, la empresa de servicio público de distribución puede interponer demanda ejecutiva invocando como título ejecutivo una declaración jurada ante notario en la cual indique que existen tres o más mensualidades insolutas (Art. 84 de la ley y 148 del reglamento).

En conclusión, cuando el legislador ha entregado a los particulares la prestación de un servicio público que naturalmente corresponde al Estado, al mismo tiempo le ha conferido un conjunto de herramientas jurídicas tendientes a balancear las restricciones y gravámenes propias de un servicio público.

Esta idea se ha omitido en el proyecto de ley.

B) **CAMBIOS SUGERIDOS**.

▫<u>Efectos de la mora en el pago de los servicios de transmisión</u>.

La ley corta sanciona en su artículo 71-22, inciso cuarto, con una multa al transmisor si no cumple con las inversiones de ampliación del sistema dentro de plazo. Además, el artículo 71-33 lo hace responder frente a los generadores por los mayores costos originados en los atrasos. Sin embargo, no se mencionan los efectos ni las sanciones para los usuarios del sistema que no cumplen con la obligación de pago del servicio.

Para corregir esta evidente desigualdad, se propone agregar el derecho de cobrar el interés máximo convencional y la posibilidad de que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles aplique sanciones al infractor.

▫<u>Mérito ejecutivo de los documentos de cobro del servicio público</u>.

Todos los servicios públicos existentes en el país contemplan a favor del concesionario respectivo las facultades de desconectar al usuario moroso en el pago y de interponer acción ejecutiva invocando en algunos casos como título válido las boletas o facturas impagas o una declaración jurada del representante legal de la

concesionaria. Nuevamente, se puede constatar una abierta desigualdad entre el servicio público de transmisión y los demás servicios públicos, ya que no se contempla en la ley corta ninguna de estas facultades para la empresa de transmisión troncal.

Se propone otorgar mérito ejecutivo a las boletas o facturas emitidas por las empresas de transmisión para el cobro de la remuneración correspondiente a los servicios de electricidad, incluidos los reajustes e intereses.

▫Suspensión de suministro en caso de incumplimiento grave.

No obstante las implicancias técnicas de facultar al transmisor para cortar el servicio de transporte de electricidad por la red troncal, principalmente por la dificultad operativa para separar físicamente los que no cumplen de aquellos que cumplen oportunamente con los pagos respectivos, debería establecerse esta posibilidad previa autorización de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, para casos calificados.

▫ Crédito privilegiado.

Con el proyecto, el riesgo de cobro para las transmisoras se incrementará, debido a la incorporación de nuevos clientes con dispar calidad crediticia o riesgo financiero, respecto de los existentes.

Cada uno de los pagos por uso de la transmisión son muy cuantiosos, por lo que el no pago por parte de un cliente podría comprometer la continuidad del giro de las empresas de transmisión, lo que no ocurre con los demás servicios públicos que tienen su facturación diversificada en miles de clientes.

Luego, se propone otorgar una prioridad de pago especial para los créditos derivados de la prestación del servicio público de transporte de electricidad, para el caso de quiebra del ente pagador, de modo que dichos créditos se paguen preferentemente a otros, incorporándolos dentro de la prelación, como crédito de primera clase.

INSTANCIA PARA SOLUCIÓN DE DIVERGENCIAS.

El sistema actual de solución de divergencias presenta los siguientes inconvenientes jurídicos:

- Abuso del sistema de divergencias del CDEC.

- Demoras de la autoridad en su decisión administrativa, las que crean incertidumbre jurídica y económica.

- Las decisiones son normalmente impugnadas en sede judicial.

Propuestas:

▫Contar con un mecanismo de reclamo y de decisión imparcial de divergencias destinado a resolver los conflictos que se susciten con la autoridad administrativa con motivo de la fijación de tarifas de transmisión troncal, subtransmisión y sistemas medianos.

▫Reponer la normativa sobre la Comisión Pericial Permanente que contemplaba el anteproyecto de ley, modificando los

artículos 71-19 y 71-20 y agregando otros nuevos, para precisar su competencia, composición y procedimiento.

Competencia. Las modificaciones deberían permitir a los interesados recurrir a la instancia de la CPP, para dirimir discrepancias que surjan en las etapas del proceso de fijación tarifaria, antes de su aprobación mediante decreto ministerial, por ejemplo, instalaciones que formarían parte del sistema troncal o informe técnico definitivo de la CNE basado en los resultados del estudio.

Composición y procedimiento. Organismo de carácter autónomo, fuera de la esfera de la administración pública y de composición equilibrada. El procedimiento debe establecerse en la ley y no en el reglamento, y sus decisiones deben ser vinculantes.

oooooooooooooooo

6.- Exposición del profesor de la Facultad de Derecho de la Pontificia Universidad Católica de Chile, señor Eugenio Evans Espiñeira.

El profesor Evans comenzó su exposición haciendo las siguientes consideraciones previas.

Una de las materias de más arduo debate entre los profesores de Derecho Constitucional, como también entre los que realizan la cátedra del Derecho Administrativo, dice relación a la extensión que deba darse a la expresión “normas legales que las regulen” que utiliza el número 21, inciso primero, del artículo 19 de la Constitución Política de la República.

Como es sabido, uno de los pilares en que se sostiene el nuevo orden público económico dice relación con la consagración positiva del principio de la libertad empresarial, la sujeción de la actividad de los agentes económicos a la normativa legal que los regule y la no discriminación arbitraria en el trato que deben dar el Estado y sus organismos en materia económica.

El tema se ha reconducido a determinar a qué normas legales se remite el texto constitucional en la garantía citada, es decir, si es que procede que esa regulación sea hecha sola y estrictamente por una ley (o bien, obviamente, por un precepto de superior jerarquía normativa) o si es válido que la ley se oriente a definir el marco general en que se desenvuelven las actividades en que le interesa una especial regulación, dejando al reglamento de ejecución la definición de las materias de detalle o cuya especificidad aconseja que sean determinadas por la autoridad administrativa.

Por una parte, están aquellos que sostienen la iniciativa exclusiva de la ley para regular las actividades económicas de las personas y que es esa la fuente normativa a que se refiere la Constitución. Sustentan esa opinión en el texto de la Carta Fundamental, en la certeza y extensiva interpretación que debe darse a las normas que reconocen derechos y, finalmente, en la calificada interpretación que deriva de los fallos del Tribunal Constitucional, en especial, al referido a los letreros camineros de 1994 (Rol 167).

Otros defienden la extensión de la potestad reglamentaria y piensan que ésta debe tener una presencia esencial en la

regulación de las actividades, los derechos y las garantías de las personas. En apretada síntesis, expresan que es legítimo al legislador convocar a la colaboración del reglamento para que éste termine de regular la materia respectiva de acuerdo a las bases (fines y medios) consignados por el texto legal. Así, la Constitución no se detiene en la ley, sino que comprende todo el universo de normas jurídicas, sin excluir las normas administrativas que tienen incidencia sobre estas actividades, por cuanto son parte del ordenamiento jurídico.

Sin embargo, en lo que debiera haber coincidencia es que el reglamento no puede ni debe crear instituciones, sanciones ni regulaciones externas, al margen o, en el peor de los casos, contradictorias con los postulados generales de la ley que pretende ejecutar. Lo dicho, por obvio, resulta casi inoportuno expresarlo. Sin embargo, tal situación se presenta en algunas actividades económicas, siendo paradigmático el caso de la industria eléctrica nacional.

EL DFL N°1/82 y el DS Nº327.

Señaló que previamente a cualquier análisis que se haga sobre ambos textos, es necesario precisar que la industria eléctrica, al igual que otras de similar importancia, como en general las personas, se encuentra bajo una intensa regulación normativa que excede por mucho los márgenes simples de la legislación regular. Es sabido que el legislador acostumbra delegar funciones normativas en las superintendencias e instituciones fiscalizadoras, atribuyéndoles las facultades de interpretar, con efectos generales, las normas legales y reglamentarias cuyo cumplimiento les corresponde fiscalizar. Tal situación crea una regulación que se podría denominar “de segundo orden” pero es tanto o más imperativa que la ley misma.

Esa tendencia aleja el valor de la certeza en la regulación y tal efecto se manifiesta en el hecho de que la interpretación administrativa varía según cambia el titular del órgano facultado para ello. Así, hoy la interpretación de las normas legales y reglamentarias eléctricas es una que podrá variar si es que cambia la orientación del Gobierno, situación que debiera evitarse.

Establecido lo anterior, es oportuno hacer constar la visión que se tiene respecto de la convivencia regulatoria del DFL N°1/82 y del D.S. Nº327, pues es razonable sostener que algunos vicios pueden repetirse de no mediar el ánimo de regular en la ley los aspectos sustanciales de la materia en análisis.

En primer lugar, es necesario recordar que el DFL N°1/82 reguló la industria eléctrica por dieciséis años, al cabo de los cuales el desarrollo de la misma alcanzó niveles asombrosos. Aun cuando tuvo como fuente normativa el DFL N°4/59, el texto de 1982 tuvo la virtud de dar señales de desarrollo claras a la industria, bastándole como complemento el D.S. Nº6, de 1985, y un reglamento de 1936 que estaba prácticamente superado (lo anterior sin perjuicio de la ley N°18.410, orgánica de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles). No es el momento de insistir sobre los objetivos de la ley vigente. Sólo interesa destacar que en ella se agotan en buena medida las instituciones más importantes del sector, por lo que da clara medida del ámbito de la discrecionalidad de la autoridad sectorial que lo controla.

El D.S. Nº327, de 1997 alteró el estado de la cuestión, a lo que se suman los efectos de la ley N°19.613, dictada en

plena época de crisis energética derivada de la sequía de los años 1998/99. En efecto, el reglamento de la ley eléctrica dio una señal muy potente de la autoridad en el sentido de que, para el regulador, la industria eléctrica debía alcanzar mayores grados de fiscalización. Por lo pronto, dotó a la autoridad sectorial (Ministro de Economía, Comisión Nacional de Energía y Superintendencia de Electricidad y Combustibles) de potestades que la sola normativa legal no les entregaba, creó obligaciones cuyo cumplimiento la misma SEC se encarga de fiscalizar con amenazas de multas incrementadas por la citada ley Nº19.613, impuso la existencia de instituciones, en fin, una completa regulación que ha generado, en los hechos y para variados casos, prescindir de texto legal y acomodar la actuación de los agentes económicos a los dictados de esa normativa.

Ejemplos de lo expresado son muchos, pero aquí van algunos de muestra:

a) En materia de peajes y área de influencia, las potestades del tribunal arbitral contemplado en el artículo 51 G del DFL N°1 se han visto severamente limitadas por los artículos 84 y 274 del DS 327; es decir, la extensión de las áreas de influencia de las centrales generadoras las define hoy la Comisión Nacional de Energía.

b) La solución de controversias entre los miembros de los CDEC ha creado un procedimiento caro y engorroso, que termina con la resolución del Ministro de Economía en una decisión que tiene valor definitivo. Tal es así, por cuanto los tribunales ordinarios de justicia han sido renuentes en revisar la juridicidad de esas decisiones. Es decir, la autoridad administrativa fiscaliza a la industria, interpreta las normas que rigen su actividad y falla las controversias entre los actores.

c) La obligación de licitar los suministros, prevista en el artículo 240 del reglamento, no existe en la ley y ha generado graves dificultades luego de la vigencia del nuevo artículo 99 bis del DFL N°1, de 1982.

d) En cuanto al mecanismo de reembolso de los aportes financieros, se ha trasladado de hecho la opción para determinar la forma de devolución desde las empresas hacia los aportantes (Art. 141, letra e, del reglamento).

e) La institucionalidad de los CDEC independientes, con órganos propios, obliga a competidores naturales entre sí a asociarse, es decir, no la ley sino el reglamento echa por tierra el valor de la voluntariedad en la asociación.

Indicó que estos son algunos de los numerosos ejemplos en que el reglamento ha creado una nueva regulación, rigiendo materias que natural y obviamente debieran ser tratadas por la ley.

Por otra parte, indicó que el proyecto de ley tiene la intención positiva de aclarar las materias más controvertidas, a todo nivel, esto es, ingenieros, expertos, consultores, abogados, etcétera. La ley utiliza conceptos indeterminados que deben ser precisados en cada negociación o contienda, según las partes alcancen o no un acuerdo sobre la materia. Por ejemplo, área de influencia, pago de los ingresos tarifarios, forma de prorratear el pago de los peajes entre los diversos usuarios. En fin, materias sobre las cuales el proyecto trata con el ánimo de pretender resolverlas.

Señaló que también es importante que la resolución de esas materias se manifieste en el nivel legislativo, pues ello aleja la discriminación que emana de sentencias arbitrales que tratan de diversa manera a usuarios de las mismas instalaciones.

Sin embargo, en la línea gruesa de sus disposiciones, el proyecto debiera ser objeto de mejoras, tanto en lo sustantivo como en la parte técnica que se abordará para su conclusión.

En lo sustantivo, se debe tener en claro que el proyecto aleja toda posibilidad de que las partes acuerden voluntariamente el monto de los peajes por el uso de las instalaciones del sistema troncal y de subtransmisión, por lo que tanto propietarios como usuarios deberán estar a los montos y prorratas que se fijen en los respectivos decretos de tarifas.

Explicó que al sujetar ambas clases de instalaciones al régimen de servicio público, se impone a sus propietarios obligaciones que dicen relación directa a la forma en que administran sus bienes, pues de ninguna otra forma puede interpretarse la obligación de hacer las extensiones que se definan en los Estudios de Expansión y Valorización para el caso de la transmisión troncal. Por ello, es necesario que la ley precise una tasa de descuento que permita el cumplimiento de dos objetivos, a saber: que el dueño del sistema de transmisión troncal reciba la remuneración que le permita recuperar la inversión que se le impone y rentar sobre ella en el tiempo y que, a la vez, no se imponga a los usuarios de tales líneas el soportar financiamiento de instalaciones sobredimensionadas. En esos entendidos, el estudio de valorización y expansión es determinante, por lo que las potestades de la Comisión Nacional de Energía debieran acotarse, dentro de lo posible, a los términos de ese estudio. Aun cuando se reiterará más adelante, es altamente inconveniente la falta de definición de las instalaciones que formarán parte de los sistemas de transmisión, sean troncales, de subtransmisión o adicionales. La ley encomienda a la discrecionalidad del administrador de turno definir, en cada decreto, las que serán instalaciones de uno u otros sistemas, lo que resta certeza a un tema de la mayor importancia.

Finalmente señaló que es positivo que en el proyecto ha desaparecido la institución de la Comisión Pericial Permanente. Al respecto, valga insistir en que la industria no debe ni puede seguir atada a la interpretación normativa, fiscalización y resolución de divergencias, todo ello a cargo del mismo regulador. Ello constituye un exceso que no debiera presentarse en un Estado de Derecho, en el que las funciones estatales se encuentran claramente diferenciadas. Una comisión pericial permanente, un tribunal arbitral de expertos u otra instancia independiente con facultades resolutivas es indispensable para resolver los conflictos entre las empresas o de éstas con la autoridad administrativa. La actual concentración genera una incertidumbre que no se compadece con la relevancia económica del sector en comento.

oooooooooooooooooooooo

7- Exposición del profesor del Departamento de Ingeniería Industrial y de Sistemas de la Pontificia Universidad Católica de Chile, señor. Sebastián Ríos Marcuello.

El profesor Ríos comenzó su exposición señalando que las características de los sistemas eléctricos de potencia, son aquellos a los que se refiere el proyecto de ley. Los sistemas eléctricos de potencia son sistemas complejos en cuanto a tamaño, estructura, operación, etcétera. Son sistemas únicos, de características técnicas y económicas que no pueden desconocerse. La energía eléctrica no puede almacenarse en grandes cantidades, lo que exige mantener equilibrios instantáneos entre la producción y el consumo.

Explicó que en el segmento generación hay dos tipos de centrales: las convencionales (térmicas o hidráulicas) y las no convencionales (eólicas, fotovoltaicas, etcétera). Criticó que Chile no tenga generación eólica y centrales fotovoltaicas, pese a que el lugar de mayor radiación en el mundo para este tipo de centrales se encuentra en el norte del país. Agregó, que en Alemania hay 10.000 MW de potencia instalada con energía eólica.

El sector transmisión corresponde al transporte de energía eléctrica en alta tensión (23,1 kv a 500 kv).

La distribución es el tendido de líneas de media tensión (12 a 23 kv) y de baja tensión (380 v y 220 v).

Por último, se encuentran los usuarios finales, en los que hay clientes de baja tensión (residencial y pequeño comercio), de media tensión (industrias medianas) y alta tensión (por ejemplo, las minas Chuquicamata o El Teniente).

También, se debe diseñar el sistema eléctrico en base a un nivel de calidad que cumpla con las exigencias de la actividad económica y social de un país, en un horizonte de tiempo mínimo de veinte años. En el pasado, la tasa de crecimiento del sector ha sido del 7,2%, aunque ha bajado en el último tiempo. Los dos extremos son los países industrializados y los países con bajo o nulo nivel de industrialización. En los segundos, caracterizados por las economías agrarias, el costo de interrupción del servicio es casi cero. Chile se encuentra en un punto intermedio, por lo que el diseño del sistema eléctrico debe ir ligado a altos niveles de seguridad, confiabilidad, calidad que duren veinte años.

Hay que dotar al sistema de la capacidad de incorporar nuevas tecnologías, pues el país avanza hacia la economía digital.

Señaló, que la operación y el mantenimiento del sistema y de las redes son actividades fundamentales que debe recoger la ley, especialmente en lo que dice relación a la aplicación de reglamento de calidad de servicio eléctrico en los sectores de generación, transmisión, distribución y usuarios finales, teniendo como objetivo el abastecimiento al usuario final en forma económica, segura, confiable y eficiente, de calidad adecuada a lo diseñado.

Indicó, que el sector eléctrico es una actividad económica fundamental para la sociedad y el desarrollo del país. Se trata de una actividad o negocio de largo plazo, por lo que hay que dar señales de estabilidad e incentivos claros a todos los sectores. Es imperativo que la sociedad perciba la eficiencia del sector en sus inversiones, en la explotación del sistema y en la incorporación oportuna de nuevas tecnologías.

Finalmente, consideró loable que el Gobierno haya decidido modernizar la ley que rige al sector eléctrico, pues era una necesidad desde hace más de una década. Sin embargo, el proyecto tiene las siguientes imperfecciones o debilidades:

1) Debilidades estructurales.

a) Carencia de un esquema o marco general de cambios y nuevos desarrollos que indique hacia dónde avanza la regulación. En efecto, el esquema elegido es en base a “parches” en lugar de un todo coherente.

b) Debe permitirse la interacción de la ley con el nuevo reglamento, pues ambos son indisolubles. La ley debe establecer el marco general y permitir al reglamento el detalle de la normativa legal, pero ambos deben elaborarse paralelamente, para evitar contradicciones.

c) La existencia de un futuro proyecto de ley producirá dificultades de compatibilización, por lo que es imperioso introducir en esta ocasión todas las perfecciones posibles. Un futuro proyecto de ley volverá a crear problemas a la hora de compatibilizar la ley con el reglamento.

2) Imperfecciones en definiciones trascendentales.

a) Hay definiciones trascendentales demasiado generales, lo que permite calificarlas como incompletas, por ejemplo, sistema de transmisión troncal, servicios complementarios. Las definiciones y los criterios deben ser válidos para distintas condiciones de operación. Por ejemplo, la esencia del sistema troncal es el movimiento de grandes bloques de energía, sin dejar de considerar la orientación de los flujos. En cuanto a los servicios complementarios, se reconoce que en la lengua inglesa, llamados “ancillary services” (servicios subordinados o auxiliares), están mal conceptuados. Lo correcto sería llamarlos servicios “esenciales”, pues sin ellos el sistema colapsa. El sistema en la actualidad funciona pues algunas empresas prestan gratuitamente este servicio a otros usuarios que no pagan por ellos. Los servicios complementarios más conocidos son regulación de frecuencia, regulación de potencia reactiva, reservas y partida autónoma.

b) Falta establecer principios y criterios técnicos para incorporar la evolución o cambios que experimentan los sistemas eléctricos. Por ejemplo, instalaciones de subtransmisión pueden pasar a formar parte de sistemas de transmisión troncal.

c) Ausencia de algunas definiciones trascendentales, como áreas de control. En todas partes del mundo, los sistemas eléctricos que abarcan amplias extensiones tienen que tener áreas geográficas de control, en las que se monitorean los recursos de generación y de consumo, así como las potencias transmitidas. Estas áreas de control serán esenciales para la interconexión SING-SIC o para la interconexión con Argentina.

3) Imperfecciones en materias técnicas.

a) En cuanto a los servicios complementarios, es inaceptable que no se mencionen en el proyecto ninguno de los seis servicios esenciales que se prestan en la actualidad. En esta materia, además, debe haber perfecta interacción entre la ley y el nuevo reglamento.

b) Tratamiento explícito de grandes interconexiones de redes o sistemas eléctricos (áreas de control). Los sistemas eléctricos son únicos a lo largo del tiempo. En el norte, el sistema interconectado tiene particularidades específicas, como que el 90% de la demanda está en manos de 18 consumidores industriales. El 75% de la demanda está en manos de 4 ó 5 grandes consumidores industriales. Ningún otro sistema del mundo tiene esas características. Las áreas de control están en manos del centro de despacho económico de carga o del operador independiente. Por ejemplo, un área de control sería la zona de Concepción, con varias centrales y líneas de 500 KV, que evacuan hacia otra área de control, que podría ser Santiago y sus vecindades. Eventualmente, la zona de Ventanas y Quillota (Nehuenco y San Isidro) podría constituir otra área de control. El objetivo es hacer el control más eficiente.

c) Concepto de potencia firme y su relación con la incorporación de tecnologías de generación no convencionales: energía eólica y otras. El concepto de potencia firme ha sido objeto de tres divergencias en el Ministerio de Economía, y en la tercera se reformula todo el concepto, en circunstancias que lo deseable es que, fallado un asunto mediante el planteamiento de una divergencia, se entienda resuelto para siempre. Esto da a entender que el concepto debe ser revisado. El concepto de potencia firma es la principal barrera para que la energía eólica pueda desarrollarse en el país, pues a este tipo de generación no se le reconoce potencia firme.

4) La reglamentación tiene que abrir espacios explícitos a los cambios en el rol de la demanda, que pasa a tener un papel activo en lugar del papel pasivo que tiene actualmente. Hoy, las empresas de distribución cuentan con la tecnología para controlar remotamente, a través de las redes, los aparatos que los usuarios tienen conectados en el interior del hogar. Con eso se pueden desarrollar incentivos para que los usuarios se amolden a señales económicas y puedan apreciar realmente los ahorros en su consumo. Si la demanda se puede efectivamente modular, se podrá atrasar la inversión en generación.

5) Falta de señales explícitas en relación a la eficiencia del uso y transporte de la electricidad, lo que incide en incentivos en el sector de la transmisión y distribución, así como en los usuarios finales.

Ooooooooooooooooooo

8.- Exposición del profesor del Departamento de Ingeniería Industrial y de Sistemas de la Pontificia Universidad Católica de Chile, señor. Ricardo Raineri Bernaín.

El profesor señor Raineri señaló que Chile, en el año 1982, se hizo pionero en la desregulación y privatización de la industria eléctrica en el nivel mundial. Tal situación se produjo a raíz del cambio que hubo en el paradigma de los monopolios naturales. Hasta ese momento se pensaba que las empresas de servicio público, por tratarse de monopolios naturales, debían ser reguladas fuertemente y, en muchos casos, estar en manos del Estado. En el sector eléctrico se cuestionó esa situación y se privatizó esa actividad.

Indicó que el modelo chileno ha sido imitado por muchos otros países. Se pasó de un esquema en el que todo se desarrollaba dentro de empresas integradas verticalmente, básicamente de propiedad del Estado, en el que no había mayores conflictos, a uno con empresas privadas desintegradas verticalmente en el que surgen conflictos por los legítimos intereses de cada uno de los partícipes.

A continuación se refirió a las características que tiene el sistema eléctrico.

a) Generación.

La actividad de generación se puede desarrollar en forma competitiva. Las empresas compiten entre sí para llevar energía a los usuarios finales.

b) Transmisión.

En la transmisión hay distintas visiones. En su opinión, esa industria presenta economías de escala ex ante, pero no ex post. Es decir, los costos medios son decrecientes en la etapa de perfeccionamiento de las instalaciones de transmisión; pero, una vez que las instalaciones están construidas, el sector enfrenta costos marginales crecientes, en términos de las pérdidas de transmisión. Estas economías de escala ex ante, pero no ex post, hacen que la transmisión no sea un monopolio natural. Tiene cierto poder de mercado en algunos momentos, pero no siempre, por lo que pueden existir perfectamente líneas de transmisión compitiendo entre sí.

En consecuencia, lo que exhibe el sistema es competencia generación–transmisión versus generación local. En otras palabras, lo que hay es competencia entre proyectos de generación en el sur del país unidos a sistemas de transmisión y proyectos de generación local. Por lo mismo, la integración vertical entre generación y transmisión no afecta necesariamente la competencia , pues los interesados en el desarrollo de la transmisión son los generadores que la van a requerir para traer su energía a la zona central del país. La transmisión, por ende, exhibe competencia entre “carreteras alternativas o líneas de transmisión”.

Hoy se permite el “bypass” de inversiones que pueden ser ineficientes. En la actualidad ha habido una serie de litigios para definir las áreas de influencia. Opina que debiera avanzarse en una definición de áreas de influencia o pasar a un esquema de permisos de transporte transables, en el que sea el mercado el que adecue las tarifas a la capacidad del sistema.

c) Distribución.

Este segmento tiene características de monopolio natural cerrado a la competencia, que en la práctica no opera bajo un esquema de acceso abierto. Es lo que en economía se conoce como “cuello de botella”. Por eso, es importante que el proyecto de ley contemple los peajes de subtransmisión y de distribución, a fin de que el generador pueda llegar a los usuarios finales y no se encuentre con esa barrera de ingreso a las redes.

d) CDEC.

Explicó que en los Estados Unidos, el operador del sistema se llama ISO (Independent System Operator), que, efectivamente, es independiente. En Chile, el operador del sistema o CDEC es el “club

de generadores y transmisores", el cual no es independiente y vela por los intereses de sus miembros. Ellos tienen la obligación de preservar la seguridad del servicio, garantizar la operación más económica del sistema y garantizar derechos de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión.

Un defecto es que falta información respecto de la operación del sistema, de la que son responsables los miembros del CDEC. Falta transparencia. No se conoce información sobre fallas de las máquinas durante la crisis económica.

Este tema no es abordado en el proyecto de ley. Propone un CDEC constituido como una sociedad anónima que obtenga beneficios en función de su buen o mal desempeño en el despacho.

e) Generadores tienen tres mercados donde evacuar su energía.

Hoy, los generadores pueden evacuar su energía al mercado de contratos libres con los grandes clientes (más de 2MW); al mercado entre generadores o "spot", que es un mercado simulado en función de sus costos marginales declarados, y al mercado regulado, respecto del cual la Comisión Nacional de Energía "negocia" las tarifas eléctricas en representación de los clientes.

Respecto de rebajar el límite para ser considerado cliente libre, opina favorablemente. Sin embargo, está claro que un cliente residencial jamás podrá negociar libre y directamente su tarifa. Por ende, bajar el nivel de potencia exigido abrirá el mercado para que entren más oferentes. Para liberalizar tarifas, habría que tener el resguardo de que siempre exista la opción a una tarifa regulada para los clientes pequeños si no hay competencia en la oferta.

¿Por qué cambiar la regulación?

a) Por las crisis eléctricas del SIC y del SING, que ocurrieron por una serie de causas, cuyo resumen es el siguiente:

SIC:

- Sequía no anticipada que excede los parámetros del modelo. Situación de fuerza mayor.

- Competencia en generación facilita el ingreso de nuevas tecnologías, máquinas prototipo, con alto riesgo de falla.

- Precios de Nudo inflexibles y decrecientes.

- Limitada disponibilidad de unidades de respaldo para hacer frente a la crisis de suministro eléctrico.

SING:

- Competencia en generación facilita el ingreso de nuevas tecnologías vendiendo en el mercado spot.

- Bloques individuales de oferta y demanda significativos.

- Fuerte crecimiento en generación y normas insuficientes para coordinar el ingreso de nuevas centrales.

- Limitada disponibilidad de máquinas de partida rápida, relés de BF, problemas de reserva en giro.

- Contratos de suministro incompletos.

b) Por algunas indefiniciones de la actual legislación, que han dado lugar a litigios entre empresas.

En cuanto a las **reacciones a las crisis,** se aprecian las siguientes:

EN EL SIC:

Querellas y conflictos entre empresas.

-Respuesta de la autoridad:

•Tres decretos de racionamiento eléctrico.

•Art. 99 bis, elimina fuerza mayor, aumenta compensaciones, costo de falla, socialización del déficit. El artículo 99 bis ha sido muy complicado para el sector, en el sentido de que impone a las empresas generadoras un nivel de riesgo que no tiene relación con los precios que se le pagan. Dice no estar tan seguro de que los consumidores quieran pagar altas tarifas a cambio de tener asegurado el suministro eléctrico “a todo evento”. Por ende, no hay que imponerse los mismos niveles de exigencia que en países desarrollados.

•Resolución 88.

-Medidas adoptadas por las empresas.

EN EL SING:

-Querellas.

-Reclamos de empresas mineras

•Problemas en los contratos

•Indefinición responsabilidades

•Escasa disponibilidad de mecanismos de respaldo y reserva en giro

•Necesidad de relés de BF (48 Hz)

•Límites a la potencia de despacho de las máquinas.

-CDEC “Plan de Seguridad de Corto Plazo”:

•Relés de BF

•Aumento de la reserva en giro (15% a enero de 2001)

•Límite al aporte máximo efectivo de cada central de 180 MW, hoy 200 MW.

En cuanto a los **efectos de las crisis,** se observan los siguientes:

EN EL SIC:

-Costo de falla, socialización del déficit e incentivo perverso del generador excedentario.

-Compensaciones, costo de falla y contratos de suministro con empresas distribuidoras.

-Incentivos a la inversión, precios de nudo, reducción en margen de reserva de potencia teórico.

-Resolución 88 expropiatoria.

-Solicitud de empresas para liberalizar precios de nudo (versus menú de tarifas más flexible o desarrollo de instrumentos financieros).

-Ley “larga”, ley “corta” y riesgo regulatorio.

EN EL SING:

-Genera incentivos para renegociar contratos de suministro

-Genera incentivos para suscribir contratos con consumidores “insatisfechos”.

-Reconocimiento de que la solución requiere de la cooperación de todos.

-Límite a la capacidad de generación de las centrales sube el precio “spot” de la electricidad.

Señaló que en relación con los problemas que tiene la industria eléctrica, es evidente que falta inversión en todo el sistema, debido a los problemas que en cada caso se indican:

a) En generación, hay un aumento en el riesgo del negocio.

b) En el nivel de transmisión, en general el desarrollo de la transmisión responde a la necesidad de los generadores de querer evacuar su energía en los centros de consumo. En este segmento, hay problemas en cálculo de tarifas de transmisión, particularmente por el concepto de “área de influencia”. Además, hay falta de claridad en los peajes, lo que puede llevar a un incentivo perverso para que se congestionen algunas líneas de transmisión para obtener mayor ingreso tarifario.

c) En distribución, hay serios problemas en la licitación de estudios para calcular los VAD y cambio de los resultados de éstos por parte de la autoridad, con lo que se vicia el proceso tarifario. Además, hay falta de tarifas de uso de la red de distribución y sistemas de subtransmisión.

d) Otro problema es que el precio de nudo la energía es inflexible y el precio de la potencia y de su distribución es fijo. En parte, la crisis eléctrica se debió a que el mercado no funcionó. La sequía disminuyó la oferta en generación y esta disminución ocurrió en un momento en que el precio iba cayendo, por lo que se produjo que las generadoras agotaron sus recursos para producir más, mientras el mensaje para los clientes era consumir más, debido al bajo precio de la tarifa. El problema se debió a la inflexibilidad del precio de nudo frente a la escasez. El proyecto de ley reduce la banda, pero no reconoce el problema.

e) El CDEC es un “Club de generadores y transmisores” en que falta transparencia e información sobre cómo opera el sistema. Se requiere de un CDEC con mayor independencia.

f) Ausencia de un mercado de servicios complementarios o esenciales (capacidad de reserva y giro, partida autónoma, apoyo para la puesta a punto de las máquinas, etcétera).

g) Un cartel puede controlar la cantidad y/o la calidad de sus productos.

Finalmente, explicó cuales son los principales

a) El proyecto está centrado en el segmento de la transmisión, por lo que no se abordan muchos de los problemas mencionados, relegando un sinnúmero de materias a ser tratadas en un reglamento y en un futuro proyecto de ley. Su ambigüedad da espacio para que surjan largos procesos de litigación entre las partes.

b) La definición de la transmisión como un servicio público (distinto de un concepto de acceso abierto), junto al establecimiento de un comité de planificación de la transmisión con tarifas establecidas al costo del servicio (garantizando la rentabilidad de las inversiones aprobadas), destruye la competencia en generación y llevará a sobreinversiones ineficientes en transmisión que deberán ser financiadas por todos los usuarios del sistema (efecto Averch-Johnson). Una alternativa con mayor contenido económico está en el establecimiento de un mercado de derechos de transmisión transables.

c) Carece de incentivos económicos que lleven a una mejor operación del sistema e inversiones más eficientes en el sector generación-transmisión. Factor de prorrata 50% - 50% es arbitrario y puede socializar el costo de las inversiones, GGDF y GLDF sin ninguna racionalidad económica. No se promueve el desarrollo de un sistema eficiente.

d) Carece de una definición técnico-económica de lo que es un sistema troncal.

e) La transmisión debiera ser remunerada en función de su desempeño y debe asumir riesgos como cualquier otro negocio.

f) El precio de la potencia debe estar en función de la oferta de potencia. Hoy es fijo. Sin embargo, este tema debe ser analizado en conjunto con el mercado de servicios complementarios.

g) La reducción de la banda de precios libres ±10% a ±5% para la fijación del precio de nudo debe ir acompañado de una mayor claridad respecto de lo que es el precio libre.

h) Reconoce la necesidad de desarrollar los conceptos de “servicios complementarios o esenciales”, distintos a la oferta de potencia y energía, requeridos para la correcta operación y desarrollo de las inversiones en el sector. Este es un tema fundamental que debe ser tratado en profundidad.

i) Avanza tímidamente en la problemática de establecer tarifas para el uso de sistemas de subtransmisión-distribución. Resulta importante en esta parte reconocer el potencial de los sistemas SGD (“sistemas de generación distribuida o dispersa”), como microturbinas o sistemas eólicos que se instalan dentro de la red.

j) No aborda la inflexibilidad del precio de nudo o contratos de suministro eléctrico regulados en situaciones de escasez.

k) No existe una visión de política de un uso más racional de la energía.

l) Existe una regulación asimétrica de los sistemas eléctricos.

m) No aborda la problemática del artículo 99 bis, que introdujo un riesgo excesivo a los generadores que suscriben contratos de suministro con las empresas distribuidoras (importancia del mercado de servicios complementarios y la posibilidad de elegir de los usuarios).

oooooooooooooooooo

9.- Exposición del Presidente del Directorio de Colbún, señor Emilio Pellegrini Ripamonti.

El señor Pellegrini en su exposición señaló que la presentación tiene como enfoque las implicancias que tiene el proyecto en la señal económica y la forma como se transmite a los distintos agentes del sector.

Indicó que como consideración general, el proyecto busca resolver lo siguiente:

1) Simplificar el sistema de tarificación de transmisión y evitar la inestabilidad de los cargos por este concepto.

2) Garantizar a los transmisores ingresos suficientes para cubrir costos de intervención y operación.

3) Establecer reglas claras para definir las ampliaciones del sistema de transmisión asegurando su desarrollo.

4) Posibilitar el acceso de clientes no regulados, ubicados al interior de las redes de distribución, al mercado de generadores.

5) Reducir la volatilidad de los precios regulados y, de esta manera, mitigar la percepción del riesgo asociado a los contratos con distribuidoras.

6) Dar rango legal a las reglas que regulan las transferencias de potencia (hoy sólo existen disposiciones reglamentarias) y regular la prestación de servicios complementarios.

Señaló que en opinión de Colbún, es positivo que esos aspectos sean abordados, pues contribuyen a generar condiciones para avanzar en la liberalización de los mercados. Sin embargo, es necesario precisar mejor algunos conceptos.

Por otra parte, expresó que para realizar un adecuado análisis del proyecto, es necesario, en primer lugar, examinar los fundamentos en los cuales se sustenta la conveniencia de resolver los problemas señalados en la forma que propone el proyecto. A continuación se analizan algunos de los fundamentos.

1) Según lo señala el Ejecutivo en su mensaje, **no han operado los incentivos par expandir el sistema de transmisión, lo que ha originado importantes cuellos de botella**.

Al respecto, Colbún opina que, en general, las expansiones del sistema troncal señaladas en el plan de obras de la Comisión Nacional de Energía se han realizado oportunamente. En efecto, la regulación actual entrega una señal económica que conduce a una correcta asignación de recursos entre aumentar la generación en las

zonas en las que hay más consumo o mejorar los niveles de transmisión para traer energía desde lugares más remotos.

El tramo que sí requiere una expansión aún no planificada es el que corre entre Charrúa y Temuco. Sin embargo, la señal de expansión ha sido atenuada por la propia Comisión Nacional de Energía. Este tramo no reúne las características propias del sistema troncal, sino más bien de uno de subtransmisión, pues la energía fluye siempre en un mismo sentido (hacia el sur) y no en sentido bidireccional.

Agregó que a modo de ejemplo, en el período 96-2001 se han realizado inversiones por US$272 millones (US$ 192 millones Transelec y US$ 112 millones Colbún) y para el período 2001-2004 se encuentran en ejecución inversiones por US$186 millones, sin considerar los sistemas adicionales. Esto se debe a que sí existen incentivos para expandir el sistema de transmisión.

La capacidad del tramo Charrúa-Temuco ya se habría realizado si “el incentivo” (los factores de penalización establecidos por la Comisión Nacional de Energía) hubiesen sido suficientes para justificar esta expansión.

La inversión en generación ha permitido que la capacidad instalada se mantenga entre el 34% y el 60% por sobre la demanda máxima (el margen actual es de 44%). Esa misma inversión ha permitido aumentar la proporción de capacidad térmica en relación a la capacidad hidráulica desde el 21% a más del 60% en diez años, aumentando considerablemente la seguridad ante sequías.

2) Según lo señala el Ejecutivo en el N°1 del capítulo III del mensaje, **no existe obligación de expandir la red, debido a que la transmisión no tiene características de servicio público**.

Lo primero que aclara Colbún es que la calificación de “servicio público” no obliga a la expansión de la red. Es más, en ninguna actividad de servicio público existe la obligación de invertir, sino la de dar servicio. Es el prestador el que decide cómo cumplir con la obligación de otorgar servicio a quien lo solicite. La obligación de invertir es inconstitucional.

3) El mensaje del Ejecutivo, señala en el N°2 del capítulo III; **falta claridad en la determinación de peajes**.

Según opinión de Colbún, no obstante que los arbitrajes han permitido avanzar en la adopción de metodologías y criterios para determinar los peajes básicos, subsisten algunos problemas que es necesario corregir. Por ejemplo, los arbitrajes toman tiempo y cuestan dinero, lo que afecta contra el proceso de determinación de peajes. El proyecto busca un procedimiento más expedito, lo que es positivo. Sin embargo, no se necesitan cambios tan radicales como los propuestos, ya que podrían producir inconvenientes más graves que los existentes.

Agregó, que en todo caso, es necesario tener presente que:

-El 83% del total de los peajes de transmisión corresponden a Endesa, que tiene centrales de generación alejadas de los centros de consumo. Además, Endesa tiene celebrados contratos de peajes básicos de carácter indefinido con Transelec.

-Colbún y Gener, que representan el 7% y 6%, respectivamente, del total de peajes, han celebrado contratos mediante los arbitrajes contemplados en la ley, según lo informado por Transelec, públicamente.

Planteó, que por reglamento, el área de influencia llega hasta la subestación básica de energía y las prorratas se calculan en base a las potencias firme; por lo tanto, son de fácil determinación, ya que las potencias firmes son conocidas y las establece el CDEC todos los años.

La dificultad para determinar los peajes que deberá pagar cada empresa es un tema aún no definido en el proyecto de ley, y puede aumentar en lugar de reducirse. Los peajes se continuarán determinando mediante metodologías complejas y el monto a pagar dependerá, en gran medida, de los nuevos criterios que se adopten, con el agravante de que se sustituye la instancia de arbitraje independiente por la resolución administrativa del Ministerio de Economía, lo cual es altamente inconveniente. Además, Colbún no aprecia que exista la suficiente independencia en el Ministerio de Economía para resolver objetivamente.

4) Según lo indica el Ejecutivo, en el N°2, letra a) del capítulo III del mensaje, **el costo del peaje se ha convertido en un factor que inhibe el ingreso de nuevos inversionistas**.

Al respecto, no existe evidencia de inversionistas que no hayan ingresado al mercado por esta razón. El no ingreso de más inversionistas se debe a otras razones.

Explicó que en los últimos cinco años han ingresado al sector importantes inversionistas como Tranctebel, Endesa España, AES, Scudder, Iberdrola e Hydro-Québec y existen inversionistas estudiando proyectos sin que hayan mencionado esta limitación.

5) Según lo establece el Ejecutivo, en el N°2 letra a) del mensaje, **el sistema de determinación de peajes actual no da garantías de una aplicación no discriminatoria**.

Esta aseveración era efectiva hace algunos años, cuando Transelec formaba parte de Endesa.

La mejor garantía ante eventuales discriminaciones es la posibilidad de recurrir a un arbitraje obligatorio. Quedar sujeto a una resolución administrativa, como se ha propuesto, es más riesgoso e imprevisible.

Indicó que en el caso de peajes al interior de la red de distribución, efectivamente la regulación actual resulta insuficiente para garantizar el acceso en condiciones de equidad y el proyecto enfoca adecuadamente este punto.

6) En conclusión, se puede sostener que:

a) No es necesario “viabilizar” inversiones en transmisión mediante subsidios de los consumidores, los que pagarían el 50% del costo de transmisión, según lo propone el proyecto de ley.

Hoy sí existen los incentivos económicos adecuados, en manos de la Comisión Nacional de Energía, para que se desarrollen las líneas de transmisión necesarias, ya sea por los transmisores o por los mismos generadores.

b) El sistema de transmisión se ha expandido adecuadamente, sin necesidad de una planificación centralizada o de la obligatoriedad de realizar inversiones, pero requiere de perfeccionamientos.

c) Las deficiencias existentes en el sistema troncal pueden ser resueltas de manera más simple y efectiva, mejorando el esquema de remuneración actual.

En todo caso, cualquier método que mantenga la equidad en la competencia va a ser complejo y de difícil resolución. Es equivocado pensar que la centralización de las decisiones de inversión en transmisión va a simplificarlo.

Explicó que en relación a los aspectos centrales del proyecto, es necesario señalar lo siguiente:

1) El proyecto divide el sistema de transmisión en tres segmentos: troncal, de subtransmisión y adicional.

Aunque la segmentación parece apropiada, Colbún estima que requiere perfeccionarse, especialmente el sistema troncal.

•El **sistema troncal** es el que incluye las instalaciones consideradas esenciales para el desarrollo de la competencia, el cual tiene acceso abierto, precios regulados y es pagado por generadores y consumidores en partes iguales.

•El **sistema de subtransmisión** es aquel conformado por las instalaciones usadas para conectar los sistemas de distribución al sistema troncal, el cual también tiene acceso abierto, precios regulados y es pagado por los consumidores, y al cual también tienen acceso los clientes libres.

•Los **sistemas adicionales** son todas las demás instalaciones de transmisión y cuyo pago es pactado bilateralmente. Generalmente, son las líneas de inyección de centrales lejanas al sistema troncal, o bien, de grandes clientes que conectan el sistema central con sus propias instalaciones, como por ejemplo la Minera Andina, Disputada de Las Condes, Chuquicamata, etcétera.

2) El proyecto introduce limitaciones a la propiedad del sistema troncal.

3) Regula los peajes de acceso al interior de las redes de distribución.

4) Estrecha la banda de variación de los precios regulados respecto de los precios libres.

Opinó que la empresa Colbún está de acuerdo con este punto, siempre que esta materia se regule de manera apropiada, ayudará a evitar descoordinaciones entre el precio de nudo y el precio de equilibrio del mercado. La Comisión Nacional de Energía ha reconocido que el nivel de competencia se ha acentuado, por lo que ha accedido a estrechar la banda al ±5%, lo cual es positivo tanto para el generador como para los usuarios.

5) Incorpora en la ley los conceptos de potencia firme y de servicios complementarios.

6) Establece un nuevo sistema de tarificación para sistemas medianos.

También se refirió **a las virtudes** que tiene el proyecto de ley.

1) La regulación de subtransmisión permitiría traspasar los costos de transmisión a las distribuidoras que los usan y resolver el problema actual que tienen algunas de ellas.

Como por ejemplo le ocurre actualmente a Saesa, que no ha podido tener contratos con generadoras debido a que el costo de la línea Charrúa-Temuco no está incorporado en los precios de la distribuidora e involucra un costo adicional para los generadores. El tema es que, entre venderle a Saesa en Temuco o a Chilquinta en Valparaíso, para una generadora es preferible esta última opción, porque tiene todos los peajes pagados hasta ese destino.

2) Hace posible el acceso de clientes no regulados, ubicados al interior de las redes de distribución, al mercado de generadores. Con ello se incentiva la competencia y permite una mayor transparencia.

Esta situación da una nueva alternativa de suministro a los industriales ubicados en el interior de una zona de distribución, lo que les permitirá reducir sus costos.

3) Mitiga la percepción del riesgo asociado a los contratos con distribuidoras al estrechar la banda de variación de los precios regulados respecto de los precios libres.

Esta medida permite a los inversionistas tener mayor certeza de los precios de la energía que va a requerir.

4) Incorpora en la ley los conceptos de “potencia firme” y “servicios complementarios”. Así, da rango legal a las transferencias de potencia (hoy sólo existen disposiciones reglamentarias) y regula la prestación de los servicios complementarios.

Explicó que la energía eléctrica se vende por un concepto de capacidad (potencia) y de consumo diario (energía). Hoy en día, la regulación de la capacidad (potencia) está hecha sólo a nivel reglamentario. El proyecto la eleva a rango legal, lo cual es positivo.

En todo caso, el reglamento deja abierta la posibilidad de diferenciar entre sistemas, pues la capacidad en el SIC y en el SING nada tienen que ver, ya que se trata de sistemas independientes y con características distintas: en el SING predominan los grandes clientes industriales y las generadoras son pequeñas, por lo que la capacidad está asociada a contratos, mientras que en el SIC hay miles de clientes, casi todos asociados a empresas distribuidoras. En consecuencia, el tratamiento de las potencias es distinto en ambos sistemas. No se puede simplificar y establecer el mismo tratamiento para todo el país, ya que se producirían distorsiones relevantes. La ley establece que, en el momento de interconectarse, habrá un solo sistema troncal.

Explicó cuales son los inconvenientes que tiene el proyecto de ley propuesto:

Lo primero que la empresa Colbún hace presente es que el proyecto de ley le encomienda al reglamento una multiplicidad de materias, lo que equivale a legislar por decreto. Ante tal evento, es de vital importancia conocer el borrador de reglamento en el momento de iniciar la

discusión particular del proyecto, porque en él quedan muchas materias en el aire.

A) Respecto del sistema troncal.

1) La forma de pago propuesta crea un subsidio a los generadores en perjuicio de los consumidores alterando la correcta asignación de recursos.

Estimó que la forma correcta es que los costos de transmisión los paguen los generadores. No hay razón para que los consumidores asuman esos costos. Dijo tener la impresión de que la autoridad está convenciéndose de lo mismo.

Desde otro punto de vista, no es positiva la inclusión de subsidios cruzados. Al pagar los consumidores el 50% de la transmisión, están subsidiando a las centrales situadas más lejos de los centros de consumo.

2) Favorece el desarrollo de proyectos de generación alejados de los centros de consumo al atenuar la señal de localización, producto de este subsidio.

El señor Pellegrini estimó que es más eficiente construir pequeñas centrales cercanas a los centros de consumo. Con el proyecto, se instalarán centrales en las regiones XI y XII, las que pagarán sólo la mitad del gran costo que les significaría llegar a la zona central, debiendo asumir la otra mitad los consumidores.

3) La planificación centralizada del sistema de transmisión, e indirectamente de la generación, aumenta el riesgo que el regulador esté expuesto a presiones por los transmisores y generadores dominantes.

Opinó que no es bueno someter a la autoridad a problemas complejos al tratar de planificar algo que el mercado cambia constantemente. Por ejemplo, hace siete años nadie pensaba en la interconexión SING-SIC o con Argentina. Por eso, aunque el objetivo del proyecto es reducir la incertidumbre de los costos de transmisión, la planificación centralizada apunta en la dirección contraria, ya que hace tanto o más inciertos que en la actualidad los costos de transmisión y los riesgos encubiertos.

4) Se beneficia directamente al generador dominante. El subsidio es de US$25 millones anuales aproximadamente.

5) Esto refuerza aun más la formidable ventaja competitiva del mayor poseedor de derechos de agua.

6) Las restricciones a la propiedad refuerzan el monopolio de transmisión y limitan la posibilidad de competencia.

Expresó no entender la razón por la cual los generadores no pueden tener líneas de transmisión, en la medida en que no sean actores dominantes. Es la Comisión Antimonopolios y no la ley la que debiera precaver cualquier situación antimonopólica e impedir a ciertos actores las líneas que les permitan competir. Además, puede suceder que el transmisor le cobre muy caro a la generadora, como le ocurrió a Colbún el año 1998, por lo que debió construir su propia línea.

7) A la transmisión se le garantiza una rentabilidad excesiva para el bajo nivel de riesgo.

La rentabilidad se le fija en el 10%. Parece que la autoridad está estudiando la posibilidad de modificar este aspecto y establecer una tasa variable, lo cual es más positivo.

8) La modalidad de remuneración propuesta estimula a que gran parte del sistema sea considerado como troncal.

9) No se establecen criterios objetivos para determinar el sistema troncal, lo que introduce incertidumbres difíciles de evaluar para los inversionistas.

10) El Comité sólo conduce los estudios para determinar las expansiones del sistema troncal, requiere de equilibrios en su composición y no tiene atribuciones decisorias.

Según el proyecto de ley, el Comité que licita, adjudica y supervisa el estudio de expansión y valorización de la transmisión troncal está integrado por cinco miembros, dos de los cuales son transmisores, los que obviamente tienen interés en que se hagan las expansiones del sistema troncal, ya que la transmisión tiene los ingresos garantizados. Además, los usuarios tienen un solo representante, en circunstancias que los usuarios del sistema de transmisión son tanto los generadores como los distribuidores o clientes libres, los que pagan por mitades los costos de transmisión.

El hecho de que ese Comité no tenga capacidad resolutiva introduce problemas en cuanto a la responsabilidad por las decisiones adoptadas. En consecuencia, la planificación centralizada diluye la responsabilidad del transmisor, el que debe construir o expandir las líneas que indica el estudio de expansión y valorización de la transmisión troncal.

11) El último inconveniente del proyecto respecto de la transmisión troncal es que concentra todas las decisiones en la Comisión Nacional de Energía y en el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, sin establecer mecanismos reales y efectivos de apelación.

B) Respecto del sistema de subtransmisión.

-La definición del sistema de subtransmisión requiere precisiones ya que no debe incluir en él aquellas instalaciones que conectan a “los usuarios no sometidos a regulación de precios”.

C) Respecto de los sistemas adicionales.

1) Obliga a dar acceso cuando exista capacidad disponible, aun si esta capacidad está comprometida mediante contratos, dejando éstos sin efecto práctico.

Indicó que a modo ejemplo, si la División Andina de Codelco construye una línea más grande de lo que requiere, debido a que supuso que en cinco años iba a duplicar su capacidad, el proyecto de ley permite a un tercero utilizar la capacidad disponible, con lo que, en el futuro, Andina no podría disponer de la línea.

2) Hace que la libertad de convenir los peajes bilateralmente sea nominal al regularlos rígidamente.

Opinó que si existe un contrato que regula los peajes, no puede la ley entrar a definir la forma en que el interesado debe cobrarlo.

D) Respecto de la línea de interconexión.

1) El proyecto señala que es conveniente “viabilizar” las líneas de interconexión haciéndolas parte del sistema troncal.

2) El proyecto no permite apreciar la ventaja de esta consideración ni evaluar la conveniencia de ella.

3) Puede estar basada en percepciones equivocadas de seguridad y costos.

En opinión de Colbún, una interconexión SIC–SING **no aumenta** el nivel de seguridad en caso de sequía. Esta línea solo reemplazaría algunas de las nuevas centrales que deberían construirse en el SIC, por tanto, la seguridad en casos de sequía será igual a la del caso sin línea.

Además, una línea de interconexión **no diminuye** los costos de la energía en el SIC, pues el costo marginal de generación en el SING es en general más caro que en el SIC.

E) Respecto de otros aspectos.

1) El proyecto contiene disposiciones cuya constitucionalidad debe ser revisada:

•Obligación de enajenar bienes declarados parte del sistema troncal.

•Limitaciones al acceso de la propiedad del sistema troncal.

•Obligación de invertir en el caso del sistema troncal.

•Obligación de dar acceso abierto en líneas sin concesión que sean declaradas de “subtransmisión”.

Acerca del último punto, la actual ley dice que aquellas líneas que se han construido sin concesión y que no utilizan bienes nacionales de uso público no están obligadas a permitir el uso de terceros.

2) Dilución de responsabilidades en caso de fallas. Las decisiones de expansión del sistema son tomadas por terceros, ajenos a los propietarios y generadores, por lo que no responderían en caso de fallas.

La planificación centralizada de la transmisión traspasa la responsabilidad original del transmisor a la autoridad central, donde se diluye.

3) La falta de un borrador del reglamento de la ley y la amplitud de las materias dejadas a él hacen prácticamente imposible evaluar los alcances exactos de la nueva regulación, dificultando y retrasando las decisiones respecto de proyectos de inversión.

Reiteró que el Ejecutivo debiera hacer público el borrador de reglamento, de modo que sea tenido en cuenta durante el estudio en particular del proyecto de ley.

Proposiciones.

En seguida planteó una serie de proposiciones para mejorar el proyecto de ley, en debate.

1) Establecer algunas condiciones objetivas para que una línea forme parte del sistema troncal.

2) Dejar la remuneración del sistema troncal **sólo de cargo de los generadores** y mantener un sistema similar al actual (se pagan por los tramos hasta la S/E básica, es decir, según uso efectivo).

3) Introducir algunos perfeccionamientos al actual sistema de peajes para evitar que queden algunos tramos sin remunerar.

4) Mantener las decisiones de expansión en quienes las necesiten.

5) Eliminar la restricción para que las generadoras puedan hacer nuevas líneas, ya que la mejor protección ante el monopolio es reducir la dependencia de él.

6) No integrar las líneas de interconexión al sistema troncal “per se”, sino sólo cuando los flujos a través de ellas sean clara y significativamente bidireccionales y cumplan las condiciones objetivas que se establezcan. Antes de esto, deberían ser consideradas como toda línea de inyección y pagadas por quienes se benefician.

7) Limitar el sistema de subtransmisión sólo a aquellas instalaciones que permiten inyectar directamente desde el sistema troncal a los sistemas de distribución.

8) Ejecutar, en este caso, las expansiones e incorporarlas al sistema troncal de la siguiente forma:

•En el caso de expansiones que consideran esencialmente modificaciones de las instalaciones existentes para aumentar su capacidad, son realizadas por el dueño y su valor incorporado a los AVNR y siguiendo la regla general.

•En el caso de otras expansiones (por ejemplo nuevas líneas o subestaciones) asignarlas mediante licitación abierta a quien ofrezca el menor costo de peajes durante un cierto plazo.

9) Mantener CDEC independientes mientras no se cumplan las condiciones para que las líneas de interconexión pasen a formar parte de un solo sistema troncal.

10) Mantener un tratamiento independiente para los cálculos de potencia firme y de los servicios complementarios, a fin que éstos den cuenta de las características particulares de cada sistema, las que, como señala el mensaje, son muy diferentes.

11) Precisar claramente el alcance de las obligaciones y derechos asociados a la categoría de “servicio público” para los efectos de esta ley.

A continuación, planteó una síntesis de problemas que existen en el sistema eléctrico.

A) Problemas en generación.

1) Falta de inversión en nueva capacidad de generación.

Señaló que han habido momentos en los que los generadores han declarado que no cuentan con los incentivos necesarios

para invertir en generación. Desde 1999 en adelante, no han habido significativas inversiones en generación en el país. No se han producido problemas porque la demanda eléctrica ha crecido menos de lo esperado y porque la situación hidrológica ha sido favorable.

2) Hay reticencia de generadores a firmar contratos con distribuidores.

Este es un grave problema, pues sin contratos el distribuidor no tiene posibilidad alguna de abastecer a su área de concesión. Los que quedarían sin suministro serían los usuarios finales.

3) Existen barreras de entrada y concentración del mercado de generación, lo que atenta contra la competencia.

•Soluciones.

1) Perfeccionar el artículo 99 bis, para resolver las condiciones de escasez al mínimo costo, mediante las siguientes medidas:

a) Definir mecanismos para que el déficit en episodio de racionamiento lo paguen los generadores deficitarios.

Hoy, producido el racionamiento eléctrico, la compensación deben asumirla por igual todos los generadores del sistema. Sin embargo, parece lógico y razonable que los generadores que disponían de energía y cumplieron sus contratos no tengan que compensar a los usuarios finales.

b) Definir el nivel de seguridad del suministro deseado.

Según la norma actual, ninguna sequía, por muy extrema que sea, puede constituir una causal de fuerza mayor para los generadores. El mensaje subyacente es que la sociedad quiere un sistema que no falle nunca, independientemente de la gravedad de la sequía que pueda ocurrir, por lo que siempre los generadores tendrán que compensar a los usuarios finales. Esto es bastante incorrecto para un sistema eléctrico, como lo es, por ejemplo, para el servicio de agua potable, pues el nivel de seguridad absoluto tiene un costo social demasiado alto, debido a que habría que contar con una sobrecapacidad de generación y transmisión.

En consecuencia, es razonable pagar una energía más barata durante varias décadas y, cuando se presente un episodio de sequía, estar dispuesto a que se suspenda el suministro durante un par de horas al día.

c) Generar mecanismos bien estructurados para que se paguen las compensaciones a los clientes.

Explicó que las compensaciones derivadas de la crisis energética de 1999 se encuentran todas en juicio, por lo que los clientes finales no han recibido compensación alguna. Estima que los generadores tienen muy buenos argumentos para reclamar que se les está aplicando una nueva exigencia respecto de contratos preexistentes. Por eso, el mecanismo de compensaciones debe aplicarse a partir de una fecha adecuada.

d) Permitir que los consumidores y otras empresas vendan energía y ahorro de consumo a los generadores deficitarios.

2) Reducir las barreras de entrada en el mercado de generación, a través de los siguientes remedios:

a) Administración independiente del CDEC.

Señaló que en la actualidad, el CDEC está administrado por los generadores. Una administración independiente haría que fuera más sencillo para un generador que no es parte del sistema evaluar una inversión, pues le daría más garantías de que sus transacciones comerciales y físicas serán tratadas en forma objetiva.

b) Información pública de las transacciones comerciales y de la operación del sistema.

Hoy es muy difícil obtener información de las transacciones físicas y comerciales entre generadores. Este acceso es muy importante al evaluar un nuevo proyecto de generación.

c) Libre acceso a los sistemas de transmisión.

Explicó, que en general, existe este libre acceso. Sin embargo, para perfeccionarlo, hay que mejorar la regulación de la transmisión.

3) Condición de factibilidad: cualquiera que sea la forma que se emplee para resolver los problemas de generación, debe asegurarse que los costos de compra del concesionario de servicio público de distribución sean un perfecto “pass through” a los clientes regulados, es decir, que el costo real de compra de la energía sea posible traspasarla a los clientes finales.

B) Problemas en transmisión.

Los principales problemas en este segmento son:

1) Exceso de discrepancias sobre el uso que los generadores hacen del sistema de transmisión, derivado de la falta de definición de área de influencia de una central y de nudo básico del sistema.

2) Discrepancias sobre valores del VNR de transmisión.

3) Incertidumbre sobre el pago del aporte a la confiabilidad del sistema que hacen algunas líneas.

C) Problemas en distribución.

1) Dificultades para suscribir contratos de suministro con los generadores.

Dijo que curiosamente, los contratos con los distribuidores antes eran los más atractivos para los generadores, con lo que había un elevado grado de competencia. Así, cuando una distribuidora llamaba a licitación para contratar su suministro, se presentaban muchos generadores interesados. Hoy ocurre lo contrario: los clientes distribuidores son menos atractivos que los clientes libres, lo que ha llevado a que Chilectra y Saesa hayan tenido que declarar desiertas varias licitaciones. Esto se debe al sistema de compensaciones a clientes finales establecido por el artículo 99 bis (clientes regulados) y a la relación de esta situación con el precio de nudo. El hecho de que las compensaciones no tengan límite hace que el generador, con justa razón,

sea reticente a firmar contratos con las distribuidoras y a tener que compensar a sus clientes a todo evento. Si las compensaciones tuvieran un límite, los generadores estarían nuevamente dispuestos a firmar contratos con los distribuidores, debido a que su riesgo ya estaría limitado. Hizo hincapié en que no es partidario de eliminar el sistema de compensaciones, sino de regularlo en los términos planteados.

En relación con lo anterior, si se dejara libre el precio de nudo, todas las distribuidoras tendrían contrato, pues habría algún precio al cual el generador estaría dispuesto a vender su energía. Sólo que en ese precio se reflejaría la obligación de compensar, por lo que sería más alto que el actual.

También hay algunos casos puntuales de restricciones en transmisión que influyen en que las distribuidoras tengan dificultades para suscribir contratos de suministros. El caso más claro es el de Saesa, con el tramo de transmisión Charrúa-Temuco, que es una causal adicional de que esa distribuidora no tenga contrato. El Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción dice que la única razón por la cual no hay contratos es por las restricciones en la transmisión, lo cual no es cierto. Por eso Chilectra, que no tienen ninguna restricción en transmisión, ha debido declarar desiertas varias licitaciones.

•Soluciones.

Las soluciones son las mismas que para la generación: modificar el artículo 99 bis y reducir las barreras de entrada al mercado de generación. Asimismo, aclarar la tarificación de la transmisión troncal para evitar los cuellos de botella.

2) Mecanismo actual de fijación VAD tiende a divergencias.

Otro problema del segmento de la transmisión es el de las divergencias que se producen, respecto de la fijación de tarifas (valor agregado de distribución), entre los estudios de los consultores de la Comisión Nacional de Energía y los de las empresas. Al final, el mecanismo de promedio tiende a polarizar las posiciones.

•Soluciones.

La solución consiste en contar con una comisión pericial permanente que resuelva de la siguiente forma:

-Ante divergencias mayores al 5% entre los valores finales de la Comisión Nacional de Energía y de las empresas, la comisión pericial permanente elegiría entre uno u otro estudio.

-En caso de diferencia menor al 5%, debe adoptar los valores propuestos por la Comisión Nacional de Energía.

3) Calidad de servicio.

Respecto de este problema, cuando el usuario final sufre una suspensión del suministro eléctrico, no le importa si la falla la produjo el generador, el transmisor, el subtransmisor y el distribuidor. Sólo le preocupa que se le otorgue un mal servicio. El problema es que la cadena de responsabilidades no está bien definida; nada se ha dicho sobre los límites aceptables de calidad de cada uno de los segmentos de la cadena de producción. Por lo mismo, es difícil establecer al responsable de la falla y, por lo mismo, a quien debe compensar a los clientes finales.

Actualmente, según el artículo 16 B, es el distribuidor el que compensa al cliente final, independientemente de quién ocasiona la falla. Con posterioridad, puede repetir contra el causante. Por lo dicho, esta norma es poco equitativa. Además, es altamente difícil para el distribuidor repetir contra cualquier causante de una falla.

También es bastante cuestionable que la compensación que paga el distribuidor sea el doble de la energía al costo de falla, mientras que la compensación que el generador paga en época de racionamiento sea sólo la energía fallada al costo de falla menos el precio base de la energía. Al respecto, opina que esta situación debiera ser simétrica, pues ambas deben medirse en relación con el daño producido al cliente cuando se le corta la energía.

Expresó que a tres años de la modificación legal no se vislumbra una corrección.

•Soluciones.

a) Explicitar en la ley (no es suficiente una referencia reglamentaria) las obligaciones y derechos de todos los participantes: generadores, transmisores, distribuidores y clientes.

b) Definir procedimientos administrativos de pago de compensaciones entre generadores, transmisores, distribuidores y clientes, donde el principio sea “el que falla paga”.

Dijo que al respecto, recuerda que hay fallas que pueden deberse a los clientes, los que pueden producir contaminaciones armónicas de la red eléctrica.

c) El monto de la compensación debe ser igual al caso de racionamiento.

oooooooooooooooo

10.- Exposición del Gerente General de Chilquinta Energía S.A., señor Cristián Arnolds Reyes.

El señor Arnolds inició su exposición entregando la visión que tiene la empresa Chilquinta Energía S.A. acerca del proyecto de ley en estudio.

I. EL SISTEMA ELÉCTRICO.

El primer punto que analizó fue respecto del sector eléctrico, situación que es fundamental para el desarrollo del país en la medida en que la energía eléctrica se encuentre siempre disponible para ese desarrollo. Explicó que este sector está bajo la supervisión de la Comisión Nacional de Energía y de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, y su marco legal está contemplado en el decreto con fuerza de ley Nº1, de 1982, del Ministerio de Minería, ley General de Servicios Eléctricos, y en otras leyes y reglamentos.

Señaló que los actores del sector eléctrico son los generadores, que producen la energía eléctrica; los transmisores, que la transportan hacia los centros de consumo, y los distribuidores, que llevan la energía eléctrica hasta los usuarios finales. En el marco regulatorio se reconocen dos tipos de usuarios finales: los de precio regulado (de menos de 2 MW) y los de precio libre (sobre 2 MW). La principal diferencia entre ambos es que los clientes de precio libre pueden contratar el suministro

con quien quieran, mientras que los de precio regulado deben ser suministrados por la empresa distribuidora.

Los dos principales tipos de generación existentes en Chile son la hidráulica y la térmica. Esas centrales inyectan su producción de energía en el sistema, la que se consume por los clientes finales. Para unir ambos hay un sistema de transmisión, cuyas principales líneas e instalaciones se denominan “troncales”, que no es más que el sistema a través del cual circula la energía y la potencia hasta llegar a los usuarios. Hay otras líneas, llamadas de subtransmisión, que son las que permiten conectar los centros de consumo con el sistema troncal. Esas líneas se caracterizan porque el flujo de la energía circula en una sola dirección, a diferencia de las líneas de transmisión troncal, que se caracterizan por su bidireccionalidad.

A) La generación.

El mercado tiene **características competitivas**, lo cual es fundamental para el desarrollo del sector.

En cuanto al **régimen de precios**, éstos son libres para los clientes de más de 2 MW, regulados para los de menos de 2 MW y también regulados para los distribuidores. El precio al cual los generadores venden su energía a los distribuidores es un precio regulado, llamado precio de nudo, que la autoridad calcula cada seis meses.

El **desarrollo de proyectos** en este segmento dependerá de la demanda que haya que abastecer, de que los proyectos sean técnica y económicamente factibles, y de que los precios hagan económica y financieramente factibles los proyectos de construcción de nuevas centrales. Chilquinta es de la opinión de que se han efectuado las inversiones necesarias en este mercado, así como en el de transmisión y distribución.

Agregó que entre las regulaciones que afectan a la generación se encuentran los peajes del sistema de transmisión–transformación, la operación en el marco del CDEC y las compensaciones en épocas de sequía o en caso de falla de unidades.

B) La transmisión.

Es interesante analizar la transmisión en su conjunto (incluida la subtransmisión), pues de esa manera se advierte que Transelec y la transmisión troncal no es lo único relevante. En términos de extensión de las líneas en kilómetros, Transelec representa la mitad de las instalaciones de transmisión del país. También hay varias otras empresas que tienen líneas de transmisión que pueden considerarse troncales y otras líneas de subtransmisión que constituyen la otra mitad. Por ende, es sumamente importante regular bien tanto la transmisión troncal como la subtransmisión.

Empresa	**Km**	
Gener y filiales	786	6,6%
Endesa y filiales	1.321	11,6%
Colbún	522	4,4%
Transelec	5.629	47,5%
STS	390	3,3%
Transnet	677	5,7%
Transquillota	16	0,1%
CGE	1.125	9,5%
Emelectric	329	2,8%
Chilectra	537	4,5%

Chilquinta Energía	469	4,0%
Total	**11.861**	100%

Fuente: CDEC-SIC.

En cuanto a la tarificación de la transmisión, en la ley vigente existe un esquema de servidumbres, según la cual los transmisores deben dar acceso a terceros (Art.51). Los peajes de transmisión se fijan entre los generadores y los transmisores, con un mecanismo de arbitraje (Art. 51 A). Se traspasa a los clientes de precio regulado del costo de generación más transmisión (Art.105).

Una seria deficiencia de la ley actual es que no define la regulación de la subtransmisión, adicional o troncal.

La tarificación de la transmisión es compleja, pero se basa en un principio relativamente simple, consistente básicamente en que se establece un cargo por peaje (cuyo objeto es cubrir el retorno de las inversiones efectuadas en transmisión) y los costos de operación y mantenimiento.

C) La subtransmisión.

Explicó que la subtransmisión la constituye, como se dijo, el sistema de transmisión que lleva la energía desde la red troncal hasta los centros de consumo.

Para la tarificación de la subtransmisión se aplican las mismas reglas de la transmisión troncal, en cuanto a que se permite el uso de servidumbres de subtransmisión a terceros (incluyendo otros distribuidores) y el peaje se acuerda entre el generador y el propietario de las instalaciones, con un sistema de arbitraje.

La diferencia radica en que la Comisión Nacional de Energía tiene la obligación de fijar precio para el segmento de subtransmisión para llevar el costo de los nudos en el punto de conexión con el sistema a las subestaciones de distribución. En el fondo, se parte del nudo base del sistema; luego se va a los otros nudos, con los factores de penalización (pérdidas marginales), hasta llegar a las instalaciones de subtransmisión, con un modelo de costo medio.

D) La distribución.

Este segmento constituye un monopolio natural, se reconoce como tal, por lo que se encuentra regulado en su precio y en su exigencia de calidad de servicio. Constituye un servicio público que se entrega en concesión. Los precios se regulan cada cuatro años, lo que se conoce como “valor agregado de distribución” (VAD), que se suma al costo de generación para cobrar el servicio a los clientes finales. La calidad del servicio en distribución está regulada por la autoridad.

En general, es un segmento que ha funcionado bien. En Chile hay un alto grado de electrificación, del 100% en las ciudades y bastante alto en zonas rurales.

En este segmento no ha habido problemas de inversiones. Este sector hoy representa inversiones por más de 1.500 millones de dólares.

II SÍNTESIS DE PROBLEMAS.

A continuación, se refirió a los diferentes problemas que existen en el sistema eléctrico.

A) Problemas en generación.

1) Falta de inversión en nueva capacidad de generación.

Explicó que se han producido momentos en los que los generadores han declarado que no cuentan con los incentivos necesarios para invertir en generación. Desde 1999 en adelante, no han habido significativas inversiones en generación en el país. No se han producido problemas porque la demanda eléctrica ha crecido menos de lo esperado y porque la situación hidrológica ha sido favorable.

2) Hay reticencia de generadores a firmar contratos con distribuidores.

Este es un grave problema, pues sin contratos el distribuidor no tiene posibilidad alguna de abastecer a su área de concesión. Los que quedarían sin suministro serían los usuarios finales.

3) Existen barreras de entrada y concentración del mercado de generación, lo que atenta contra la competencia.

•Soluciones.

1) Perfeccionar el artículo 99 bis, para resolver las condiciones de escasez al mínimo costo, mediante las siguientes medidas:

a) Definir mecanismos para que el déficit en episodio de racionamiento lo paguen los generadores deficitarios.

Hoy, producido el racionamiento eléctrico, la compensación deben asumirla por igual todos los generadores del sistema. Sin embargo, parece lógico y razonable que los generadores que disponían de energía y cumplieron sus contratos no tengan que compensar a los usuarios finales.

b) Definir el nivel de seguridad del suministro deseado.

Indicó que según la norma actual, ninguna sequía, por muy extrema que sea, puede constituir una causal de fuerza mayor para los generadores. El mensaje subyacente es que la sociedad quiere un sistema que no falle nunca, independientemente de la gravedad de la sequía que pueda ocurrir, por lo que siempre los generadores tendrán que compensar a los usuarios finales. Esto es bastante incorrecto para un sistema eléctrico, como lo es, por ejemplo, para el servicio de agua potable, pues el nivel de seguridad absoluto tiene un costo social demasiado alto, debido a que habría que contar con una sobrecapacidad de generación y transmisión.

En consecuencia, es razonable pagar una energía más barata durante varias décadas y, cuando se presente un episodio de sequía, estar dispuesto a que se suspenda el suministro durante un par de horas al día.

c) Generar mecanismos bien estructurados para que se paguen las compensaciones a los clientes.

Explicó que las compensaciones derivadas de la crisis energética de 1999 se encuentran todas en juicio, por lo que los clientes finales no han recibido compensación alguna. Estima que los generadores tienen muy buenos argumentos para reclamar que se les está aplicando una nueva exigencia respecto de contratos preexistentes.

Por eso, el mecanismo de compensaciones debe aplicarse a partir de una fecha adecuada.

d) Permitir que los consumidores y otras empresas vendan energía y ahorro de consumo a los generadores deficitarios.

2) Reducir las barreras de entrada en el mercado de generación, a través de los siguientes remedios:

a) Administración independiente del CDEC.

Hoy, el CDEC está administrado por los generadores. Una administración independiente haría que fuera más sencillo para un generador que no es parte del sistema evaluar una inversión, pues le daría más garantías de que sus transacciones comerciales y físicas serán tratadas en forma objetiva.

b) Información pública de las transacciones comerciales y de la operación del sistema.

Hoy es muy difícil obtener información de las transacciones físicas y comerciales entre generadores. Este acceso es muy importante al evaluar un nuevo proyecto de generación.

c) Libre acceso a los sistemas de transmisión.

Hoy, en general, existe este libre acceso. Sin embargo, para perfeccionarlo, hay que mejorar la regulación de la transmisión.

3) Condición de factibilidad: cualquiera que sea la forma que se emplee para resolver los problemas de generación, debe asegurarse que los costos de compra del concesionario de servicio público de distribución sean un perfecto “pass through” a los clientes regulados, es decir, que el costo real de compra de la energía sea posible traspasarla a los clientes finales.

B) Problemas en transmisión.

Los principales problemas en este segmento son:

1) Exceso de discrepancias sobre el uso que los generadores hacen del sistema de transmisión, derivado de la falta de definición de área de influencia de una central y de nudo básico del sistema.

2) Discrepancias sobre valores del VNR de transmisión.

3) Incertidumbre sobre el pago del aporte a la confiabilidad del sistema que hacen algunas líneas.

C) Problemas en distribución.

1) Dificultades para suscribir contratos de suministro con los generadores.

Señaló que respecto de este punto curiosamente, antes los contratos con los distribuidores eran los más atractivos para los generadores, con lo que había un elevado grado de competencia. Así, cuando una distribuidora llamaba a licitación para contratar su suministro, se presentaban muchos generadores interesados. Hoy ocurre lo contrario: los clientes distribuidores son menos atractivos que los clientes libres, lo que ha llevado a que Chilectra y Saesa hayan tenido que declarar desiertas varias licitaciones. Esto se debe al sistema de compensaciones

a clientes finales establecido por el artículo 99 bis (clientes regulados) y a la relación de esta situación con el precio de nudo. El hecho de que las compensaciones no tengan límite hace que el generador, con justa razón, sea reticente a firmar contratos con las distribuidoras y a tener que compensar a sus clientes a todo evento. Si las compensaciones tuvieran un límite, los generadores estarían nuevamente dispuestos a firmar contratos con los distribuidores, debido a que su riesgo ya estaría limitado. Hizo hincapié en que no es partidario de eliminar el sistema de compensaciones, sino de regularlo en los términos planteados.

En relación con lo anterior, si se dejara libre el precio de nudo, todas las distribuidoras tendrían contrato, pues habría algún precio al cual el generador estaría dispuesto a vender su energía. Sólo que en ese precio se reflejaría la obligación de compensar, por lo que sería más alto que el actual.

También hay algunos casos puntuales de restricciones en transmisión que influyen en que las distribuidoras tengan dificultades para suscribir contratos de suministros. El caso más claro es el de Saesa, con el tramo de transmisión Charrúa-Temuco, que es una causal adicional de que esa distribuidora no tenga contrato. El Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción dice que la única razón por la cual no hay contratos es por las restricciones en la transmisión, lo cual no es cierto. Por eso Chilectra, que no tienen ninguna restricción en transmisión, ha debido declarar desiertas varias licitaciones.

•Soluciones.

Las soluciones son las mismas que para la generación: modificar el artículo 99 bis y reducir las barreras de entrada al mercado de generación. Asimismo, aclarar la tarificación de la transmisión troncal para evitar los cuellos de botella.

2) Mecanismo actual de fijación VAD tiende a divergencias.

Otro problema del segmento de la transmisión es el de las divergencias que se producen, respecto de la fijación de tarifas (valor agregado de distribución), entre los estudios de los consultores de la Comisión Nacional de Energía y los de las empresas. Al final, el mecanismo de promedio tiende a polarizar las posiciones.

•Soluciones.

La solución consiste en contar con una comisión pericial permanente que resuelva de la siguiente forma:

-Ante divergencias mayores al 5% entre los valores finales de la Comisión Nacional de Energía y de las empresas, la comisión pericial permanente elegiría entre uno u otro estudio.

-En caso de diferencia menor al 5%, debe adoptar los valores propuestos por la Comisión Nacional de Energía.

3) Calidad de servicio.

Respecto de este problema, cuando el usuario final sufre una suspensión del suministro eléctrico, no le importa si la falla la produjo el generador, el transmisor, el subtransmisor y el distribuidor. Sólo le preocupa que se le otorgue un mal servicio. El problema es que la cadena de responsabilidades no está bien definida; nada se ha dicho sobre los límites aceptables de calidad de cada uno de los segmentos de

la cadena de producción. Por lo mismo, es difícil establecer al responsable de la falla y, por lo mismo, a quien debe compensar a los clientes finales.

Actualmente, según el artículo 16 B, es el distribuidor el que compensa al cliente final, independientemente de quién ocasiona la falla. Con posterioridad, puede repetir contra el causante. Por lo dicho, esta norma es poco equitativa. Además, es altamente difícil para el distribuidor repetir contra cualquier causante de una falla.

También es bastante cuestionable que la compensación que paga el distribuidor sea el doble de la energía al costo de falla, mientras que la compensación que el generador paga en época de racionamiento sea sólo la energía fallada al costo de falla menos el precio base de la energía. Al respecto, opina que esta situación debiera ser simétrica, pues ambas deben medirse en relación con el daño producido al cliente cuando se le corta la energía.

A tres años de la modificación legal no se vislumbra una corrección.

•Soluciones.

a) Explicitar en la ley (no es suficiente una referencia reglamentaria) las obligaciones y derechos de todos los participantes: generadores, transmisores, distribuidores y clientes.

b) Definir procedimientos administrativos de pago de compensaciones entre generadores, transmisores, distribuidores y clientes, donde el principio sea “el que falla paga”.

Al respecto, recuerda que hay fallas que pueden deberse a los clientes, los que pueden producir contaminaciones armónicas de la red eléctrica.

c) El monto de la compensación debe ser igual al caso de racionamiento.

III. EL PROYECTO DE LEY Y SUS EFECTOS EN LA INDUSTRIA ELÉCTRICA.

Explicó que el proyecto de ley se refiere a los siguientes aspectos: 1) transmisión, 2) transferencia de concesiones, 3) peajes en distribución, 4) servicios complementarios, 5) precio de nudo: banda y referencia libre, 6) tarificación de sistemas medianos y 7) adecuación de contratos, respecto de los cuales sólo se referirá a los indicados en los números 1, 3, 5 y 7.

A) Transmisión.

•Elementos positivos.

Señaló que el mecanismo propuesto es una alternativa viable para resolver las inversiones en transmisión troncal, pero no es la única.

Resulta positivo incorporar en el proyecto de ley la tarificación y peajes en los sistemas de subtransmisión.

•Temas de preocupación.

1) Existe poca claridad en la definición de sistemas troncales y de subtransmisión. Esta materia tiene enormes consecuencias desde el punto de vista de la propiedad de los activos.

Cada cuatro años los sistemas pueden cambiar de categoría (troncal – subtransmisión).

Las restricciones a la propiedad en los actuales y futuros sistemas de transmisión troncal pueden generar situaciones complejas en su aplicación. Coincide con lo planteado por Colbún en cuanto a que, en general, es conveniente dejar abierto la posibilidad de efectuar inversiones en transmisión por parte de los actores del sector eléctrico.

Estimó, además que la asignación de costos del sistema troncal en 50% generadores y 50% usuarios es arbitraria y carece de base científica. El 50% que pagan los usuarios hará perder la señal de localización que hoy tienen los generadores al tener que enfrentar el costo completo de la transmisión cuando se instalan lejos de los centros de consumo. Con este sistema de transporte, inevitablemente van a subir las tarifas de los consumidores ubicados en los principales centros de consumo, especialmente en la zona central, porque van a pagar la mitad de la transmisión de las centrales lejanas. Coincide con Colbún en que sean los generadores los que asuman el ciento por ciento del costo de transmisión.

2) El sistema de transmisión presenta algunas limitaciones en el proyecto de ley. En primer lugar, el objeto social de la eempresa de transmisión troncal no podrá incluir generación ni distribución. Como contrapartida, las empresas de generación o de distribución no podrán tener más del 8% de participación accionaria individual en el capital de una empresa de transmisión troncal, ni más del 40% de participación accionaria conjunta en el capital de una empresa de transmisión troncal.

En segundo lugar, las empresas generadoras y distribuidoras deberán adecuarse a limitaciones cada vez que se defina troncal a una instalación de transmisión, lo que implica traspaso de activos a una sociedad anónima abierta y venta en bolsa de acciones dentro de un plazo de doce meses a contar de que se defina como troncal. O sea, si en algún momento una instalación que no es de transmisión troncal, construida y financiada por una generadora o distribuidora, llega a ser definida como troncal, su dueña debe ceñirse a lo expresado: traspaso de activos a una sociedad anónima abierta y venta de las acciones de esa sociedad dentro de un año. Se trata de un mecanismo de venta forzada de activos, con eventuales resultados económicos desastrosos, pues el único posible comprador será el transmisor troncal. En definitiva, se trata del remate de acciones en la bolsa ante un solo comprador.

Ambas situaciones descritas introducen incertidumbres que desincentivan las inversiones en los sistemas de subtransmisión, y que hasta la fecha los concesionarios de servicio público han realizado sin interrupciones.

B) Distribución.

El proyecto de ley introduce en un artículo los peajes en distribución, con la siguiente regulación:

-Los concesionarios están obligados a permitir el acceso a sus instalaciones para que terceros accedan a clientes libres.

-Los terceros pagan peajes sobre la base del VAD vigente.

-En un artículo transitorio se establece la fijación de peajes junto con el cálculo de VAD (fines 2004) o con cálculo de peajes provisorios en el troncal (75 días de publicada la ley), según lo que ocurra primero.

•Temas de preocupación.

Indicó que la empresa Chilquinta considera positiva que haya mayor facilidad de acceso a los clientes finales libres. Sin embargo, para que efectivamente existan peajes en distribución, deben resolverse necesariamente en la ley las extensiones a los siguientes temas:

-asignación de costos de inversión y operación en distribución y su traspaso a clientes de precio regulado y no regulado (hay un vínculo entre ambos tipos de clientes cuando se calculan VAD para clientes regulados).

-establecimiento del uso compartido de sistemas de subtransmisión entre clientes regulados y no regulados.

-establecimiento de un mecanismo de recaudación en el cual el distribuidor cobra al cliente final el total de potencia y energía más los peajes, y le paga al suministrador del cliente libre la energía y potencia que corresponda. En este caso, el distribuidor mantiene la facultad de corte en caso de no pago por parte del cliente final.

-los peajes en distribución deben ser coherentes con la calidad de servicio exigida. En consecuencia, debe establecerse en la ley la definición de responsabilidades de la cadena de calidad de servicio.

Por último, señaló que las materias anteriores deben ser tratadas en la ley y no sólo en el reglamento.

C) Comisión pericial permanente.

Explicó que respecto de este punto, existe un amplio consenso en torno a la necesidad de buscar formas alternativas de resolver las diferencias entre el regulador y las empresas, se sugiere incorporar en la legislación eléctrica la participación de una comisión pericial permanente, cuyo ámbito de acción sean los temas de regulación tarifaria en generación, transmisión y distribución.

D) Adecuación de contratos.

Se deben respetar los contratos válidamente celebrados.

IV. CONCLUSIONES.

Finalmente entregó un cuadro en el que se establece el problema, la forma como se trata en el proyecto y las soluciones que se debieran incorporar al proyecto de ley.

Problema	Tratado en el proyecto?	Soluciones por incorporar en el proyecto de ley
Generación		
- Falta de inversión en nueva capacidad.....	En forma directa	Perfeccionar 99 bis
- Reticencia a firmar contratos con distribuidores.....	No	Definir nivel de seguridad del suministro
- Barreras entrada al mercado.....	No	Mejor acceso información mercado Operación independiente CDEC
Transmisión		
- Señales de precios que incentiven inversiones.....	Sí	Todas las soluciones previstas en el proyecto, a excepción de:
- Capacidad en parte del troncal	Sí	• Falta comisión pericial permanente
- Procedimiento tarificación con deficiencias.....	Sí	• Falta definición clara sistema troncal
Subtransmisión		
- Falta marco regulatorio	Sí	Soluciones previstas en el proyecto, salvo: • Falta comisión pericial permanente • Falta definición clara de subtransmisión • No obligar a vender activos por calificación posterior como troncal
Distribución		
- Falta suscripción de contratos de suministro.....	No	Perfeccionar artículo 99 bis Definir nivel de seguridad del suministro Mejor acceso a información del mercado
	No	Operación independiente CDEC
- Divergencias fijación VAD.....	No	Comisión pericial permanente
- Indefiniciones calidad de servicio.....		Definir en la ley responsabilidades de cada actor

oooooooooooooooo

11.- Exposición del Gerente General de Electroandina S.A., señor Willem Van Twembeke.

El señor Van Twembeke inició su exposición expresando que Electroandina es una empresa eléctrica del Sistema Interconectado del Norte Grande, que suministra energía eléctrica desde hace 85 años. Los dos socios de Electroandina son Tractebel, que la controla con el 33% de la propiedad, y Codelco, con el 66%.

Señaló que los objetivos del proyecto de ley, apuntan en la dirección correcta al pretender incentivar la inversión en transmisión, mejorar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y hacer más competitivo y transparente el sector eléctrico.

Indicó que el proyecto constituye una oportunidad para perfeccionar el marco legal del sector eléctrico. Agregó que la iniciativa es buena, pero puede y debe ser mejorada para hacerla viable y conseguir los objetivos planteados por su texto.

Explicó que al hacer un análisis del proyecto, se puede convenir respecto de las conveniencias o desventajas del mismo. Lo que le interesa a Electroandina es que los efectos del proyecto de ley sean de largo plazo, pues el mismo carácter tienen las inversiones, los negocios, los contratos y los clientes en el sector eléctrico.

Señaló que su presentación destaca tres temas centrales:

1) Potencia firme y servicios complementarios.

2) Definición de sistemas de transmisión troncal, subtransmisión y adicional (*inyección*).

3) Interconexión SING-SIC.

I.-POTENCIA FIRME Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS.

Explicó que sobre este tema existen tantas posturas como actores, pues tanto en el SIC como en el SING existen empresas que venden y otras que quieren comprar potencia. Por eso, el legislador debe definir claramente los conceptos detrás de la potencia firme y de los servicios complementarios y cuáles son los elementos básicos para su remuneración. Actualmente, la potencia firme está definida en el reglamento, por lo que requiere de precisión conceptual para ser elevada de rango.

Las fórmulas de cálculo pueden ser definidas por el ente regulador especializado, pero siempre deben estar basadas en los conceptos anteriores y en la realidad del mercado.

En definitiva, hay que definir qué conceptos se incluyen dentro de la potencia firme, de los servicios complementarios y cómo se relacionan, al objeto de dar seguridad a los inversionistas.

Señaló que el precio de la potencia firme debe entenderse como una de las señales de inversión más poderosas del mercado de generación. Si el precio de la potencia firme es alto, se incentivará el interés de los inversionistas en el mercado de generación.

En todo caso, el precio de la potencia firme debe reflejar la relación entre la oferta de potencia y la demanda. En este aspecto hay que destacar las diferencias entre el SING y el SIC. Actualmente, en el SIC hay equilibrio entre la demanda y la generación. Eso significa que hoy, el valor de la potencia firme basada en el

reglamento, es aceptable. En cambio, en el SING la demanda es muchísimo más baja que el potencial de generación. Sin embargo, según la definición reglamentaria de potencia firme, su valor unitario es el mismo que en el SIC. Esta situación es abiertamente anormal y contraviene los principios de la economía según los cuales el precio de la potencia debe ser alto cuando ésta es escasa y debe ser más bajo cuando es abundante.

Por ende, reiteró que la definición de potencia firme permita emitir señales económicamente correctas.

II. DEFINICIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN TRONCAL, SUBTRANSMISIÓN Y ADICIONAL (INYECCIÓN).

1. Definición del sistema de transmisión troncal.

Aprovechó este tema para explicar que hay una diferencia económica esencial entre los mercados de generación y de transmisión. El primero funciona mejor en competencia perfecta. Si efectivamente la hay, el precio debe ser igual al costo marginal. Por el contrario, el mercado de transmisión no funciona bien en competencia perfecta, pues constituye un monopolio natural, en el cual, según las economías de escala, una sola compañía puede dar un servicio mucho más eficientemente que muchas compañías actuando paralelamente. Luego, si existen esas diferencias esenciales entre ambos mercados, deben ser tratados de manera diferente.

La definición del sistema de transmisión troncal es el tema central del proyecto de ley. Es aquí donde la ley General de Servicios Eléctricos puede ser perfeccionada, a fin de mejorar las condiciones de competencia.

Los inversionistas del sector requieren de reglas claras.

Agregó que la ley debe establecer objetivamente qué líneas pueden ser definidas troncales. Podría ocurrir que, de no haber elementos objetivos que definan si una ley es o no es troncal, se podría llegar a una situación inconveniente de gran extensión de esa red, lo que daría una señal de incertidumbre a los inversionistas.

Para evitar lo anterior, Electroandina está de acuerdo en que las diferencias respecto a la definición de la red troncal, por parte de la autoridad, sean resueltas por una comisión arbitral independiente.

2. Importancia de incorporar una línea como troncal.

Señaló que si la línea es troncal, sólo puede hacerla una empresa transmisora. Además, la empresa transmisora está obligada a hacerla. Para ello, el proyecto le asegura una rentabilidad, la que debiera estar asociada con el nivel de riesgo que tiene la empresa que hace la inversión.

Los sujetos que pagan por su uso, según el proyecto de ley actual, son los generadores y los usuarios. O sea, en definitiva, pagan los usuarios.

3. Tres temas que hay que dilucidar sobre la red troncal.

Esos tres temas son:

a) Qué líneas deben ser declaradas como troncales.

b) Quién debe ser obligado al pago por el uso de dichas líneas.

c) Cómo impacta la asignación de este pago en la competencia del sector.

4. Propuesta para dividir los sistemas de transmisión.

Indicó que respecto de este tema es necesario distinguir claramente de la red troncal los siguientes tipos de línea:

-Subtransmisión

-Adicionales

-Inyección (agregar esta nueva clase de línea).

Al definir cada tipo de línea, éstas quedan automáticamente excluidas del troncal. Esto significa que, para delimitar qué líneas pueden ser troncal, servirá de mucha ayuda contar con buenas definiciones de líneas de subtransmisión, adicionales y de inyección. En consecuencia, las cuatro categorías merecen una tener una buena definición.

Las **líneas de subtransmisión** deben ser aquellas que conectan áreas de distribución a la red troncal.

Las **líneas adicionales** deben ser todas aquellas dedicadas principalmente al suministro de clientes no regulados, fuera de zonas de distribución. En este punto, la obligación de dar acceso abierto debe respetar los compromisos contractuales vigentes. Por ejemplo, en Electroandina existe una línea de 100 MW, dedicada a dar energía a un cliente que contrató esa potencia pensando en sus demandas a futuro, pero que actualmente sólo utiliza 60 MW. Sería bastante peligroso que los 40 MW libres de esa línea sean asignados a algún otro cliente o generador, pues se trata de una línea dedicada que, en algún tiempo más, estará totalmente copada por ese cliente.

Explicó que actualmente, el generador paga el 100% del costo de transmisión, incluyendo todos los tipos de líneas. Luego, de manera indirecta, lo factura al cliente como un paquete de líneas en el que no hay transparencia respecto de lo que se está cobrando.

Señaló que se puede aprovechar el proyecto de ley para transparentar los cargos por transmisión troncal, subtransmisión, transmisión adicional y líneas de inyección. Estas últimas siempre deben ser de cargo del generador, aseveración que explica con un ejemplo. Un generador puede poner una planta muy cerca de la red troncal, por lo que va a necesitar una pequeña línea de inyección y tendrá un mínimo costo para llegar a la red troncal. Otro generador puede instalar su planta a cien kilómetros de la red troncal, por lo que necesitará una línea de inyección de esa longitud, con lo que va a llegar a la red troncal con un costo de energía más alto.

En resumen, las líneas de inyección dan relevancia a la señal de localización de las centrales generadoras, con lo que los generadores que se instalan más cerca de la red troncal va a tener ventajas respecto de los que construyen sus centrales más lejos.

4. Criterios propuestos para definir el sistema troncal.

a) El sistema troncal comprende las líneas de interconexión de sistemas, que no correspondan a líneas de subtransmisión ni adicionales ni de inyección (definición negativa).

b) Otras líneas que no correspondan a líneas de subtransmisión ni adicionales ni de inyección y que cumplan criterios objetivos, como los siguientes:

-*nivel de tensión mínimo:* líneas de no menos de X MW.

-*capacidad mínima:* una línea de 1MW jamás podrá ser troncal.

-*flujo bidireccional bajo algún criterio específico:* pueden establecerse criterios objetivos de bidireccionalidad, como que los flujos máximos en cada dirección no difieran en más de X%, o que los flujos tengan un sentido en una proporción importante del tiempo, respecto del tiempo en sentido inverso. Por ejemplo, si en una línea hay un flujo de 100 MW en una sola dirección y durante una parte del año hay 10 MW en otra dirección. La diferencia es de 90%, por lo que no sería bidireccional. Por el contrario, si el flujo en una dirección es de 100 MW y en la otra dirección es de 70 MW podría decirse que hay bidireccionalidad. En cuanto al criterio temporal, si la energía va en una dirección el 50% del tiempo y en la otra dirección el otro 50% del tiempo sería bidireccional. Pero si el 99% del tiempo va en una dirección y el restante 1% va en la otra dirección, no sería bidireccional.

Aclaró que una línea entre el SING y el SIC para trasladar energía de aquél a éste sería de interconexión (en definitiva troncal) y no de inyección, pues conecta mercados. En cambio, una línea para trasladar energía de Aisén al SIC sería de inyección y no de interconexión, pues Aisén no es propiamente un mercado, debido a su escasa demanda.

Ante una consulta efectuada sobre la relación que puede existir entre generación y demanda total en el SING, el Gerente General de Electroandina expresó que se ha previsto que en el año 2008 podría haber una demanda de 2000 MW, con una capacidad de generación más alta que esa cantidad. En el SIC la generación es más alta, debido a la capacidad hidráulica disponible.

Respecto del principal negocio que tiene Electroandina, aclaró que la principal fortaleza de Electroandina no es la generación, sino los grandes clientes mineros.

III. INTERCONEXIÓN SING-SIC.

En opinión de Electroandina, la interconexión SING-SIC es una realidad que los actores deben asumir. En definitiva, todos los mercados eléctricos tienden a la interconexión. En Europa, por ejemplo, la interconexión existe entre Inglaterra y Polonia. En Chile existen las condiciones para la interconexión, no así en América Latina, debido a las diferencias de frecuencia.

Los objetivos del proyecto de ley deben ser regular el sector eléctrico en un escenario con interconexión.

En definitiva, el que se beneficia es el consumidor, quien contará con mayor competencia y mejor calidad y seguridad de suministro. Este es el punto esencial de contar con la interconexión. Electroandina tiene los clientes más grandes del país (Codelco Norte y El Abra), por lo que pone todos sus esfuerzos en otorgar la mejor calidad y seguridad de suministro. La mayor competencia que crearía la interconexión extendería esos beneficios a los clientes del SIC y reduciría los precios.

1. Estimación del efecto de la interconexión SING-SIC.

Explicó que Electroandina hizo una estimación del efecto económico anual al interconectar SING-SIC y entrar en vigencia el proyecto de ley y los supuestos son los siguientes:

a) Pago peaje:estimación SIC actual + estimación SING actual + interconexión, según datos cuadro Nº2.

b) Incluye efecto de potencia firme por interconexión, pues se transferirá potencia firme del norte al sur, debido a que el norte tiene más potencia que su demanda. Este solo hecho compensa los peajes para el interconector.

c) Generadores pagan red troncal por “uso esperado”.

d) No considera efecto en el precio de energía.

CUADRO Nº1. Participación en la potencia instalada de todos generadores en el SIC, en el SING y combinada.

Generador MW	SIC	SING	Total	%
Edelnor	0	700	700	6%
Electroandina	0	1.000	1.000	9%
Colbún	1.500	0	1.500	14%
Endesa	4.500	870	5.370	49%
Gener	1.500	830	2.330	21%
Total	7.500	3.400	10.900	100%

CUADRO Nº2.

AVNR+CoyM	MMUS$
SING	10
SIC	120
INTERCONEXION	65
TOTAL	195

Sobre la base de los supuestos y datos dados, se obtienen los siguientes resultados:

a) Si el pago de los peajes es asumido 100% por los generadores del SING por “uso esperado”, simplemente se impide la interconexión, pues hoy ya soportan los generadores los costos de la sobreinstalación del norte.

b) Sin embargo, si se cambia abruptamente a un sistema en que el pago es asumido por mitades entre generadores y

clientes, se afectará y distorsionará la competitividad mercado y constituirá un regalo de 30 millones de dólares por año para Endesa (cuadro Nº3.)

CUADRO Nº3.

MMUS$/año SING+SIC	**Resultado**	
	100% Gen.	**50% Gen.**
Edelnor	-6.0	1,7
Electroandina	-8.6	2.4
Colbún	-7.2	-2.2
Endesa	-28.9	30.7
Gener	-14.3	-1.1
Total	-65.0	31.5

Señaló que basados en ese cuadro, se puede sostener que no es posible ninguna de los dos resultados. Por eso, Electroandina formula la siguiente propuesta de pago de la transmisión troncal.

2. Proposición de pago de la red troncal.

Señaló que actualmente, el pago de transmisión de la red troncal es asumido en el 100% por los generadores y es traspasado indirectamente al cliente final en el precio.

Por lo tanto, Electroandina propone una solución de transición, pues en un negocio de mediano y largo plazo no puede permitirse una medida que abruptamente cambie las reglas del mercado, pues se produciría una distorsión del mercado muy grande, con serios efectos para las empresas.

A raíz de lo cual, se plantea una solución gradual y viable que distingue entre la red troncal existente y las expansiones de la red troncal.

2.1 Red troncal existente.

Indicó que para la red troncal que hoy existe en los sistemas SIC y SING se propone un período de adecuación del mercado, durante el cual los generadores continúan pagando la red troncal, sin introducir distorsiones a la competencia.

Durante este período y hasta el vencimiento de los contratos con clientes, se hace una *facturación pro-forma*, sin afectar los contratos vigentes, pues no se puede exigir a los clientes que paguen más por el mismo servicio mientras no se modifiquen los contratos. Sin embargo, en la factura se señalará separadamente al cliente los cargos por transmisión troncal.

Al final de este período, la red troncal termina siendo pagada directamente por los clientes, como sucede hoy, pero de manera directa y transparente. Actualmente, los clientes finales pagan en sus cuentas el peaje troncal, pero nadie sabe de qué cantidad se trata, aunque bordea los 0,01 dólar Kw/h (un mills). Concuerda con que el costo de la transmisión troncal es cercana al 3% del costo total de la energía.

2.2 Expansiones de la red troncal.

La propuesta para las expansiones de la red troncal es que todos los clientes participan proporcionalmente en el pago de las futuras expansiones. Es un pago directo y transparente.

3. Beneficios para el consumidor.

Planteó que para que los consumidores paguen directamente las líneas de transmisión, es fundamental que éstos se beneficien de una mejor calidad y seguridad de suministro y una mayor competencia de los generadores.

Para que tal situación ocurra, es vital que los distintos cobros que se efectúan al cliente sean absolutamente transparentes en la correspondiente factura.

4. Transparencia al consumidor.

Explicó que el precio al cliente final debe transparentar sus distintas componentes: energía, potencia, transmisión troncal, subtransmisión y distribución, todo de manera desglosada.

El consumidor final se ve beneficiado por la mayor transparencia.

La competencia real se da en la energía y la potencia, y no en transmisión troncal, ni la subtransmisión ni la distribución.

La transferencia de los costos de transmisión no es nueva, ya que actualmente se aplica en el VAD de las distribuidoras.

Para hacer competir a los generadores, el cliente tiene que saber qué se le está cobrando y por qué concepto (50% por distribución, 8% por transmisión troncal y subtransmisión, 21% por potencia y 21% por energía).

5. Aumentar la cantidad de clientes libres.

Planteó que si se está creando un sistema competitivo del cual se beneficiará en definitiva el consumidor, no hay razón para privar de este beneficio a una gama de clientes aptos para aprovecharlo.

Para ello, se propone liberar a los clientes con consumos superiores a 200 kW de la obligación de comprar su energía a precio de nudo. (Hoy, todos los que consumen menos de 2.000 kW deben hacerlo). Se trata de dar a un gran segmento del mercado la posibilidad de elegir libremente su proveedor de energía, sin pagar el precio de nudo.

Los beneficios de esta propuesta son crear la necesidad de transparentar los peajes unitarios por redes de distribución y reducir el peso de responsabilidad de la autoridad al fijar el precio de nudo.

IV. CONCLUSIONES.

Señaló finalmente, que el proyecto de ley se puede perfeccionar, a fin de proveer reglas claras a los inversionistas.

El sistema troncal debe cumplir con ciertos requisitos objetivos.

Los obligados al pago de la red troncal debieran ir cambiando progresivamente desde un sistema indirecto (100% generadores) a un sistema de cargo transparente (100% consumidores).

La interconexión SING-SIC es una realidad, que mejorará la calidad y seguridad de los consumidores de ambos sistemas. Además, se beneficiarán de una mayor competencia.

Transparentar los cobros al cliente en la correspondiente factura permite que la competencia real entre generadores se dé en la energía y potencia y no en los cobros por transmisión.

Aumentar la cantidad de clientes libres garantiza una mayor competencia.

oooooooooooo

12.- Exposición del Gerente General de Edelnor, señor Juan Clavería Aliste.

El señor Clavería inició su exposición señalando que Edelnor es una empresa generadora del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que tiene una central de ciclo combinado de 250 MW y otra a carbón de 300 MW. Adosada a la central, ubicada en Mejillones, se encuentra la subestación Chacaya, donde se transforma la energía eléctrica del ciclo combinado y de la unidad a carbón a niveles más altos de tensión para transmitirlos a los centros de consumo.

Expresó su interés por tratar los siguientes temas, que están relacionados con el proyecto de ley en trámite:

I. SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE (SING).

1. Características.

Las principales características del SING son las siguientes:

-El SING abastece de electricidad a consumidores de las regiones I y II.

-Ausencia de recursos hídricos, salvo en la pequeña central Chapiquiña.

-El consumo mayoritario corresponde a clientes mineros (app. 90% de la demanda).

-Son pocos clientes, pero con grandes niveles de consumos.

-Hay grandes distancias entre los centros de consumo y las centrales generadoras. Esos centros de consumo se ubican mayoritariamente en la cordillera, mientras las centrales generadoras se localizan mayoritariamente en la costa.

-El abastecimiento normal de la demanda se hace con pocas unidades generadoras, de gran tamaño relativo para el SING.

-Existe una sobreinstalación, lo cual, desde un punto de vista positivo, constituye una capacidad excedente disponible para ser usada, ya invertida y con gran variedad de combustibles (diesel, carbón y gas natural).

2. Diagrama del SING.

Explicó que en el SING existen centrales generadoras, líneas de transmisión y los clientes.

3. Demanda de electricidad en el SING.

En cuanto a la demanda de electricidad en el SING, cercana a los 1.300 MW, el 13% corresponde a las empresas distribuidoras (170 MW), mientras que el 87% restante está destinado a empresas mineras e industriales (1.130 MW).

4. Oferta de electricidad en el SING.

Capacidad instalada (MW)	**EMPRESA GENERADORA**						**TOTAL**	
	EDELNOR	ELECTROANDINA	NORGENER	CELTA	NOPEL	AES GENER	**MW**	**%**
Hidro	13	-	-	-	-	-	13	0%
Carbón	341	429	277	158	-	-	1.206	35%
Diesel	65	42	-	24	-	-	130	4%
Fuel Oil 6	53	120	-	-	-	-	173	5%
Gas natural	250	438	-	-	588	643	1.918	56%
TOTAL	**721**	**1.029**	**277**	**182**	**588**	**643**	**3.440**	**100%**

II. PARTICIPACIÓN DE EDELNOR S.A. EN EL SING (JUNIO 2002).

Explicó que Edelnor produce un 26%, de generación eléctrica, y tiene un 21% de capacidad instalada.

III. EL PROYECTO DE LEY.

1. La interconexión eléctrica.

Indicó que observado desde el punto de vista conceptual, la tendencia mundial es llegar a un mercado único. Es muy probable que en algunos años más estén interconectados los países del cono sur de América Latina.

Agregó que una línea de interconexión equivale a una carretera de intercambio entre mercados, con las siguientes características:

-Aprovecha fortalezas de uno y de otro sistema. Es decir, no sólo el SIC se ve beneficiado con la interconexión, sino que el beneficio es mutuo.

-Compensa debilidades.

-Mejora la confiabilidad.

-Aumenta la competencia, lo que beneficia a los usuarios.

Para que se geste una interconexión, es necesario observar lo siguiente:

-Debe haber un beneficio social.

-Debe llamarse a licitación internacional para la construcción de la línea de interconexión.

-El cargo a los clientes debe entenderse como un componente del desarrollo del sistema de transmisión.

-La línea de interconexión debe formar parte de un sistema troncal.

Desde el punto de vista técnico, la línea de interconexión:

-Amortigua las variaciones de los precios “spot” o costos marginales en los sistemas.

-Aprovecha la capacidad y las inversiones existentes.

-Aprovecha la variación de los precios de los insumos. Por ejemplo, comprar gas en la zona norte de Argentina es 10% más barato que comprarlo en Neuquén. Por otra parte, como en el norte se compra harto carbón, el descuento por volúmenes es significativo y se puede aprovechar.

-Aminora y diversifica riesgos en el otro mercado (por sequía, por fallas prolongadas, por atraso en obras de generación, etcétera).

-En cuanto a los servicios complementarios, aprovecha su diversidad y disminuye el costo de su entrega.

2. Propuesta para el sistema de transporte troncal.

Un sistema troncal es parecido a una línea de interconexión, sólo que el intercambio ocurre dentro de un sistema eléctrico.

El sistema troncal debe ser un conjunto de instalaciones mínima para el correcto funcionamiento del mercado.

Sin embargo, mientras más grande se defina el sistema troncal mayor es la probabilidad de error o de entrega de una señal equivocada a los generadores. Una línea troncal muy grande o muy extensa puede atraer desmesuradamente a los generadores, lo que hace perder o atenuar la señal de localización, especialmente si la transmisión la pagan los usuarios. Si el sistema troncal fuera más pequeño, la línea de inyección de la central futura va a tender a conectarse en el punto en que le sea más fácil y económico, por lo que el refuerzo será de costo de dicha central.

2.1 Clasificación de líneas en el sistema eléctrico.

a) La ley debiera establecer criterios explícitos para la definición de:

-Líneas de inyección. Son líneas en las que la energía de las centrales es conectada a la línea troncal, cuyo pago es atribuible a los generadores. Las líneas de inyección se construirán en

aquellos lugares en los que existan las condiciones naturales para generar energía eléctrica.

-Sistema troncal. ¿debe ser pagado por los generadores o por los clientes? Lo que sí es claro es que si hoy existe un sistema troncal, es pagado por los generadores. Por lo tanto, el paso al pago por los usuarios debe ser paulatino. Hoy, quien paga la mayor parte de la red (generador) traspasa esos costos implícitamente a los clientes. Por lo tanto, si se le reduce el peaje, el generador mantendrá el beneficio como ganancia neta mientras el cliente sea cautivo.

-Sistemas adicionales: el pago debe corresponder a los clientes.

-Sistemas de subtransmisión: el pago debe corresponder a los clientes.

b)En cuanto a la solución de conflictos en lo referente a la clasificación de las líneas, la última instancia debiera ser una comisión arbitral independiente.

2.2. Quién paga la línea troncal.

Exhibió un diagrama en el que aparece un generador en un extremo y un consumidor en el otro, unidos por una línea. Señaló que obviamente, la energía fluye en sentido generador-consumidor. Se hace una marca en la mitad de la línea, para indicar que el 50% de la transmisión lo paga el generador y el otro 50% el cliente, como lo propone el proyecto de ley. Lo que realmente se está haciendo en el proyecto es cobrar el 50% de la transmisión al consumidor como un cargo explícito, que figurará como un ítem independiente en su tarifa.

Explicó que si se le cobra más porcentaje al generador, lo que se hace es aplicar un cobro indirecto o implícito al consumidor por la vía del costo marginal, pues por esa vía el generador transfiere el cargo de la transmisión al cliente.

Por ende, finalmente el cliente (consumo) es quien paga, sea directamente, por la vía del cargo de transmisión, o indirectamente, por la vía del precio.

En opinión de Edelnor, lo importante es que, en la regulación final, el 100% de los clientes mejora su competitividad por los contratos si los cargos de transmisión están explícitos.

2.3. Propuesta para el pago del sistema de transporte.

a) Clasificación en el SING.

Indicó que Edelnor considera que mayoritariamente las líneas del SING están sujetas a peaje adicional, pues el desarrollo de las líneas están asociadas a clientes. También existen pequeños sistemas de subtransmisión y de distribución. Si llegase a existir una red troncal, naturalmente debiera ser la S/E Crucero, o bien la S/E Crucero más las líneas entre Crucero y Lagunas (máximo).

b) Límite a la propiedad.

En relación con el límite de propiedad, si el 8% de las instalaciones existentes en ese sistema troncal debieran traspasarse a otro dueño, se afectarían los intereses de Edelnor, pues la S/E Crucero es

de su propiedad, como también lo es una de las líneas de Crucero a Lagunas.

Explicó que el problema se produciría porque quien comprara esas líneas en el mercado, sería un único o inexistente oferente, probablemente Transelec. Además, probablemente el precio de venta sería muy bajo, pues no habría un mercado claro.

Por ende, a lo más, la red troncal en el SING debiera ser la S/E Crucero, pues todas las empresas del sector llegan a esa S/E. Además, el mercado está lleno de clientes mineros o industriales con líneas dedicadas.

3. Clientes libres.

Respecto de este punto opinó que una rebaja en el límite de clientes libres mejora la competencia.

Señaló que Edelnor perdió la distribución del grupo Emel en el norte. Hoy está dedicada a captar clientes libres de la zona de concesión del grupo Emel. En la medida en que haya más alternativas de clientes por captar en esa zona, mejorará la competencia y, en consecuencia, la calidad de servicio. Debe recordarse que Emel es una de las distribuidoras peor evaluada en cuanto a calidad de servicio.

4. Servicios complementarios.

4.1. Necesidades básicas de la red.

Explicó que los servicios complementarios satisfacen necesidades básicas de la red. Los más importantes son:

-*Control de frecuencia.* Consiste en mantener la frecuencia en 50 Hz (50 vueltas por minuto). La red puede moverse entre 48 y 52 Hz. Si se reducen o exceden esas cantidades, se caen las redes y los relojes pierden sus sincronismos. La mantención de la frecuencia es esencial para la adecuada calidad de servicio.

-*Control de voltaje.* Evita que se produzcan daños en los artefactos de los clientes.

-*Recuperación de servicio.* La partida desde cero o la mantención del servicio durante contingencias es otra de las necesidades de la red.

Los servicios que hoy ofrecen los generadores para satisfacer las necesidades de la red son los siguientes:

-*Control de frecuencia primaria.* Este servicio cuida la relación instantánea entre cantidad de demanda consumida por los clientes y la cantidad de generación inyectada por los generadores. La demanda normalmente no es conocida, pues depende de los más diversos factores, como la transmisión a las 05:00 AM de la final de un campeonato de tenis en la que participa un chileno. Este servicio necesita la existencia de centrales capaces de satisfacer instantáneamente las variaciones indeterminadas de la demanda.

-*Control de frecuencia secundaria.* También se refiere a la relación oferta-demanda. Si aumenta la demanda, hay que aumentar la cantidad de generación. Técnicamente, hay una central que da las variaciones pequeñas y, tras ella, hay una segunda o tercera central, según la capacidad del sistema, que evita que dicha central se cope.

-Reserva de generación. Hay múltiples tipos de reserva: rápida, super rápida, lenta, fría y tibia, dependiendo de lo que se requiera. Por ejemplo, para apoyar la caída de una central, se requiere de reserva rápida. Si se quiere satisfacer el mantenimiento de una central que se usará en tres días más, se puede recurrir a la reserva fría.

-Black start. Consiste en proveer de energía para las primeras vueltas de las máquinas.

-Control de voltaje. Se trata de cambiar los niveles de voltaje específico que tienen los generadores en sus barras de suministro.

Despacho de potencia reactiva. Actúa sobre el nivel de voltaje para disminuir las pérdidas.

Señaló que la experiencia internacional respecto de los servicios complementarios están reconocidos en Nueva Zelandia, Argentina, Estados Unidos, Inglaterra, Australia y Países Nórdicos. Los servicios que se ofrecen son los siguientes:

País	Servicios complementarios remunerados
Nueva Zelandia	Control de frecuencia primaria Control de frecuencia secundaria Start up Control de voltaje Despacho de potencia reactiva
Argentina	Control de frecuencia primaria Control de frecuencia secundaria Start up Control de voltaje y despacho de potencia reactiva
EE.UU	Reserva de giro Reserva no girante Reserva de reemplazo Soporte de voltaje Black start
Inglaterra	Potencia reactiva Control de frecuencia Black start Reserva Restricciones (contingencias)
Australia	Control de frecuencia Control de voltaje Control de estabilidad Control de carga en la red Partida del sistema
Países Nórdicos	Regulación de frecuencia primaria Regulación de frecuencia secundaria Regulación de voltaje

Fuente: Mercados Eléctricos U.C.

Finalmente planteó que los servicios complementarios son elementos fundamentales para mantener la adecuada seguridad y calidad de servicio en el sistema eléctrico. Por tal

motivo, deben ser obligatorios para generadores y transmisores, y el precio debe ser regulado.

oooooooooooooooo

13.- Exposición del Gerente General de Chilectra, señor Julio Valenzuela Senn.

El señor Valenzuela inició su exposición señalando que se referirá al sector eléctrico en el mundo; luego, hará una comparación de precios en Chile; a continuación expondrá los problemas del sector eléctrico, y finalizará con un análisis del proyecto de ley y con lo que a su juicio no está contemplado en él.

I. EL SECTOR ELÉCTRICO EN EL MUNDO.

Según la Energy Information Administration (EIA), la capacidad eléctrica instalada en el mundo al año 2000 es de aproximadamente 3.300 GW, distribuidos de la siguiente manera: América del Norte, 29%; Lejano Oriente y Oceanía, 27%; Europa Occidental, 19%; Europa del Este y ex URSS, 13%; Centro América y Sud América, 6%; Medio Oriente, 3%, y África, 3%. (Para comparar, informa que la capacidad instalada en Chile es de 10 GW).

1. Proyecciones.

Si se hace un ejercicio de proyección a diez años de la generación eléctrica mundial, según la proyección sea baja, media o alta, en el siguiente cuadro se puede apreciar la cantidad de GW adicionales que se instalarían y su costo.

Proyección		GW adicionales	MMUS$	PIB País
Baja	(1,7%)	600	600.000	Corea del Sur
Media	**(2,7%)**	**1.000**	**1.000.000**	China
Alta	(3,3%)	1.250	1.250.000	Italia

Se ha considerado un costo promedio de inversión de 1.000 US$/kW, incluyendo generación y redes.

No se han considerado inversiones por reposición.

Fuente crecimientos: EIA, World Energy Projection System, 2001.

Si la proyección se hace a veinte años, con los mismos supuestos del cuadro anterior, especialmente con una proyección media de crecimiento del 2,7% anual, se tienen los siguientes resultados:

Proyección	GW adicionales	MMUS$	PIB País
Baja	1.300	1.300.000	Reino Unido
Media	**2.300**	**2.300.000**	Francia (x1,5)
Alta	3.000	3.000.000	Alemania

La proyección de crecimiento de latinoamérica para los próximos diez años es del 4% anual, es decir, algo mayor que la proyectada para el resto del mundo, debido a que en América Latina hay un déficit en el uso de la energía eléctrica.

Proyección	GW adic.	MM US$	PIB País
4%	**87**	**87.000**	Chile

La proyección a veinte años es la siguiente:

Proyección	GW adic.	MM US$	PIB País
4%	**216**	**216.000**	Chile (x3)

Se ha considerado un costo promedio de inversión de 1.000 US$/kW, incluyendo generación y redes.

No se han considerado inversiones por reposición.

2. Curva de desarrollo.

En relación con este tema señaló que existe una relación directa entre el PGB per capita de un país y el consumo de energía eléctrica. A mayor PGB per capita, mayor consumo.

3. Escasez energética.

Indicó que en Chile, entre noviembre de 1998 y junio de 1999 hubo un déficit importante de energía eléctrica, que obligó a racionar el consumo de ese energético. En noviembre de 1998, el déficit fue de 75 GWh, con una profundidad de falla de 6,6%. Entre marzo y junio de 1999, el déficit fue de 375 GWh, con una profundidad de falla del 7,1%. Estos datos han sido obtenidos de la Comisión Nacional de Energía y del Centro de Estudios Públicos.

En California, entre octubre y noviembre de 1999 hubo un déficit de 1.500 MW, con una profundidad de falla del 2,8%. Sin embargo, entre octubre y noviembre de 2000, el déficit fue de 9.360 MW (equivalente a toda la potencia instalada en Chile), y la profundidad de falla fue del 17,5%.

En cuanto a Brasil, también sufrió escasez energética entre junio de 2001 y febrero de 2002, en que el déficit fue de 26.000 GWh –según la Cámara de Gestão de Crise de Energía Eléctrica-, y la profundidad de falla del 20% (dato obtenido de la Fundação Getulio Vargas).

En cuanto al impacto en la economía de las necesidades de energía no satisfechas, si bien existe un amplio rango de estimaciones del daño económico producto de la escasez energética, en todos los casos, éstas son cuantiosas. En el caso de Chile, basado en el Costo de Racionamiento calculado por la Comisión Nacional de Energía, el costo del déficit entre fines de 1998 y comienzos de 1999 fue de 68 millones de dólares, equivalente al 0,1% del PIB. Respecto de California, hay dos antecedentes que tienen cifras distintas. Según el diario The Californian, el costo del déficit fue de 50.000 millones de dólares (4,3% del PIB), mientras que según el Department of Economics del MIT, el monto desembolsado por el Estado de California fue de 70.000 millones de dólares (6,0% del PIB). En cuanto a Brasil, tomando como fuente el Ministerio de Hacienda, el costo del déficit fue de 16.000 millones de dólares, lo que equivale al 2,0% del PIB de ese país.

En resumen, puede observarse claramente que el impacto en la economía que tienen los déficit de energía son muy importantes.

II. CHILE: COMPARACIÓN DE PRECIOS.

Según datos del Instituto Nacional de Estadísticas, con base 100 el año 1992 y deflactado por la inflación, es decir, considerando precios reales, la energía eléctrica ha bajado de precio en cerca del 20%. Para comparar, exhibe las variaciones de precios de

diversos productos con la misma base 100 desde 1992. En ellos se observa que han subido los precios del agua potable, de la locomoción colectiva, del gas, del servicio telefónico, del pan, de los bonos del Fondo Nacional de Salud.

En relación con las tarifas a nivel internacional para clientes residenciales con un consumo promedio de 275 kwh/mes, según la United Kingdom Electricity Association Chile está bien ubicado dentro de la curva de precios de un grupo relevante de países, con una tarifa que bordea los 80 mills/kwh.

En lo que se refiere a clientes industriales, con 2,5 MW de potencia y un consumo de 720 MWh al mes, Chile se ubica en la parte más baja del costo de energía eléctrica, con un valor cercano a los 40 mills/kwh.

Finalmente, según datos de la encuesta CASEN del año 2000, del Instituto Nacional de Estadísticas, la incidencia de la electricidad en la canasta del chileno promedio es sólo del 1,19% del total de sus gastos. Los mayores gastos se encuentran en los rubros de alimentación (28,66%), vivienda (19,23%) y educación (18,35%). Respecto de los otros servicios públicos, los gastos son: transporte (13,57%), teléfono (4,88%), gas (3,27%) y agua (1,02%).

Planteó que de acuerdo a los antecedentes señalados en los dos capítulos, ha querido resaltar lo siguiente:

-que el sector eléctrico mundial requerirá atraer cuantiosos recursos en los próximos años.

-que la asignación de los recursos por parte de los bancos e inversionistas privados, dependerá del riesgo país y del marco regulatorio.

-que hay una estrecha relación entre crecimiento económico y consumo de electricidad.

-que la indisponibilidad de energía eléctrica tiene un alto impacto en la economía, que sus efectos se conocen y son medibles en dinero, y que Chile ha experimentado también los efectos de la indisponibilidad de la energía.

-que los precios de la electricidad son razonables.

-que la incidencia del consumo eléctrico en la canasta básica promedio es bajo.

-que el énfasis regulatorio debe estar en la disponibilidad de la energía.

III. PROBLEMAS DEL SECTOR.

Los principales problemas que enfrenta el sector eléctrico son los siguientes, especialmente desde el punto de vista de las empresas distribuidoras:

1. Falta de contratos con empresas distribuidoras.

Es conocido que SAESA lleva cuatro licitaciones a las que ha llamado por el 80% de sus necesidades de su energía, todas las cuales han sido declaradas desiertas por falta de proponentes. Debido a esto, la autoridad ha debido dictar la resolución Nº88, que obliga a las

empresas generadoras a proporcionar energía eléctrica a prorrata, lo que ha permitido a Saesa mantener vigente el suministro a sus clientes.

Explicó que en el caso de Chilectra, ha llamado a 3 licitaciones, en las que ha hecho importantes esfuerzos en adaptar la licitación a nuevos proponentes, en términos de fijar sus necesidades en montos comparables con la instalación de una nueva central de ciclo combinado, de manera que quien firme el contrato con Chilectra pueda obtener los créditos que le permitan concretar tal idea. Sin embargo, esas tres licitaciones han sido declaradas desiertas por falta de proponentes. Chilectra se encuentra en el cuarto proceso de licitación por el 5% de sus necesidades.

Existen otras empresas distribuidoras que en futuros cercanos enfrentarán también una situación de déficit.

Planteó que debido a la dictación de la resolución Nº88 y del artículo 99 bis de la ley General de Servicios Eléctricos ha hecho que las distribuidoras, de ser clientes codiciados por las generadoras, se han transformado en clientes no deseados, por lo que no pueden conseguir la energía eléctrica necesaria para atender a sus clientes regulados.

2. Inversiones.

Según la Comisión Nacional de Energía, se requieren de 4.800 MW adicionales para los próximos diez años, de los cuales hay en carpeta sólo el 25% (Ralco, Tapihue y otros). En general, no se ven nuevos proyectos que hagan pensar que se podrá satisfacer la demanda de energía eléctrica en el mediano plazo.

Por el momento, la disponibilidad de abundante agua –como producto de las excesivas lluvias-, así como el lento crecimiento de la economía, que produce un escaso aumento de la demanda de energía eléctrica, impactan positivamente ante una eventual escasez energética.

3. Transmisión.

Existe un importante problema de tipo formal, y es que la legislación actual no reconoce la etapa de subtransmisión.

Además, como producto de lo mismo, respecto de los peajes existen conflictos y se buscan soluciones adecuadas a cada problema en particular, pero sin un respaldo legal permanente.

4. Confiabilidad de suministro.

El riesgo de sequía hoy se ve lejano. Sin embargo, si se piensa que la demanda de energía aumenta cada año y que los embalses siguen teniendo las mismas dimensiones, cada día los grandes embalses, como el del Laja, tiene menor incidencia respecto del total de la energía necesaria. Por ende, el riesgo de sequía está siempre presente.

En cuanto a la operación de gasoductos, siempre se pensó que la llegada del gas a Chile aseguraría su disponibilidad. Sin embargo, a comienzos de este año quedó claro que no es así, debido a factores políticos internacionales.

IV. ANÁLISIS DEL PROYECTO DE LEY.

Señaló que el proyecto de ley aborda los temas de transmisión, peajes en distribución, contratos, banda de precios libres, servicios complementarios y sistemas aislados. No obstante, el proyecto

de ley, en general, persigue solucionar los problemas habidos en el segmento de la transmisión.

1. Transmisión.

El proyecto explicita los sistemas troncal, de subtransmisión y adicional, así como la regulación para cada uno de esos sistemas. Desde ese punto de vista avanza en la dirección correcta, aunque quedan muchos asuntos por solucionar. Por ejemplo:

a) No profundiza en la definición de lo que se entenderá por sistema troncal.

Cree que en la ley debe establecerse explícitamente lo que se entiende por sistema de transmisión troncal, sin que dicha determinación quede entregada al reglamento, pues se trata de una materia muy relevante.

b) Establece restricciones a la propiedad.

Aparecen algunas situaciones muy importantes para las distribuidoras. Chilectra, durante sus 81 años de existencia, ha desarrollado un anillo de 110 mil voltios, que permite interconectar y alimentar las más de 60 subestaciones de distribución que dan suministro a la Región Metropolitana, porque lo ha considerado necesario para otorgar un servicio de alta calidad y seguridad. Por fuera de ese anillo de 110 mil voltios se está extendiendo un nuevo anillo, de 220 mil voltios, debido a que es la única forma de garantizar la calidad y seguridad a los clientes. El valor nuevo de reemplazo de esa red es de 200 millones de dólares.

De aprobarse el proyecto de ley como fue presentado, podría obligar a Chilectra a enajenar esas redes a un único comprador (la empresa de transmisión) a precios que no reflejarían el real valor de las instalaciones.

Indicó que Chilectra ha planteado que en el estudio de las modificaciones debe haber una mirada hacia lo existente y hacia lo que es necesario construir. Así, todas las instalaciones que hoy son de propiedad de empresas distribuidoras, de clientes libres o de generadores debieran quedar de propiedad de los mismos, independientemente del porcentaje de propiedad de los mismos. En cuanto al futuro, hay que analizar la forma más conveniente de instalar nuevas de redes de transmisión o subtransmisión, de modo que si por necesidades propias, un tercero distinto del transmisor instala una red de subtransmisión o de transmisión adicional, éstas no tengan que ser obligatoriamente enajenadas en el futuro como consecuencia de ser declarada parte de la red troncal.

En definitiva, si el organismo regulador permite que sea instalada como red de subtransmisión o de transmisión adicional, ésta debe mantenerse en propiedad de quien la instaló, aunque a futuro sea transformada en troncal.

c) Produce asimetría en la obligación del pago del 50% de la transmisión troncal entre clientes libres de generadores y clientes libres de distribuidores.

Muchos de los actuales contratos entre las distribuidoras y los clientes libres están basados en el precio de nudo. Al pretender que los clientes libres o las empresas distribuidoras se hagan

cargo del 50% de la transmisión troncal se generarán problemas entre los clientes libres de los generadores y los de los distribuidores. Debe modificarse la propuesta y mantener simetría entre ambos tipos de clientes libres.

2. Peajes de distribución.

En el proyecto de ley se establece que peajes en distribución se calcularán sobre la base del VAD.

Si bien en este punto el proyecto avanza en el sentido correcto, se advierten los siguientes problemas. Primero, la definición es insuficiente, pues no garantiza simetría de derechos y obligaciones. Además, puede tener impacto en los clientes regulados cuando se fije el valor agregado de distribución (VAD) cada cuatro años. En tercer lugar, invoca al reglamento para establecer procedimientos de fijación y aplicación.

Adicionalmente, se advierte que, a lo largo de muchos años, las empresas distribuidoras han construido redes de distribución que los clientes necesitan, situación que tiene su fundamento en la obligación que le impone la ley respecto de los clientes ubicados en su zona de distribución, por tratarse de un monopolio natural.

Planteó que si no se establece que son las empresas distribuidoras las que deben extender sus redes de distribución en el interior de sus zonas de concesión, podría producirse lo que se llama el “descreme” del mercado; es decir, que el generador o comercializador podrá captar los clientes que se encuentran más cerca de los centros de consumo (subestaciones) con inversiones propias muy pequeñas y mejor precio. Esta situación dejaría sin utilizar las redes que las distribuidoras habrán tendido previamente. Eso significa que, en las próximas fijaciones tarifarias, esas redes serán distribuidas entre menos clientes (menos MW por repartir), lo que elevará el precio de la energía a los clientes regulados.

3. Transición de los contratos.

A este respecto, recordó que el artículo 8° transitorio del proyecto de ley indica que “los contratos válidamente celebrados que se encuentren vigentes a la fecha de publicación de esta ley deberán adecuarse a sus disposiciones dentro del plazo máximo de un año, contado desde dicha publicación.”

Al respecto, señaló que le parece esencial que se respeten los contratos vigentes, en los términos y condiciones en que fueron pactados. Resulta, entonces, relevante que se diseñe una etapa de transición que vele por las garantías de estabilidad jurídica.

4. Banda de precios.

Expresó que el proyecto de ley disminuye la banda de precios del 10 al 5%.

Es una modificación que apunta en el sentido correcto, en términos de tratar de acercar el precio libre al precio regulado. Aunque insuficiente, esta medida debiera constituir una señal para que los generadores construyan nuevas centrales.

5. Servicios complementarios.

Indicó que el proyecto de ley es bastante vago en esta materia. Simplemente incorpora una normativa marco para la

inclusión de servicios complementarios y que habrá una remuneración por ellos.

Los problemas que advierte Chilectra son que debiera incorporarse un listado mínimo de servicios complementarios que deberán ser retribuidos y que, entre ellos, necesariamente debiera considerarse el desprendimiento de carga mediante relés de baja frecuencia.

Señaló que Chilectra, mediante el desprendimiento de carga de los relés de baja frecuencia, detecta, por la vía de la baja de la frecuencia, cuando la oferta y la demanda no están calzadas en los 50 ciclos. Cuando la demanda es mayor que la oferta, los relés de baja frecuencia detectan esta situación y botan carga, de forma de hacer que la oferta se acomode a la demanda. Sin esos relés, la demanda estaría por encima de la oferta y se produciría un “black out” en el país.

Chilectra tiene una serie de relés de baja frecuencia que la han obligado a realizar inversiones muy importantes.

En consecuencia, son los clientes de Chilectra los que soportan los cortes para evitar que el resto del país se vea afectado.

V. PROBLEMAS GENERALES DEL PROYECTO DE LEY.

No obstante los avances que el proyecto representa en materia de transmisión –lo que eventualmente permitirá la existencia de interconexiones entre el SIC y el SING o entre Chile y Argentina-, se advierten los siguientes problemas:

1. No da solución al problema de disponibilidad de energía eléctrica, pues no se solucionan los aspectos que ocasionan la falta de contratos de las distribuidoras ni tampoco se modifica el artículo 99 bis.

2. Relega las definiciones de temas relevantes al reglamento, en circunstancias que debieran definirse en la ley, debido a la necesidad de asegurar la permanencia de la norma en razón de los largos períodos que involucra la recuperación de las inversiones.

3. Otorga demasiadas atribuciones de la autoridad.

Las soluciones a los problemas planteados son:

a) Permitir a las distribuidoras licitar el precio. Hoy se licita el suministro, pero con un precio determinado, que es el precio de nudo, pues es el único permitido traspasar al cliente final. Si se permitiera licitar el precio, con todas las salvaguardas que la autoridad considere necesarias para evitar la colusión u otra situación anómala, y traspasar esos valores al cliente final en forma proporcional, se solucionaría el problema de la disponibilidad.

b) Crear una comisión pericial permanente. Esta institución operaría como contrapeso a la gran cantidad de atribuciones que se dejan en manos de la autoridad reguladora.

oooooooooooooooooo

14.- Exposición del Gerente General de Gas Atacama, señor Rudolf Araneda Kauert.

El señor Araneda comenzó su intervención señalando lo siguiente:

I. GAS ATACAMA, EL SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS Y LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD.

Explicó de la empresa Gas Atacama está vinculada tanto a gas como a generación eléctrica, dos de los temas más relevantes en el desarrollo de los próximos diez años.

Gas Atacama tiene dos gasoductos: uno en la Cuenca de Atacama, que constituye el primer gasoducto en el Norte de Chile, con una extensión de 951 kilómetros desde Argentina a Mejillones y con una capacidad máxima de 8,5 millones de metros cúbicos diarios. El otro es el gasoducto Taltal, que constituye la primera interconexión energética SING-SIC, con una extensión de 223 kilómetros desde Mejillones a la central Taltal.

La central generadora Atacama es la mayor central eléctrica en Chile (740 MW), con tecnología de ciclo combinado a gas natural y un diseño modular.

Tiene, además, 880 kilómetros de líneas de transmisión de 220 kV construidos.

Sus accionistas son CMS Energy, de Estados Unidos de Norteamérica (50%) y Endesa, de Chile (50%). La división accionaria en partes iguales hace que esta compañía no sea filial de ninguna de ellas, por lo que no hay transferencia de flujos con ninguna otra compañía relacionada con los dueños.

La inversión efectuada es de US$ 850 millones.

En cuanto a la entrada del gas natural en el SING, ésta significó una reducción de los precios de la electricidad en rangos del 40%. En efecto, cuando se anuncia el gas natural en noviembre de 1996, el precio de nudo en el SING era de 55 mills/kWh. Cuando el gas natural se incorpora definitivamente, a comienzos de 1999, el precio de nudo en el SING se sitúa bajo los 40 mills/kWh.

En cuanto a la generación de energía eléctrica en el SING, Nopel se ha posicionado como la principal generadora, con el 28% del mercado, seguida por Electroandina (26%), Edelnor (23%), AES Gener (14%), Celta (8%) y Norgener (1%).

En lo tocante a la proyección de la oferta y de la demanda de energía en el SIC, según el plan de obras de la Comisión Nacional de Energía, para el año 2010 se espera una demanda de 10.000 MW, lo que estaría levemente por sobre la capacidad instalada real. En cambio, respecto del SING, la demanda estimada para ese año es de 2.300 MW, siempre muy por debajo de la capacidad instalada, a una tasa de crecimiento de la demanda del 9% para el período 2003-2007 (por los proyectos mineros), y del 3,5% para el período 2008-2020.

Los requerimientos tanto del SIC como del SING hasta el año 2010 serían de 10 nuevas centrales eléctricas, para lo cual es necesario dar señales económicas claras por la vía de los precios y de las

normas, con el fin de garantizar la suficiencia de energía eléctrica (en cuanto a cantidad y oportunidad) y la calidad de la misma (en cuanto a la tecnología por utilizar, la seguridad en la operación y los efectos ambientales). Nada se logra con dar las señales una vez que han sido adquiridos equipos inadecuados. Esas señales deben darse antes de que se tome la decisión de invertir, de manera que la incidencia en los costos totales sea mínima, a través de utilizar la tecnología adecuada, instalarla en los lugares adecuados y obtener su operación adecuada.

Las posibles fuentes de energía eléctrica para esta década y la siguiente se observan en el cuadro siguiente. Hace presente que la maduración de un proyecto de central hidroeléctrica toma ocho años en promedio y la de una de gas, cuatro, lo cual significa que la central que hoy no esté planificada no se alcanzará a ejecutar en esta década y que el impacto de este proyecto de ley se extenderá por quince años.

	Hasta 2010	Post 2010
Hidráulica	Ralco	Puelo
	Neltume	Pascua y Baker
Gas Natural	Cuenca Neuquén	Cuenca Neuquén
	Cuenca Noroeste	Cuenca Noroeste
	Bolivia	Bolivia
Carbón		
Interconexión	Argentina	
eléctrica	SIC/SING	
Geotérmica		Evaluar
Nuclear		Evaluar

Los ríos Puelo, Pascua y Baker, de la zona austral, tiene una capacidad del orden de los 2.000 MW, pero están muy distantes de los centros de consumo.

Se estima que de las diez centrales por construir, ocho serán a gas natural y dos hidráulicas (Ralco y Neltume). En principio, el gas natural provendrá de Neuquén, de la cuenca Noroeste de Argentina y de Bolivia. Hacia el 2010, dos tercios de la energía generada provendrá de una sola cuenca (Neuquén), a través de un gasoducto de un proveedor, lo cual presentará un alto grado de concentración del riesgo de carácter geológico, de reserva, geopolítico, técnico, de precio y de capacidad de negociación. Por ende, es indispensable trabajar en la diversificación de las fuentes.

Las reservas de Neuquén –desde donde proviene el gas a la zona central- son para doce años. Debido a la situación económica Argentina, la totalidad de los gastos de exploración y desarrollo están detenidos desde enero de este año. El precio al cual las compañías argentinas están vendiendo el gas no es compatible con nuevos desarrollos. Esto afectará la creación de nuevas centrales a gas en Chile, pues nadie está en condiciones de invertir 300 millones de dólares en una central sin tener asegurado el suministro del energético.

En términos de carbón, no se visualizan soluciones competitivas en relación con las dos primeras.

La otra fuente de energía para la zona central son las interconexiones eléctricas, tanto SIC-SING como con Argentina.

También existen esfuerzos en el plano geotérmico, que constituye un potencial para una escala acotada que no resuelve el problema en gran magnitud.

Finalmente, la energía nuclear sí debiera estudiarse seriamente por el país en la segunda década.

Señaló que si se atiende a las estructuras de costos vinculadas a las tecnologías probables, se observa que los costos de las centrales hidroeléctricas giran en torno a los mil dólares por KW, “versus” las centrales a gas, cuyo costo unitario es la mitad.

	Hidráulica Embalse	Térmica Gas	Térmica Carbón
Costo (US$/KW)	1000-1200	500-700	900-1100
Tiempo requerido (años)	5-8	243	2-3
Costo variable (mills/kWh)	0	10-11	16-17

De este cuadro se desprende que la solución futura para asegurar un suministro barato es el gas, para lo cual es necesario diversificar fuentes (cuencas y proveedores) y acordar protocolos, sin perjuicio de, para la segunda década, habrá que facilitar la transmisión desde fuentes remotas.

Lo que en definitiva está en juego en todo esto es el desarrollo adecuado del sistema eléctrico en Chile, que es esencial para la competitividad global del país (eficiencia económica), para contar con un servicio de primera necesidad (suficiencia y calidad) y que sea suficientemente rentable y previsible, para lo cual se requiere de reglas adecuadas y estables, virtudes contra las que atenta el artículo 99 bis.

A continuación se refiere a las fuentes de abastecimiento de energía, para lo cual exhibe unos dibujos. Entre las fuentes de abastecimiento destacan los gasoductos desde Bolivia y Argentina, para crear nuevas centrales a gas; las interconexiones eléctricas, y los proyectos hidráulicos de las regiones X y XI.

La diversificación de fuentes de suministro (gas en el norte e hidráulica en el sur) requiere facilitar el sistema de transmisión y aprovechar las economías de escala –debido a las mayores distancias de las nuevas fuentes- y facilitar la competencia y la entrada de nuevos competidores, lo que se obtiene con un sistema de transmisión robusto y con el libre acceso al mismo.

Además, se requiere de oportunidad en la señal indicativa de calidad, de modo de incidir en el tipo de tecnología por utilizar.

En cuanto a las visiones de desarrollo, en materia de generación, la regulación actual reconoce un desarrollo competitivo, mientras que la regulación requerida debiera, además, incorporar señales económicas adecuadas para lograr la calidad del suministro. Respecto de la transmisión, el marco actual supone un desarrollo competitivo, mientras que el proyecto de ley asume que se va a conformar una estructura más bien monopólica, que pueda aprovechar las economías de escala, por lo que debe regular esa actividad; a la vez debe dar una señal de pago que debe incluir a clientes, pues siempre, al final, el cliente paga la totalidad del costo de transmisión, por lo que se trata sólo de definir cuánto queda

implícito y cuánto explícito. Respecto de la distribución, se mantiene la regulación en condiciones monopólicas.

En definitiva:

-Hay que pasar de las soluciones parciales de corto plazo que han caracterizado al país a soluciones integrales de largo plazo, en las que se aprovechen las economías de escala tanto en inversión como en operación.

-La concentración en pocas cuencas cercanas a grandes urbes debiera dar paso a la diversificación de fuentes y cuencas.

-La ausencia de señales claras que caracteriza a la normativa vigente debiera ceder a señales de los actores y a los actores relevantes, tanto generadores como usuarios.

La forma en que el proyecto de ley aborda estos temas se aprecian en el siguiente cuadro:

Regulación actual	**Proyecto de ley**
Transmisión	
Peaje básico Peaje adicional	Sistema troncal Sistema de subtransmisión Sistemas adicionales
Seguridad y calidad	
Incorporación parcial de atributos de calidad en pagos por potencia	Incertidumbre respecto de la mantención de la señal de inversión de calidad en los pagos por potencia Creación del mercado de servicios complementarios.

II. EL PROYECTO DE LEY.

1. Peajes por transmisión.

1.1. Los peajes por transmisión hacen más competitivos los proyectos más distantes de la zona central y favorecen la entrada de nuevos competidores. Sin embargo, hay que poner atención con la discrecionalidad que queda en manos del regulador.

Si se va a pasar de un sistema competitivo a uno más planificado, es muy importante que el nivel de discrecionalidad no sea alto, riesgo que se minimiza con reglas claras y objetivas y con un ente técnico permanente, que dé garantías para un sector que requiere hacer enormes inversiones, que sólo se pueden materializar si existe certidumbre de la permanencia del marco.

1.2. Los espacios de discrecionalidad en manos del regulador se aprecian en los siguientes aspectos del proyecto que tienen que ver con el sistema de transmisión:

-Definición de instalaciones troncales y costos vinculados.

-Definición de prorratas entre participantes por segmento.

-Definición de expansiones requeridas (la CNE determina los términos de referencia del estudio, la CNE elabora el informe final acogiendo o no las observaciones y el Ministerio de Economía toma la decisión final).

-El regulador es juez y parte al dirimir los eventuales conflictos.

1.3. Propuesta referida al regulador.

Frente a lo anterior, la propuesta concreta de Gas Atacama referida al regulador es que es indispensable:

-Que existan criterios técnicos específicos.

-Que haya un reglamento conocido, debido a la gran cantidad de referencias de la ley al reglamento, sin que se conozca el texto de este último.

-Que se establezca un ente técnico, independiente y permanente que dirima las controversias con garantías de estabilidad y certidumbre.

1.4. Propuestas sobre el sistema de transmisión troncal.

a) Es necesario contar con criterios para definir las instalaciones que formarán parte de dicho sistema. Por ejemplo, que se trate de instalaciones:

-Con tensión igual o mayor a 220kV.

-que sean necesarias para abastecer grandes consumos regulados (que permitan acceder a centros urbanos con una demanda mayor o igual al 10% de la demanda de todos los consumos regulados del respectivo sistema interconectado).

Que permitan conformar un sistema continuo y no, como ocurre hoy, con varios segmentos inconexos, de manera que un inversionista en generación tenga la seguridad de que podrá conectarse en cualquier punto y llegar a cualquier cliente.

b) Por otra parte, deben existir criterios para definir las prorratas entre generadores y clientes. Hay opiniones según las cuales el pago de la transmisión debe corresponder totalmente a las generadoras, y otras según las cuales tal pago debe ser completamente de cargo de las distribuidoras. Sin embargo, la realidad es que el consumidor final siempre paga la totalidad de los costos de generación, de transmisión y de distribución. Si no fuera así, alguno de los integrantes de la cadena estaría perdiendo dinero. La opinión de Gas Atacama al respecto es la siguiente:

-Debe considerarse una participación de los clientes de al menos el 50%, pues se requiere dar una señal directa a los clientes respecto al uso y beneficio de la energía y porque de todas maneras es el cliente quien paga el total. Lo importante es que el total sea el menor posible para la calidad requerida y que todas las partes contribuyan explícitamente a asumir parte del costo de transmisión. Es una señal que da cuenta de las necesidades tanto de las generadoras como de las distribuidoras y grandes clientes de la necesidad de producir una unión entre ambos.

-Utilizar dentro de cada categoría (generadores, clientes) una distribución de pagos (prorratas) basada en el “uso esperado”.

2.-Servicios complementarios.

2.1. Definición y objetivos.

La definición del objetivo de estos servicios es que “permitan preservar la **seguridad** y **calidad** de servicio”. ¿Se logra el objetivo con la propuesta actual?

Los sistemas SIC y SING se han caracterizado por lo siguiente:

-En el SIC, la seguridad es alta, pero la suficiencia (disponibilidad) es baja, por cuanto requiere urgentemente la instalación de nuevas centrales.

-En el SING, por el contrario, la suficiencia es alta, pero la seguridad es baja, por cuanto la señal de calidad no estuvo presente en el marco vigente.

Hoy, muchos se preguntan cómo es posible que una empresa haya instalado una central de 400 MW y que otra haya construido una línea de 1.000 MW para un sistema pequeño. Eso se debe a que en el sistema regulatorio chileno no hay señal alguna que indique a los inversionistas cuál es la inversión por materializar. Por eso, ya que el problema del SIC es la suficiencia, el marco le indica al inversionista que se preocupe sólo de que hayan inversiones suficientes y que no atienda a la calidad, pues ese es un problema del norte.

Señaló que Gas Atacama sugiere que se ponga atención en ese aspecto, pues se podría repetir el error suscitado en el SING. Es ahora cuando se va a tomar la decisión respecto de las diez nuevas centrales requeridas, por lo que es ahora, y no en 2010 ó 2015, cuando debe haber preocupación por la calidad e instalar centrales que permitan la partida rápida, la regulación de frecuencia, etcétera.

2.2. Desarrollo histórico.

El decreto supremo Nº327, de 1997, del Ministerio de Minería, reglamento de la ley General de Servicios Eléctricos, señala que la suficiencia y seguridad debieran estar incluidas en la remuneración de potencia, en la siguiente relación:

	Suficiencia	Seguridad
SIC	80%	20%
SING	50%	50%

No obstante lo anterior, en la práctica pareciera que la calidad no tiene incidencia alguna.

De lo dicho anteriormente se desprende, que si el SIC se encamina hacia las interconexiones, a la producción con gas de distintas fuentes, al cambio en la matriz energética y a posibles fuentes distantes de gran tamaño, el SIC será cada día más térmico, por lo que hay que evitar problemas de seguridad mediante una señal fuerte y oportuna.

En el proyecto de ley, en cuanto a la confiabilidad en la capacidad, se han eliminado las señales de calidad y sólo se menciona la suficiencia, lo cual constituye un retroceso. Respecto de la confiabilidad

en el mercado de los servicios complementarios, el proyecto se refiere a la seguridad, lo cual constituye un avance. Sin embargo, nada se dice respecto de la procedencia de los fondos ni de cuáles son los servicios complementarios, por lo que se acerca más a una declaración de intenciones que a un instrumento eficaz.

En cuanto a la implementación de la seguridad, se encuentra sólo en un nivel básico en el proyecto de ley, y demás es ambigua. En el reglamento es un poco más detallada, aunque desconocida.

Habría que preguntarse ¿Qué ocurre si las señales no son las correctas? En caso que no se reconozcan las contribuciones reales de cada unidad a la seguridad del sistema, entonces se induce a que no se instalen los equipos necesarios. Así, el país incurriría en un costo social por falta de seguridad, aunque haya suficiencia (similar al SING).

En consecuencia, la señal de servicios complementarios se debe dividir en dos ámbitos:

-Un mercado de servicios complementarios donde se transa la entrega efectiva de los atributos de seguridad.

-Un pago por mantener disponible la capacidad de entregar dicha seguridad.

Sólo así se contará con máquinas que sean capaces de regular frecuencia (primaria y secundaria), que tengan “black start” (capacidad de partir sola, sin requerir del sistema), que tenga un sistema de transmisión propio, que tenga capacidad para regular reactivos, etcétera.

Las señales para los servicios complementarios serían:

-Una señal de eficiencia en la administración de los recursos actualmente disponibles para dar seguridad. Esto significaría un mercado de servicios complementarios que implique, primero, cierta obligatoriedad de todos los integrantes de otorgar el servicio y, luego, que se otorguen de la manera más eficiente.

-Una señal que permite la instalación de la capacidad requerida para abastecer la demanda **con seguridad**.

Así, se abastece la demanda de energía con la seguridad y calidad requerida, tanto en el corto como en el largo plazo, sin que estén desvinculadas, como se desprende del proyecto de ley, en que a la potencia sólo le da una señal de suficiencia, quedando la seguridad muy precaria.

En consecuencia, para que el mercado de los servicios complementarios no quede en el mero título, se requiere de un articulado que dé señales claras en cuanto a que hay obligación de operación y de minimización de costos para proporcionar todos los servicios que se requieren en el mercado, además de la tarificación de los mismos. En otras palabras, a nivel operativo se administrará la entrega efectiva, a mínimo costo, de la energía y de los servicios complementarios, respectivamente y, por otra parte, la señal de inversión garantizará el disponer de suficiente capacidad para abastecer la demanda con seguridad, en los pagos por potencia. Se destaca que en otros mercados

donde existen los servicios complementarios (Inglaterra) es usual el pago tanto por la entrega efectiva de servicios como por el tener la capacidad para entregarlos.

Sobre cómo se traspasan las señales, a nivel operativo, al costo de la energía debe agregarse el costo de utilizar los servicios complementarios, lo cual es aplicable a las transferencias en el CDEC y al cálculo del precio de nudo de la energía. Y, a nivel de inversión, al costo de la potencia debe agregarse el costo de disponer de los servicios complementarios, lo cual igualmente es aplicable a las transferencias en el CDEC y al cálculo del precio de nudo de la potencia.

En la práctica, la relación actual entre suficiencia y seguridad es defectuosa, pues sólo se garantiza la suficiencia, repitiendo el caso del SING. En el futuro, con el proyecto de ley, se dan señales claras y oportunas para suficiencia y seguridad, lo que constituye un incentivo a seleccionar tecnologías y soluciones adecuadas.

La propuesta concreta respecto de los servicios complementarios es:

-Especificar y asegurar una remuneración adecuada de los servicios complementarios, a través de: señales operativas (por la vía de mercado de servicios complementarios) y señales de inversión (por la vía de inclusión de seguridad en los pagos por potencia).

-El valor de los servicios complementarios debiera ser traspasado al usuario final mediante las tarifas.

En resumen, el planteamiento de Gas Atacama es:

- la necesidad del país de identificar fuentes que serán el origen de la energía eléctrica, a partir de fines de esta década;

- esas fuentes son diversas y se encuentran distantes, por lo que debe existir una adecuada red de transmisión construida sobre la base de condiciones rentables y que facilite la competencia entre los generadores;

-definir el sistema troncal, pero sin obligar a las empresas distribuidoras y generadoras a vender sus instalaciones que puedan ser definidas como troncales por la autoridad.

oooooooooooooooooooo

15.- Exposición del Gerente General de Enersis S.A., señor Enrique García Álvarez.

El señor García comenzó su exposición basándose en los siguientes antecedentes:

I. ALGUNOS ANTECEDENTES IMPORTANTES DEL SECTOR ELÉCTRICO.

1) <u>Aspectos generales del mercado eléctrico</u>.

Los principales sistemas eléctricos del país y sus características son:

a) SING

Potencia Instalada: 3,441 MW

Generación Anual: 9,851 GWh (100% termoeléctrica)

Tipo de Consumo: Minería y Servicios

Crecimiento Dda.: Dependiente de proyectos mineros

Cobertura: 5% de la población del país.

b) SIC

Potencia Instalada: 6,579 MW

Generación Anual: 30,765 GWh (68% hidro;32% térmico)

Tipo de Consumo: Residencial e Industrial

Crecimiento Dda.: 7% anual (promedio)

Cobertura: 93% de la población del país.

2) La tarifa a cliente final.

La productividad alcanzada por el sector distribución y los eficientes costos de generación permiten ofrecer tarifas muy competitivas a nivel residencial. Según un “benchmarking” internacional de tarifas residenciales efectuado en 2001 por la United Kingdom Electricity Association, un consumidor residencial de 275 kWh/mes, con IVA e impuestos locales incluidos, en Chile paga una tarifa de alrededor de US$ 80 MWh, situándola en la 10ª más baja en el mundo.

Según el mismo estudio, en Chile, un consumidor industrial de 2,5 MW y 720 MWh/mes, con IVA e impuestos locales incluidos, tiene una tarifa de US$ 40 MWh, siendo la segunda más baja del mundo.

3) Evolución relativa de precios.

La evolución de los precios de la electricidad para los consumidores ha sido muy diferente de la de otros bienes y servicios básicos.

Señaló que según datos del Instituto Nacional de Estadísticas, con base 100 el año 1992 y deflactado por la inflación, es decir, considerando precios reales, la energía eléctrica ha bajado de precio en cerca del 20%. Para comparar, exhibe las variaciones de precios de diversos productos con la misma base 100 desde 1992. En ellos se observa que han subido los precios del agua potable, de la locomoción colectiva, del gas, del servicio telefónico, del pan, de los bonos del Fondo Nacional de Salud.

4) La electricidad en la canasta básica.

Para un ciudadano promedio el costo de la electricidad tiene baja incidencia en su canasta básica, pues es sólo del 1,% del total de sus gastos. Los mayores gastos se encuentran en los rubros de alimentación (29%), vivienda (19%) y educación (18%). Respecto de los otros servicios públicos, los gastos son: transporte (14%), teléfono (5%), gas (3%) y agua (1%).

Tomando en cuenta únicamente los servicios básicos, el costo relativo de la electricidad es del 6%, frente al teléfono (65%), el gas (24%) y el agua (5%).

5) Estructura de la tarifa.

El costo de transmisión en la estructura tarifaria al cliente final es de baja incidencia relativa, pues es sólo del 3%, frente al 48% de la generación, al 34% de la distribución y al 15% de impuestos.

II. PRINCIPALES PROBLEMAS QUE ENFRENTA EL SECTOR ELÉCTRICO.

1) Estancamiento de inversiones en el sector generación.

Para los próximos ocho años, la Comisión Nacional de Energía prevé requerimientos por más de 4.000 MW, de los cuales hay en carpeta sólo el 25%, correspondiente a algunos nuevos proyectos en construcción y a la central hidroeléctrica Ralco, que entraría en operación en 2004, con lo que se tendría un poco más de 1.000 MW.

Los orígenes de la falta de oferta se encuentran en:

a) la volatilidad del precio de nudo, que pretende ser una señal de largo plazo, sin serlo realmente, y

b) el incremento en el riesgo asociado al suministro a clientes regulados, derivado del artículo 99°bis DFL1/82 y la resolución Nº88/2001, que consideran la sequía como fuerza mayor.

2) Dificultad de distribuidoras para contratar suministro.

Desde 1999, las compañías han encontrado dificultades para firmar contratos con generadores. De hecho, SAESA ha declarado desiertas cuatro licitaciones y Chilectra, tres. En un futuro cercano, a otras empresas les ocurrirá lo mismo.

Esta situación se debe, nuevamente, en primer lugar, a que el precio de nudo no refleja la condición de riesgo incorporada por el artículo 99 bis y, en segundo término, a que la obligación de suministro sin contrato establecida por la resolución N°88/2001 distorsiona los procesos de negociación entre los generadores y los distribuidores, al prorratear entre todos los generadores la energía que no se suministra, de manera que, al final, se acude al mercado regulado. Esto quiere decir que, en el momento en que exista dificultad de abastecimiento, comenzarán a surgir problemas con los clientes libres con los que hay firmados determinados contratos, con las repercusiones contractuales y económicas esperables, lo cual es lógico que exista.

3) Conflicto en definición de peajes de transmisión troncal.

Los inversionistas del sector eléctrico enfrentan incertidumbre respecto de la remuneración del sistema troncal.

El origen de este problema se encuentra en que:

a) la regulación actual privilegia la búsqueda de un acuerdo entre los agentes (generador-transmisor), lo cual, en la práctica, ha incentivado el desacuerdo y la determinación de peajes a través de tribunales arbitrales.

b) los tribunales arbitrales han interpretado de manera distinta la forma de calcular los peajes, creando derechos y obligaciones no consistentes entre distintos usuarios.

III. EL PROYECTO DE LEY.

Los principales temas que aborda el proyecto de ley son: transmisión (definición y propiedad, expansión y remuneración), generación (servicios complementarios y potencia), distribución (peajes) y sistemas aislados. Señala que se referirá a los tres primeros.

►**Aspectos positivos del proyecto.**

1) Transmisión.

Desde el punto de vista de la transmisión, el proyecto de ley:

1.1 Propone una metodología para planificar la expansión del sistema troncal, con una planificación centralizada basada en consultorías especializadas, lo que constituye una vía para apoyar las interconexiones entre sistemas y países.

A juicio de Enersis, la única gestión que en un sistema eléctrico se debe planificar es el funcionamiento de la red troncal. El crecimiento y la expansión de la red troncal deben obedecer a una metodología de planificación.

1.2. Avanza en el establecimiento de criterios que regulen la inversión, el uso y la remuneración del sistema de transmisión en sus diferentes etapas.

Al respecto, establece mayor transparencia en el uso y remuneración de la transmisión troncal, subtransmisión y transporte adicional.

Además, el mayor equilibrio en el pago de la remuneración del sistema troncal (50% generación y 50% distribuidores y clientes libres) asegura mayor objetividad y estabilidad sobre decisiones de inversión sujetas a la planificación mencionada en el corto, mediano y largo plazo.

2) Generación.

2.1. Avanza en el acercamiento del precio de nudo a un valor de mercado, mediante la disminución del ancho de la banda en torno a precio de mercado a ± 5%, lo cual mejora las señales al mercado, aunque la banda de precios no recoge los riesgos que tienen los contratos con los clientes libres.

2.2 Propone la creación y formalización de un mercado de servicios complementarios, cuya existencia permitirá desarrollar y proporcionar servicios que mejorarán la seguridad y confiabilidad del abastecimiento.

►Aspectos perfectibles del proyecto.

1) Transmisión.

1.1. Definición y clasificación de instalaciones.

Las definiciones de transporte troncal y de subtransmisión son en extremo amplias. Se sugiere incorporar criterios

objetivos para determinar las instalaciones que formarán parte del sistema troncal y de la subtransmisión.

Esto es indispensable para que la expansión del sistema troncal tenga una planificación adecuada.

En cuanto a qué criterios objetivos incorporar en la definición de red troncal, sugiere hacer la comparación con una red ferroviaria. Así, no serían troncales las vías que llegan a las estaciones del centro, lo que correspondería a las redes para evacuar o para inyectar energía, que son las ubicadas entre la central generadora y la red troncal. Además, en general, la red troncal es bidireccional y la red de evacuación es unidireccional.

1.2. Expansión y remuneración del transporte troncal.

Según el proyecto de ley, este tema tiene las siguientes características y sus posibles soluciones:

a) La composición del comité de seguimiento del trabajo de consultoría que determinará la expansión de la transmisión troncal es poco representativa.

Al respecto, se debe asegurar que en el comité de seguimiento estén representados **todos** los agentes directamente involucrados en el uso del transporte troncal.

b) La remuneración de la expansión se basaría en una estimación del consultor.

Es necesario asegurar que el mecanismo que remunere las expansiones del troncal se base en los **costos reales** de las mismas y no en estimaciones.

c) El tratamiento diferenciado, en cuanto al pago de la transmisión troncal, entre los clientes libres de generadores y aquellos contratados con distribuidores, es discriminatorio.

Al respecto, **todos** los clientes libres debieran pagar el transporte troncal, con independencia de su suministrador (generador o distribuidor).

2) Generación.

2.1. Servicios complementarios.

a) Es criticable que la definición de los servicios complementarios se deje a la reglamentación.

Al respecto, Enersis sugiere identificar en la ley un conjunto mínimo de servicios complementarios, el que podría ampliarse por la vía del reglamento en el futuro. Por ejemplo:

-Reservas instantáneas y de mayor plazo.

-Regulación de frecuencia.

-Alivio de carga por relés de baja frecuencia.

Todos ellos dicen relación a la seguridad y calidad del servicio.

b) Falta claridad en los mecanismos de prestación de los servicios complementarios.

Al respecto, se sugiere clarificar en el proyecto que los servicios complementarios podrán ser prestados por los agentes con instalaciones propias y/o con las de terceros, mediante la contratación de los mismos y, a su vez, asegurar una valorización de los servicios complementarios en base a criterios de eficiencia económica.

3) Distribución.

3.1. Peajes de distribución.

La definición de los peajes de distribución *"calculados en base al VAD"* es amplia e interpretativa.

Enersis cree que se debe asegurar que el valor del peaje de distribución **sea el valor agregado de distribución (VAD) en cada zona**, y no que "se calcule en base a él".

►Aspectos no contemplados y que se sugiere incorporar.

1) Licitación de contratos de distribuidoras.

El proyecto no incluye mecanismos que permitan acotar los riesgos introducidos por las modificaciones del artículo 99° bis y por la resolución N°88/2001.

Actualmente, el precio de venta regulado a las distribuidoras (precio de nudo) no refleja los riesgos actuales de los generadores. Como consecuencia, no incentiva la oferta de energía a las empresas distribuidoras, afectando la incorporación de nuevos proyectos de generación y los clientes finales no reciben señales correctas en períodos críticos.

Por ello, para las futuras licitaciones se propone que la ley permita que las distribuidoras contratar su suministro a través de un proceso de licitación pública, autorizando el traspaso íntegro a la tarifa del precio obtenido.

Este mecanismo de licitación debería contemplar modalidades que permitan administrar el riesgo de la oferta. A partir de determinados precios, parte del riesgo debiera ser traspasado al cliente para que administre su consumo. Como contrapartida, tendría la ventaja de que, en tiempos normales, la energía sería algo más barata que con el precio de nudo actual.

Por otro lado, la licitación de contratos de distribuidoras mejoraría las señales del sistema. Así, se renovarían incentivos a la inversión, posibilitando una mayor competencia. La energía adscrita a este esquema de contratos tendría un precio promedio en el largo plazo muy similar al precio de nudo (en el escenario normal bajarían y en el catastrófico de sequía extrema subirían). Con este sistema no se requiere modificar el esquema de compensaciones vigente para el suministro a clientes regulados (artículo 99 bis DFL N°1/82), ni las disposiciones de la resolución N°88/2001.

Según estimaciones de Enersis, si esta modalidad se hubiera aplicado durante los últimos diez años, en momentos de crisis la energía habría subido en el 15% o 20%, pero en los momentos de normalidad –superiores al 90% del tiempo- hubiera bajado de los US$ 2 MWh. Esto habría producido una autorregulación del consumo.

Ooooooooooooooo

16.- Exposición del Gerente General de Endesa, señor Héctor López Vilaseco.

El gerente general señor López inició su exposición señalando lo siguiente:

I. GENERALIDADES Y PROBLEMAS DEL SECTOR ELÉCTRICO.

El proyecto propuesto incorpora en la ley eléctrica disposiciones acertadas para clarificar las responsabilidades y actuaciones de los agentes del mercado, principalmente respecto de los sistemas de transmisión.

Dentro de sus ventajas, el proyecto de ley:

-Sistematiza la valorización y expansión del sistema de transmisión troncal mediante la planificación centralizada de la transmisión. La planificación centralizada es la manera más eficiente de regular la transmisión en un sistema eléctrico maduro como el chileno.

-Perfecciona la regulación de las instalaciones de transmisión en lo que se refiere a uso, inversión y pago. Esto viene a solucionar una antigua fuente de continuas divergencias entre los operadores del sistema.

-Regula el sistema de peajes, asegurando el acceso abierto no discriminatorio.

-Formaliza el mercado de servicios complementarios, relevante para asegurar la calidad y seguridad de suministro.

-Mejora el ajuste a precios de mercado de los precios regulados al estrechar la banda de ±10% a ±5%. Es una buena señal, pero insuficiente.

Sin embargo, el proyecto de ley no enfrenta ni da respuesta a otros grandes problemas que presenta actualmente el sector eléctrico y su regulación, como los siguientes:

1) Exposición de los generadores a condiciones de riesgo que no son remuneradas ni compensadas en los precios regulados.

En los años secos se reduce el aporte hidro en hasta el 40% del consumo anual, lo que hace crecer los costos de generación hasta 10 veces respecto de lo normal.

Los precios regulados no compensan estos riesgos. Asumen condiciones promedio de suministro.

La seguridad a todo evento tendría un costo muy elevado. El sistema chileno está diseñado óptimamente, lo que implica tener racionamientos cuando hay sequías extremas. Si se pretendiera que frente a sequías extremas no haya falla, habría que tener respaldos carísimos.

2) Freno a las inversiones que representa la aplicación de la resolución Nº88/2001.

Se ha tratado de solucionar el problema de riesgo obligando a los generadores a dar un suministro no deseado a clientes

regulados. Pero ello es cuestionable legalmente y desincentiva aun más la inversión, pues se constituye en incertidumbre y carga para el inversionista.

A través de un ejemplo se puede observar cómo esta normativa limita las decisiones de inversión de las compañías. Si Endesa quisiera instalar una nueva central en el país, sólo podría contratar el 50% de la energía producible por esa central si no quisiera incurrir en un riesgo ilimitado. Porque, por aplicación de la resolución Nº88, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2001, Endesa estaría obligada a suministrar a las compañías distribuidoras toda la energía que no tenga contratada, en función del porcentaje de su participación en el mercado. Esto quiere decir que si Endesa tiene una cuota en el mercado del 50%, tendría que tener el 50% de todas sus centrales disponibles para suministrar a las compañías distribuidoras en caso de que éstas no tuvieran contratos, lo que hace imposible obtener financiamiento para nuevos proyectos, pues ningún banco está dispuesto a financiar la construcción de una central que sólo contratará el 50% de su producción.

Desde su perspectiva como generador, Endesa:

a) Concuerda con la propuesta de la autoridad de una planificación centralizada del desarrollo del sistema de transmisión, por cuanto entrega un marco estable, conocido y transparente para los peajes, asegurando un desarrollo óptimo del sistema de transmisión con garantía de recuperación de dichas inversiones y garantiza un equilibrio en la remuneración del sistema.

Sin embargo, se requiere restar subjetividad en la definición del sistema troncal y que en la planificación participen todos los agentes del sector.

b) Estima necesario complementar el proyecto de ley, incorporando un instrumento efectivo que aborde el tema de fondo relativo al riesgo. Con esto se crearían incentivos para la inversión en nuevos proyectos de generación y se evitaría la situación de empresas distribuidoras sin contratos, solucionando el problema de la resolución Nº88 y evitando que el artículo 99 bis continúe frenando la inversión.

Por tanto, se requiere representar el riesgo de mercado como una expresión de precio, con mecanismos de traspaso compartido, informado y oficial.

Respecto de las críticas hechas al proyecto de ley por otros agentes en los aspectos de transmisión (definición de sistema troncal y tratamiento de los peajes), Endesa cree que se ha exagerado algunos elementos.

Se ha dicho que el pago de los peajes de transmisión en 50% de cargo de los generadores y 50% de los distribuidores beneficiaría a todas aquellas compañías que tienen centrales de generación alejadas de los centros de consumo, recargando los costos para otros generadores y clientes. Al respecto, aclara que en la actualidad eso no ocurre y que, una vez aplicado el proyecto de ley, no ocurriría en ningún caso, pues es la autoridad la que va a definir cuáles redes forman parte del sistema troncal y cuáles no.

Actualmente, las líneas que requeriría una central, por ejemplo en Aysén, para llegar a la zona del Sistema Interconectado Central serían **líneas de inyección** y no troncales.

Se critica el desarrollo del troncal hacia el sur del país y a Endesa se le imputa tener un interés especial en las centrales de generación en el sur del país, fundamentalmente en centrales hidráulicas, debido a que Endesa tiene importantes derechos de agua en el sur del país.

Endesa está firmemente convencido de que el desarrollo hidráulico es fundamental para el país. A fin de cuentas, el agua es un combustible primario más para la generación de energía, propio del país, que no requiere pagos por exportación ni está sujeta a decisiones de países extranjeros sobre su suministro.

Al respecto, ve con preocupación que la única alternativa efectiva disponible en el país para la generación hidroeléctrica es la generación con gas, debido a lo que ocurre en Argentina. También hay que estar atentos a los cambios de la divisa.

Por ende, a juicio de Endesa, remunerar el sistema troncal en partes iguales por parte de generadores y clientes es la solución compatible con el esquema de planificación centralizada. Cabe recordar que el sistema troncal representa entre 3% y 4% de componente de costo en la tarifa al cliente final, por lo que es irrelevante para el consumidor la decisión respecto de quién paga la transmisión y en qué porcentajes la paga.

La remuneración 50%-50% no afecta el nivel general de precios de mercado ni la competencia entre generadores. Por el contrario, hace más diversificada la oferta generadora y reduce las desoptimizaciones del sistema troncal (cuellos de botella, demora de las inversiones, etcétera).

Endesa está firmemente convencido de que el desarrollo hidráulico es fundamental para el país. A fin de cuentas, el agua es un combustible primario más para la generación de energía, propio del país, que no requiere pagos por exportación ni está sujeta a decisiones de países extranjeros sobre su suministro.

Al respecto, ve con preocupación que la única alternativa efectiva disponible en el país para la generación hidroeléctrica es la generación con gas, debido a lo que ocurre en Argentina. También hay que estar atentos a los cambios de la divisa.

Por ende, a juicio de Endesa, remunerar el sistema troncal en partes iguales por parte de generadores y clientes es la solución compatible con el esquema de planificación centralizada. Cabe recordar que el sistema troncal representa entre 3% y 4% de componente de costo en la tarifa al cliente final, por lo que es irrelevante para el consumidor la decisión respecto de quién paga la transmisión y en qué porcentajes la paga.

La remuneración 50%-50% no afecta el nivel general de precios de mercado ni la competencia entre generadores. Por el contrario, hace más diversificada la oferta generadora y reduce las desoptimizaciones del sistema troncal (cuellos de botella, demora de las inversiones, etcétera).

II. TARIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN TRONCAL.

El concepto base actual, contenido en el decreto con fuerza de ley Nº1, de 1982, es el desarrollo del sistema de transmisión troncal sobre una base competitiva.

El concepto base actual, contenido en el decreto con fuerza de ley Nº1, de 1982, es el desarrollo del sistema de transmisión troncal sobre una base competitiva.



El concepto base actual, contenido en el decreto con fuerza de ley Nº1, de 1982, es el desarrollo del sistema de transmisión troncal sobre una base competitiva.



Señaló que en el dibujo se aprecia un generador alejado (GA), como Ralco, y un generador cercano (GC), como Nehuenco II.

GA debe asumir la inversión (pago de peaje) en la línea para llegar al mercado (M°) y vender a precio P, mientras que GC no necesita línea (ni paga peaje) para vender en el mercado (M°).

Bajo el actual sistema de peajes de transmisión, la central alejada tiene que convenir con el transportista los peajes que le permitirán llevar su energía al mercado. Así, GA financia línea de transmisión sólo si el precio del mercado permite financiar tanto la inversión en la central como la inversión en la línea de inyección y la efectuada en el sistema troncal. Por ejemplo, para la central Ralco, de 500 millones de dólares, Endesa debe invertir en líneas de inyección por 50 millones de dólares y en la ampliación del sistema de transmisión por 120 millones de dólares. Es decir, el 30% de la inversión de la central va destinado al sistema de transmisión.

Principales problemas de esta concepción.

-El sistema de transmisión presenta economías de escala naturales, por lo que no hay competencia perfecta (teoría económica).

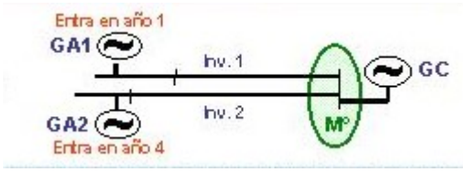
-Genera reiterados conflictos entre generadores y dueños del sistema de transmisión.

-No hay garantía de rentabilidad de las inversiones en transmisión. La ley habla de una tasa de descuento del 10% y de treinta años de vida útil. Como se verá, en treinta años las líneas cambian de función, pues de inyectar energía pasan a ser de respaldo, por lo que no tienen asegurado su peaje.

-Nadie responde por el sistema troncal como un todo (operación global), sino que cada uno busca minimizar el pago por su porción de uso.

-No vela por el principio de que el sistema de transmisión troncal, si bien es el vehículo para que el generador alejado acceda al mercado, también constituye un respaldo del generador cercano y un elemento vital para la seguridad global del servicio.

-Debido a lo anterior, el sistema de transmisión troncal presenta numerosas restricciones (cuellos de botella) y desoptimizaciones.



Fallo por economías de escala.

Lo dicho en el punto anterior queda materializado en el siguiente dibujo:

El dibujo anterior muestra dos generadores: uno que entra a funcionar el año 1 y otro el año 4. Ambos quieren llevar su energía al mercado. El primer generador, en el año 1, acuerda con el transportista una inversión que es la justa y necesaria para llevar nada más que su potencia. No se preocupa de que en tres años más otro generador necesitará también llevar su potencia al mercado. A su vez, al transportista tampoco le corresponde “prestar” dinero al sistema mediante adelantar inversiones que nadie le asegura que van a ser pagadas. En definitiva, la concepción actual no ha solucionado este problema, pues GA1 no está dispuesto a pagar un poco más para que en el año 1 se haga una inversión mayor y óptima.

Obviamente es mejor (economías de escala técnicas, ambientales, etcétera) que la solución sea la que exhibe el siguiente diagrama, en la que la inversión sería bastante menor.



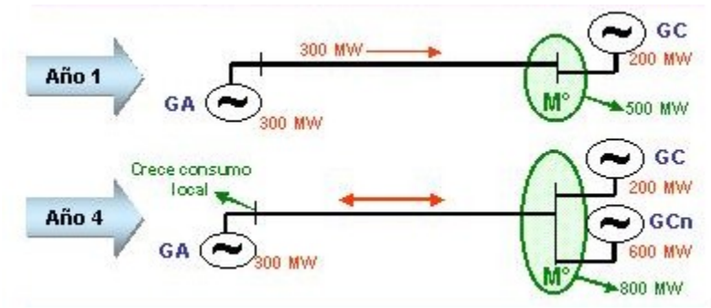
Fallo por garantía de rentabilidad de inversiones.

En el diagrama siguiente se observa un generador alejado (GA) que inyecta potencia hacia el mercado y un generador local o cercano (GC) con un mercado (Mº) pequeño de 500 MW.

Con el transcurso del tiempo, crece el consumo del mercado (Mº), así como el consumo del mercado cercano a GA, lo que origina que se instalen nuevos mercados.

Esto produce que el flujo de la energía por el sistema troncal, que antes era predominante en un sentido, se transforma en bidireccional.

Los conflictos que se producen al respecto dicen relación a que GA alega que la red troncal dejó de ser su área de influencia, debido a que ahora abastece consumos locales. Esto provoca inseguridad al transportista en la remuneración de sus servicios, lo que provoca divergencias no resueltas.



Al año 4 cambió estructura del consumo y de la red. Se incorporó una nueva central cercana GCn al mercado M° y cambió función y utilidad de la línea.

Como nueva central cercana, GCn está en el mercado M°, y la central alejada GA ahora abastece localmente. La regulación no asegura el pago de la línea.

<u>En resumen, el concepto de desarrollo sobre base competitiva no ha funcionado</u>.

-Produce una mecánica engorrosa y variable de cálculo de peajes, que se transforma en barrera de entrada para nuevos generadores.

-El inversionista en una central alejada no sabe cuánto tendrá que pagar, ni entiende como evolucionará ese cobro.

-El inversionista en el sistema de transmisión no sabe por cuánto tiempo rentará su inversión. Busca tasas más altas de descuento o períodos más cortos de recuperación. La definición legal actual de 10% y treinta años de vida útil se vuelve inmanejable.

-Se originan contratos complejos, llenos de garantías, de dificilísima negociación. Lleno de litigios, arbitrajes y juicios.

El **resultado final** es el desarrollo subóptimo del sistema de transmisión, lo que ocasiona menor seguridad de servicio y mayor costo para el usuario.

<u>Los peajes en el proyecto de ley</u>.

El concepto nuevo es la planificación centralizada del desarrollo del sistema de transmisión.

Esto mira al sistema de transmisión troncal como un todo y en todos sus aspectos operacionales y de beneficio económico.

Se anticipa y soluciona el problema de las economías de escala y da garantía a las inversiones.

Establece un marco estable donde calcular el costo y transformarlo en peajes conocidos para todos los agentes.

Proporciona un marco estable para que los inversionistas en transmisión puedan invertir con perspectivas conocidas de recuperación de la inversión.

El único problema que representa, igual que toda planificación centralizada, es cómo se garantiza una planificación adecuada, pues siempre existe el riesgo de que se exijan mayores obras que lo óptimo.

Endesa cree que para que la planificación centralizada funcione se requieren tres cosas:

1) Que el comité planificador represente a generadores, transmisores y a la autoridad, y que exista una instancia independiente de arbitraje de diferencias.

Según el proyecto de ley, el comité planificador es el que licita, adjudica y supervisa el estudio de expansión y valorización de la transmisión troncal. En ese comité están presentes los transportistas y la autoridad. El proyecto contempla a los generadores sólo como participantes que tienen derecho a recibir los estudios y formularle expansiones. Endesa cree que los generadores deben estar contemplados en él, pues se trata del grupo que paga el 50% de la transmisión.

En cuanto al arbitraje, actualmente, cuando existe una controversia en la valorización o en la expansión, dirime el Ministro, con fallo de la Comisión Nacional de Energía. En algún momento del anteproyecto de ley se propuso la creación de un cuerpo de árbitros independiente que pudiera resolver los aspectos técnicos y económicos que se generen entre los actores y la autoridad.

2) Que, una vez decidida una expansión, ella se construya y tarifique a precio de mercado (proceso de licitación de las obras).

3) Que el sistema troncal, resultado de la planificación, sea remunerado en equilibrio de responsabilidades: 50% generadores y 50% clientes.

Si es 100% generadores, el planificador sobreinvertirá a costa de los generadores, pues en el corto plazo no repercutirá en precios, pero se frenará la inversión de mediano y largo plazo.

Si es 100% clientes, los agentes presionarán para sobreinvertir y que lo pague el cliente.

Sólo con 50% y 50% se garantiza el equilibrio.

Siguiendo con los peajes, señala que si se cumplen los requisitos de la planificación centralizada, el nivel de precios será igual o menor en el mediano plazo en relación con la situación actual.

En el marco actual, el generador alejado (GA) espera hasta que el precio (P) rente la inversión en generación más el 100% de la inversión en la línea. El precio (P) igual paga la inversión en la línea, pero

hace que el generador posponga su decisión de inversión en el tiempo y mientras tanto el abastecimiento es más inseguro.

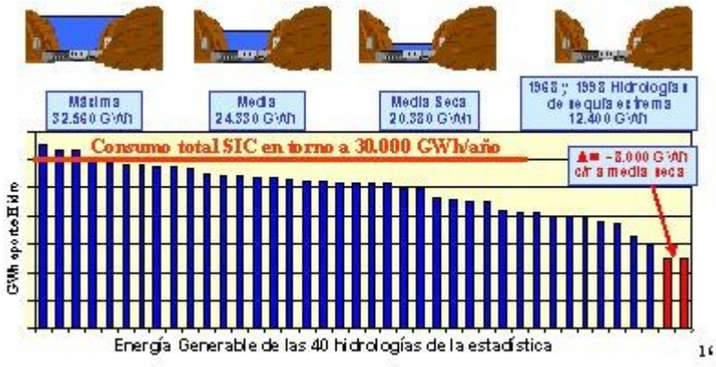
En el marco propuesto, el cliente paga P' más la mitad del sistema de transmisión (50%). Pero P' visto por el cliente ahora es menor, porque hay mayor competencia en entrada de centrales y porque el sistema es más robusto y óptimo, al aprovechar las economías de escala y eliminar las congestiones.

Al final P=P+´1/2 S.T.

III. RIESGO DE SUMINISTRO Y PRECIOS REGULADOS.

Comienza señalando que el año hidrológico determina la energía disponible en el sistema y que, en años muy secos, el aporte hidro se reduce en hasta el 40% del consumo anual.

Exhibe la variabilidad hidrológica que enfrenta Chile, para tener una percepción de lo dramática que puede llegar a ser.



El consumo total del SIC es cercano a 30.000 GWh al año. Chile dispone de 32.000 GWh de energía al año en los años húmedos, por lo que, en régimen de pluviosidad normal, las centrales hidroeléctricas pueden abastecer todo el consumo del SIC.

En la zona de hidrología normal a media, las centrales hidroeléctricas disponen de 24.000 GWh para abastecer el consumo, lo que se complementa con generación a gas o a carbón. Algo similar ocurre en los años hidrológicos medios a secos.

Lo dramático se da en la zona de las barras rojas, que corresponden a los años 1968 y 1998-1999, en que el aporte de las centrales hidroeléctricas es sensiblemente inferior a la media de los años secos. En esos años rojos, el sistema pierde 8.000 GWh con respecto a la media de los años secos. O sea, el sistema eléctrico chileno se ve privado del "combustible blanco" por una cantidad que es casi el 40% del consumo.

En resumen, indicó que la variabilidad hidrológica de Chile es muy alta, de lo que derivan los enormes riesgos que amenazan al sistema. En efecto, la fijación del precio de nudo tiene mucho de "azar hidrológico". Pero el sistema chileno está definido y adaptado para funcionar bien con esa gran variabilidad hidrológica, es decir, para aprovechar los años de hidrología media –que son los mayores- y completar la producción con otros combustibles. Por lo mismo, es

absurdo pensar que las centrales hidroeléctricas deben suministrar energía incluso en épocas de sequía. El sistema chileno está definido para que falle cuando hay sequías extremas, pues no es posible pensar en contar con centrales térmicas, ciclos combinados, unidades a petróleo y a carbón para incluso abastecer los años en que falta agua es demasiado caro.

Por eso, el sistema establece un equilibrio derivado de ese "azar hidrológico". Este comprende una cantidad de 38 casos posibles en los que el sistema se encuentra en un rango normal (agua, gas, carbón y petróleo), en el que el costo variable se mueve entre US$0 MWh cuando hay años muy húmedos y de 11 a 80 US$/MWh cuando hay que recurrir a gas, petróleo o carbón. El conjunto de esos 38 años da un promedio de costo de generación de US$18 MWh. Sin embargo, en el período analizado hay dos años de sequía extrema, en que el sistema no es capaz de abastecer la demanda y se llega al costo de falla, que puede llegar incluso a US$140 MWh. Entonces, el precio de nudo no es más que el promedio ponderado de lo señalado, que se expresa en la siguiente fórmula: $\underline{18 * 38 + 140 * 2}$, lo que da un precio de nudo de 24 US$/MWh.

Entonces, en esta fórmula de calcular el precio de nudo hay, por así decirlo, un seguro, porque indica al generador hidráulico que cuando acepte vender a un cliente a 24 US$/MWh tiene que aceptar que obtendrá utilidades cuando el costo de de 18, pero perderá cuando sea de 140. Pero, por lo mismo, se trata de un seguro que para los generadores es imposible tomar, porque es mucho más caro que cualquier seguro de mercado.

<u>El plan de obras acepta falla en años secos</u>.

Cuando hay afluentes normales, con el plan de obras existente la demanda se abastece utilizando aporte hidráulico, gas y carbón. El costo marginal de generación se ubica en torno a los 18 US$/MWh.

Pero cuando el año es extremadamente seco desaparece gran parte del aporte hídrico. Y para abastecer la demanda con el mismo plan de obras hay que utilizar petróleo e incluso queda demanda sin abastecer (Falla). El costo marginal de generación puede llegar hasta 140 US$/MWh.

Reiteró que, en todo caso, está bien que el sistema chileno sea como es, pues no tendría sentido invertir en centrales de generación muy caras para sólo aquellos dos casos en que disminuye la oferta hidrológica. Por ende –insiste- el sistema chileno es bueno, **siempre que las inversiones se realicen** y que el concepto de riesgo se trabaje adecuadamente.

<u>Problema de suministro a distribuidoras</u>.

El elevado riesgo hidrológico ha obligado a las generadoras a modificar sus políticas comerciales.

El siguiente ejercicio es clarificador: para el SIC los siguientes niveles de precios son típicos:

-Precio spot en escenario de hidrología normal = 18 US$/MWh.

-Precio spot en escenario de hidrología seca = 90 a 140 US$/MWh o más.

-Precio de nudo energía = 24 US$/MWh.

Si el generador contrata energía a precio de nudo puede ocurrir:

-Si se da una hidrología normal (38 casos en 40 años):

GANA 24 - 18 = 6 MMUS$ por cada 1.000 GWh contratados.

-Si se da sequía extrema (2 casos en 40 años):

PIERDE 100 - 24 = 76 MMUS$ por cada 1.000 GWh contratados.

Este negocio con ese riesgo es **inaceptable**. Un generador que arriesgue 3.000 GWh (que existen en año normal pero inciertos en sequía extrema) y los contrate a precio de nudo, arriesga una pérdida de 220 MMUS$ contra una ganancia en año normal de 18 MMUS$. Esta pérdida es **inaceptable** para un generador (equivale casi a una central de ciclo combinado).

Informó que el costo de falla de la sequía 1998-1999 fue de 108 MMUS$/MWh en el mes más caro. El promedio del año (julio 1998 – mayo 1999) fue de 70 MMUS$/MWh.

En conclusión, cuando la CNE exige a las generadoras vender a precio de nudo, les está pidiendo otorgar ese seguro. Esa es la razón por la cual los contratos con las distribuidoras no se celebran. Ningún generador está dispuesto a otorgar ese seguro, no sólo los hidráulicos.

<u>El riesgo y la resolución Nº88</u>.

La reacción de la autoridad reguladora frente al desinterés de los generadores en celebrar contratos a precios regulados se plasmó en la resolución Nº88, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2001. Esa resolución no soluciona el problema. Simplemente obliga a los generadores a celebrar los contratos con las distribuidoras.

Si no se corrige el fondo del problema, la resolución Nº88 se convertirá en una carga creciente para las empresas generadoras, pues las entregas de energía sin contrato aumentarán en los años siguientes, como se observa en el cuadro siguiente.

	2002		**2003**		**2004**	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
EE.DD.	19.439	64	19.883	62	20.564	60
R.M.88	1.136	4	1.786	6	2.453	7
Industrial	9.780	32	10.560	33	11.015	32
Total ventas	30.556	100	32.229	100	34.032	100

Fuente: Estimación Gerencia General Endesa.

El total de energía vendida a través de la R.M. 88 crecerá más del doble en los siguientes tres años, y llegará a significar

alrededor de un 7% de las ventas totales en el Sistema Interconectado Central.

En teoría son precisamente esos 5.000 a 8.000 GWh que desaparecen en las condiciones de los dos años más secos (y que pueden originar falla) los que nunca encontrarían generadores dispuestos a contratarlos en las condiciones de regulación del riesgo actuales.

Solución del problema de fondo.

En el marco de las observaciones al proyecto de ley, ENDESA propone incluir en él una corrección definitiva al problema de riesgo que está impidiendo la contratación de energía por parte de las empresas distribuidoras.

Qué se propone?

1) Que el suministro a clientes regulados se separe en dos bloques: uno normal y otro con traspaso de riesgo, cuyo precio reaccione cuando el costo de generación suba de cierto umbral.

Permite cierto grado de traspaso de riesgo al cliente, atenuado porque es sólo en un porcentaje de su suministro, porcentaje relacionado con la energía que falta en el sistema en años de sequía extrema.

2) Que las empresas distribuidoras liciten sus necesidades para clientes regulados con este concepto de un bloque con riesgo y otro normal, y que el precio de adjudicación sea traspasable a tarifa final (en sustitución del precio de nudo).

Hoy, cuando un cliente no regulado licita, recibe ofertas y éstas no son sustancialmente distintas al precio de nudo. De hecho, en los meses pasados ha habido licitaciones de clientes libres que han encontrado suministro a precio no más alto que el precio regulado. Las ventajas de esto es que se establece un precio fijo y estable para el período, que no depende del cálculo semestral del regulador; evita riesgos cambiarios, y frecuentemente incluye mecanismos de traspaso de riesgo al cliente frente a sequías extremas como el propuesto anteriormente.

3) Que exista un mecanismo de veto y revisión por parte de la CNE, para verificar que opere la competencia y que el traspaso de riesgo sea acotado y resulte en una tarifa base menor a la normal, justamente por ser menos riesgosa para el generador.

Diagrama de la propuesta de licitaciones de energía para distribución.

En el diagrama siguiente se muestra el costo marginal “versus” la hidrología en una curva de costos de generación. En una situación de hidrología húmeda, el costo de generación será de 0 US$/MWh (meses de primavera) hasta más de 150 US$/MWh en situación de hidrología muy seca.

El precio de nudo corresponde a la línea 1 (roja), cuyo promedio, según se ha explicado, es de 24 US$/MWh.

Si se calculara un precio regulado distinto, en el que el tope está sólo en 50 US$/MWh en los dos peores años hidrológicos, obtiene un precio más bajo que el de nudo, cercano a los 22 US$/MWh. Entonces, si se acotara la obligación del generador en aquellos dos años más secos a no tener que llegar hasta la falla para abastecer, sino sólo

hasta 50, y traspasar al cliente el costo que exceda ese límite, podría en la condición base sin sequía operar con un precio menor al cliente, inferior al actual, ya que si se le traspasa algo de riesgo, se le cobra un precio menor. Ese traspaso se haría sólo respecto del 25% de la energía. En consecuencia, el precio base sería 75% * 24 + 25% * 22 US$/KWh.

En resumen, para vender a las distribuidoras, el 100% del bloque requerido se divide en dos partes:

1. El 75% se vende a precio normal (similar al de nudo).

2. El 25% a precio reducido si el costo marginal mensual es inferior a 50 US$/MWh, o 25% a precio reducido más la variación sobre los 50 mills.

Este sistema tendría una rebaja implícita en el caso base y se informaría el resultado a la CNE, la que tendría mecanismos para vetar la adjudicación.



El precio con traspaso de riesgo en promedio es idéntico al sin traspaso. Además, al ponderar 75% al precio sin traspaso y 25% al con traspaso, el efecto en caso de sequía se atenúa considerablemente.

La tarifa final, incluyendo el precio de la potencia y el valor agregado de distribución (VAD) quedaría como sigue:

Costo actual: 68,0 US$/MWh.

Precio Base de la propuesta en condición normal: 67,5 US$/MWh.

Reacción máxima en sequía: 82,5 US$/MWh.

<u>Cómo se aplica la propuesta en año muy seco?</u>

Si el precio normal es de 24 US$/MWh, y el precio reducido es de 22 US$/MWh, el precio base es igual a (75% * 24 + 25% * 22) = 23,5 US$/MWh.

El precio base sólo se ajustaría para aquel mes cuyo costo marginal (CMg) mensual supere los 50 US$/MWh. O sea, el precio ajustado sería igual a 75% * 24 + 25% * (22 + Δ sobre 50) US$/MWh.

Si suponemos un CMg mensual igual a 108 US$/MWh, valor correspondiente al CMg más alto detectado en la sequía del año hidrológico 98-99, se obtiene el siguiente previo ajustado: 75% * 24 + 25% * {22 + (108 - 50)} US$/MWh, lo que da un precio ajustado (en caso extremo) = 18,0 + 20,0 = 38,0 US$/MWh.

Precio **condición actual**		
Energía	24,0	US$/MWh
Potencia	9,0	US$/MWh
V.A.D.	35,0	US$/MWh
Total	**68,0**	**US$/MWh**

Propuesta	Normal	Sequía extrema	
Energía	23,5	38,0	US$/ MWh
Potencia	9,0	9,0	US$/ MWh
V.A.D.	35,0	35,0	US$/ MWh
Total	**67,5**	**82,0**	**US$/ MWh**

Por tanto, en un escenario catastrófico de sequía extrema, en dicho mes el alza de precios transitoria para el consumidor final sería del orden de 20%, la que éste podría atenuar en proporción directa a sus ahorros de energía.

Cuáles serían los efectos de esta propuesta?

Los efectos inmediatos esperados de estas modificaciones serían:

a) Se acabaría el problema de la resolución Nº88. Las distribuidoras sin contratos podrían contratar su suministro.

b) Pierde sentido la discusión acerca del artículo 99 bis del DFL 1/82. El artículo 99 bis podría operar sin ser freno a las inversiones.

c) Se renueva el interés de inversionistas en nuevos proyectos.

Se posibilitaría la administración comercial de sus energías en riesgo y se permitiría la recuperación de los costos de desarrollo.

d) No debiera producirse sobreoferta en el sistema; dado que:

-En esencia no se alterarían los equilibrios de precio.

-Sólo se corrige la administración del riesgo en el sistema, que hoy se pretende imponer sólo a los generadores, la que a la fecha no tiene expresión de precios y se manifiesta en la negativa de los generadores a suscribir contratos.

Consideraciones adicionales respecto de la propuesta.

Se debería incorporar la posibilidad de que la distribuidoras, de mutuo acuerdo, puedan terminar sus contratos vigentes e ingresar con los respectivos bloques de energía al proceso de licitación.

Se debería estudiar la conveniencia de incorporar en la modificación la exigencia de que al menos los bloques de 25% de todas las distribuidoras sean licitados, para asumir el esquema de traspaso de riesgo a todos los clientes regulados del sistema.

Si se hubiese dispuesto de este mecanismo en la sequía 98-99, los precios del consumidor habrían reflejado un alza del orden del 16%, lo cual, con un ahorro de sus consumos de similar magnitud, no habría influido en su facturación total.

Habrían tenido una señal económica para ahorrar y se habría evitado el caos originado por el racionamiento que en la práctica no produjo ahorro.

IV. OTRAS OBSERVACIONES AL PROYECTO DE LEY.

1) Instalaciones de transmisión.

El proyecto de ley propone la clasificación de instalaciones en transmisión troncal, subtransmisión y transmisión adicional.

Las instalaciones de transmisión troncal serán aquellas económicamente eficientes y necesarias para el funcionamiento competitivo del sistema

Las restantes serían las específicas destinadas a llevar el consumo a los clientes.

Endesa considera necesario restar subjetividad a la definición de transmisión troncal. Es decir:

-Se debe incorporar un criterio claro que evite que el regulador, en su actuación futura, incluya o saque líneas del troncal, alterando los pagos de generadores y clientes (se remunera 50% generadores, 50% clientes).

-Se debe evitar que el regulador tenga la facultad de obligar a enajenar líneas por el sólo hecho de incluirlas en el troncal.

2) Servicios complementarios.

El proyecto entrega los elementos necesarios para normar el mercado formal de servicios complementarios (regulación de frecuencia, tensión, reserva, otros). Sin embargo, la propuesta se encuentra en un nivel de detalle muy preliminar y deja las definiciones relevantes en el ámbito de un futuro reglamento.

Además, el proyecto pretende traspasar parte de los actuales conceptos de pago por potencia al pago de estos servicios complementarios, lo cual representa un peligro para los generadores de perder parte de esta remuneración, si no se coordina la aplicación simultánea de estos cambios.

Según **Endesa,** resulta fundamental que la ley defina un conjunto mínimo de servicios complementarios y acepte la prestación de servicios complementarios con instalaciones propias y de terceros, establezca su valorización sobre criterios de eficiencia económica, admitiendo valorizaciones según las particularidades de cada servicio e incluya el costo respectivo en los precios a nivel de generación (precios de nudo y/o licitación).

Se debe cuidar de compatibilizar el pago por capacidad definido con otros atributos que debieran remunerarse en el ámbito de los servicios complementarios.

3) Estudio de transmisión.

El proyecto crea un Comité que tiene la responsabilidad de licitar, adjudicar y realizar el seguimiento del estudio de valorización y expansión del sistema de transmisión troncal.

En este Comité estarían representados: el Ministerio de Economía (1), la Comisión Nacional de Energía (1) y las empresas de transmisión troncal (2).

Endesa considera conveniente incluir en dicho Comité a todos los agentes relacionados (generadores y transmisores). Se propone la siguiente representación en dicho Comité: Ministerio (1) y CNE (1) empresas de transmisión troncal (2) y generadores (2).

Adicionalmente, debe existir una instancia independiente de la autoridad administrativa para arbitrar diferencias.

V. ANEXOS.

1) El pago del peaje propuesto en el proyecto de ley significa un sistema más estable y seguro para igual precio de mercado.

El costo medio de generación-transmisión baja gracias a la mayor competencia de proyectos y mejor operación del sistema troncal (eliminación de congestiones). También disminuye la zona de stress de seguridad.

2) La experiencia europea muestra que la atomización de la oferta en el sector eléctrico no es relevante para la liberalización.

En la mayoría de los países europeos, la concentración de mercado está en manos de unas pocas empresas de generación, aun en mercados completamente liberalizados, como se observa en este cuadro.

	Grado de liberalización	Participación mayor empresa Cap. de generación (%)	Participación 3 mayores empresas Cap. de generación (%)
Austria	Parcial	45	65
Bélgica	Parcial	87	100
Dinamarca	Parcial	27	45
Finlandia	Completa	27	46
Francia	Parcial	90	100
Alemania	Parcial	25	57
Italia	Parcial	78	83
España	Parcial	42	82
Suecia	Completa	50	86
Reino Unido	Completa	16	38

oooooooooooooooooo

17.- Exposición del Gerente General de la Sociedad Austral de Electricidad S.A. (SAESA), señor Jorge Brahm Barril.

El señor Brahm comenzó su exposición señalando la visión que tiene su empresa, respecto del proyecto de ley en estudio.

I. GENERALIDADES DE SAESA Y EL SECTOR ELÉCTRICO CHILENO.

1) Cobertura geográfica.

Explicó que Saesa es una empresa circunscrita al sur de Chile, entre Bulnes y Villa O'Higgins (Regiones VIII a XI), en una distancia de 1.700 kilómetros, a través de varias distribuidoras: Frontel (Regiones VIII y IX), Saesa (IX y X) y Edelaysen (XI). También participa en el negocio de transmisión, a través de la empresa Sistema de Transmisión del Sur (STS).

2) Estructura corporativa.

El principal accionista de Saesa es la empresa norteamericana PSEG, que genera y distribuye energía en el Estado de Nueva Jersey, con más de dos millones de clientes en distribución y 13.000 MW en capacidad instalada de generación.

II. LA REGULACIÓN ACTUAL Y SUS PROBLEMAS.

1) La regulación actual.

La regulación actual está basada en el decreto con fuerza de ley Nº1, de 1982, del Ministerio de Minería, ley General de Servicios Eléctricos.

Sus características son:

1.1) Segmentación del mercado:

a. Clientes regulados y libres.

b. Sistemas interconectados y aislados.

c. Generación-transporte y distribución.

1.2) Entes reguladores: Comisión Nacional de Energía, Superintendencia de Electricidad y Combustibles y Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

1.3) Sistemas interconectados:

a. Operación coordinada por un CDEC.

b. Peajes de transmisión (AT1): Contratos entre generador y transmisor, básicos y adicionales.

c. Precios a clientes regulados: PNudo+RTD+VAD.

d. Recargos por transformación y distancia (AT2).

e. Planes indicativos de obras en generación y transmisión.

f) Calidad de servicio fijada por la CNE y controlada por la SEC.

1.4) Distribución:

a. Servicio público eléctrico.

b. Régimen de concesiones.

c. Vende capacidad de transporte.

d. VAD y calidad de servicio fijados por la CNE.

e. Calidad de servicio controlada por la SEC.

1.5) Precios de nudo.

a. Se fijan cada seis meses.

b. Criterio de abastecer la demanda futura al mínimo costo esperado (I+O+F).

c. Modelo de gestión optimizada del parque generador y de los embalses.

d. Incluye remuneración para la generación y la transmisión tipo AT1.

e. Acotados a una banda en relación con el precio medio de clientes libres.

f. La CNE propone y el MINECON dispone.

1.6) Valor agregado de distribución.

a. Se fija cada 4 años.

b. Criterio de costo medio de empresa modelo.

c. Estudios de empresas y de la Comisión Nacional de Energía.

d. Rentabilidad de la industria entre 6 y 14% sobre el VNR. Se chequea todos los años.

e. VNR y costos de explotación controlados por la SEC.

f. La CNE propone y el MINECON dispone.

2) Problemas de la ley actual.

2.1) Régimen de los sistemas de transmisión.

Los principales problemas de la ley actual tienen que ver con el régimen de los sistemas de transmisión, que en gran medida se solucionan con el proyecto de ley. Al respecto, los problemas son:

a) Los peajes crecen con la distancia al nudo base.

b) Al depender del sentido de los flujos medios y no de las instalaciones, los peajes son inciertos.

c) El servicio de transmisión no está regulado ni bien especificado en la ley eléctrica.

2.2) Incertidumbre regulatoria de los precios de nudo.

Para solucionar este problema, es suficiente que en el reglamento se incorpore la metodología clara y precisa de cálculo del precio de nudo.

2.3) Contratos con distribuidoras y la responsabilidad de la resolución Nº88. ¿Precios de Nudo?; ¿Art. 99 Bis?; ¿Peajes?; ¿Otros?

2.4) El procedimiento para determinar el VAD es poco transparente. El mecanismo de 2/3 – 1/3 que hoy existe para ponderar los estudios es bastante perverso, pues hace que los estudios tiendan a divergir, en lugar de converger.

2.5) Los peajes de distribución son negociables y no están fijados por ley. En opinión de Saesa, así como en el proyecto de ley se propone que se fijen los peajes en transmisión, también debieran fijarse los de distribución, para que los clientes libres realmente tengan acceso a las redes de distribución y no se produzcan barreras de entrada.

2.6) El precio de costo marginal para los sistemas medianos no estimula la eficiencia. Saesa concuerda con lo planteado en el proyecto de ley para la fijación de los precios de la energía eléctrica en los sistemas medianos, pues da una señal adecuada a los inversionistas y protege a los clientes finales.

2.7) Los precios de los servicios complementarios no están reconocidos. Es importante reconocer legalmente esos servicios y asignarles una remuneración, básicamente a los de control de frecuencia y manejo de reactivos.

2.8) Los entes reguladores y fiscalizadores tienen exceso de atribuciones. Saesa propondrá un mecanismo para evitar que las disputas se judicialicen.

2.9) El sistema actual no da plena seguridad de suministro a los clientes finales.

3) Propuestas de cambio.

3.1) Definir un nuevo régimen para la transmisión, lo que se resuelve en el proyecto de ley.

3.2) Liberar los precios de nudo, sin perjuicio de que no se podrían liberar en el SING, pues hay sólo tres actores en generación y ellos podrían ponerse de acuerdo. En todo caso, el ajuste de la banda propuesto en el proyecto de ley es positivo, por cuanto el precio de nudo se acerca cada vez más al precio de mercado. Debe recordarse que, del total de las ventas del SIC, el 50% se vende a clientes libres y el otro 50% a clientes regulados.

3.3) Aumentar el segmento de clientes libres. Pese a que Saesa es distribuidora, considera que el nivel de 2.000 Kw es muy alto. Si los peajes de distribución son definidos correctamente, a las distribuidoras debiera serles indiferente este tema, pues su negocio consiste en vender capacidad (el VAD tiene que ver con la capacidad instalada) y no energía (ésta la venden los generadores).

3.4) Comercializadores.

3.5) Redefinir el papel de la distribución.

3.6) Dar valor a los servicios complementarios, lo que viene recogido en el proyecto de ley.

3.7) Definir un nuevo método de cálculo del VAD. Que desaparezca la ponderación de los estudios 2/3 – 1/3 y que haya una comisión que resuelva la tarifa, similar a la existente para la fijación de tarifas de servicios sanitarios.

3.8) Definir un nuevo régimen para los sistemas medianos.

3.9) Independizar a los Centro de Despacho Económico de Carga de la propiedad de los actores del mercado. Esa independencia debe ser correlativa a responsabilidades.

3.10) Revisar las atribuciones de los reguladores.

3.11) Crear mecanismos para resolver conflictos. Deben establecerse mecanismos distintos de los judiciales para resolver los conflictos entre los diversos actores del sector.

3.12) Crear instrumentos para asegurar el abastecimiento en casos extremos. Cuando se produzcan restricciones por señales no adecuadas, la ley debiera contar con mecanismos que permitan enfrentar situaciones de desabastecimiento en casos extremos.

Gran parte de las propuestas está recogida en el proyecto de ley, por lo que Saesa es partidaria de él, sin perjuicio de la necesidad de incorporar algunos temas no contemplados en él.

Planteó que al respecto, es básico entender adecuadamente el funcionamiento del sistema eléctrico y sus propuestas sobre el proyecto de ley.

En relación con el producto, es necesario saber que las distribuidoras venden energía y potencia, por un lado, y calidad de servicio, por otro, con especial énfasis en los aspectos de confiabilidad, estabilidad y atención a los usuarios.

Por lo tanto, mirado desde el punto de vista de la demanda eléctrica, el sector eléctrico tiene 3 características básicas: a) variabilidad horaria y estacional, b) elasticidad de precio e ingreso, y c) diversidad. En cuanto a la letra b), se supone que la elasticidad del precio es muy pequeña, lo que significa que si el precio sube, el consume no cae mucho. Sin embargo, eso es cierto en determinadas circunstancias, puesto que, en el caso de Saesa, al ofrecer energía eléctrica barata el consumo crece notablemente. De hecho, en 2002, que es un año de crecimiento bajo, la demanda de energía en el sur del país está creciendo al 10%. Por ende, el precio de la energía eléctrica sí influye en el consumo. El otro dato importante es que hay una enorme diversidad de usuarios, cada uno de los cuales tiene distintas necesidades de diferentes servicios. El sistema de regulación debe permitir a las empresas ajustarse a las necesidades de sus clientes.

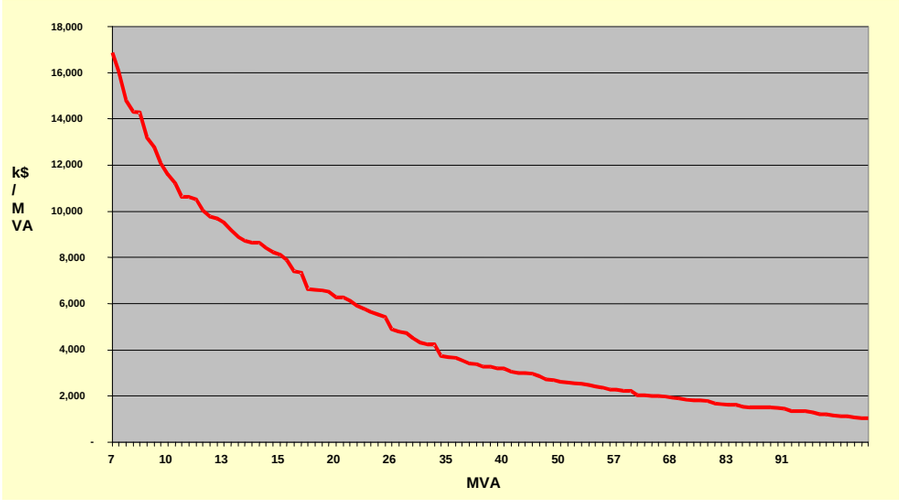
La Generación.

En el mercado de generación hay economías de escala: en la medida en que aumentan los volúmenes, disminuyen los costos medios de largo plazo. También hay variedad de opciones y costos, todos los cuales toman gran cantidad de tiempo desarrollarlos: centrales hidráulicas de pasada (tres años), hidráulicas de embalse (tres a cinco años), turbinas a gas y ciclos combinados (dos años en construirse más un año y medio de estudios), turbinas a vapor, motogeneradores, eólicas y otras. Un concepto básico es que el corto plazo en el sector eléctrico es de tres años, que es el tiempo en que uno puede acomodar su capacidad de producción. Esta es una variable fundamental por tener en cuenta en el momento de resolver situaciones críticas.

La Transmisión-Distribución.

Las líneas de transmisión y de distribución son lo mismo: el medio para que la energía eléctrica fluya desde la generación hasta el consumidor. Si bien en la generación hay economías de escala, en la transmisión y distribución son mucho mayores aun. En efecto, en el siguiente gráfico de costo medio de transmisión, que recoge todas las líneas del sistema nacional, se aprecia que, en una línea de 10 kilómetros y de 66 Kv para distintos volúmenes de energía transitada, transmitir 10 MVA cuesta 12.000, mientras que transmitir 100 MVA cuesta menos de 2.000.

Si uno pone una tarifa constante en función de los kilovatios vendidos para un sistema de transmisión, en algunos sectores habrá quienes ganen mucho dinero y, en otros, quienes pierdan mucho. Eso introduce una tremenda distorsión en el mercado.



Al exhibir un esquema del sistema eléctrico, se refiere a los clientes libres dentro de las zonas de distribución. Éste es un tema muy debatido, ya que a las generadoras les incomoda tener un cliente libre dentro de una zona de distribución, pues, para llegar a él, tienen que negociar tarifa de distribución con el concesionario de distribución de la zona. Lo importante de señalar es que, cuando se calculan las tarifas de distribución, consideran a todos los clientes dentro de la zona. Por lo tanto, si por algún mecanismo se dejan fuera los clientes libres de una zona de distribución, el resto de los clientes va a pagar tarifas más altas, debido a las economías de escala.

III. EL PROYECTO DE LEY.

Explicó que en general, el proyecto de ley es un avance, en cuanto resuelve uno de los problemas esenciales del sistema actual, cual es los peajes de transmisión, que tienen una serie de consecuencias negativas sobre la competitividad del sector y la posibilidad de acceder a distintos clientes.

Los principales cambios propuestos en el proyecto son los siguientes:

1) Régimen de los sistemas de transmisión.

a. Troncal, subtransmisión y adicional.

b. Restricciones a la propiedad del sistema troncal.

c. Método de planificación de la red troncal.

d. Responsabilidades del transmisor.

e. Contratación y pago por la transmisión troncal.

f. Cálculo y asignación de peajes de la red troncal.

g. Transferencia del peaje a los clientes.

h. Peajes de subtransmisión.

i. Peajes en sistemas adicionales.

j. Interconexión de sistemas.

k. La información sobre peajes, características técnicas de líneas, condiciones para conectarse y estudios de respaldo será pública.

2) Régimen de tarifas para sistemas con demanda por capacidad entre 1,5 MW y 200 MW.

3) Mercado de servicios complementarios.

4) Reducción de la banda del precio de nudo.

5) Peajes de distribución.

6) Autorización previa de la CNE para transferir áreas de concesión.

IV. CRÍTICAS AL PROYECTO.

pérdida patrimonial. **1) Límites a la participación de los otros actores del sector en la propiedad del sistema troncal.**

-En opinión de Saesa, tales límites comprometen el desarrollo de la subtransmisión, la cual es enormemente importante para el país. La subtransmisión jamás ha sido objeto de críticas de ningún cliente.

Además, según la indicación del Ejecutivo, sólo se exceptúan aquellas líneas que sean de propiedad de una compañía generadora o distribuidora a la fecha de publicación de la ley.

Todas las compañías que tienen instalaciones de subtransmisión consideran grave esta disposición, pues deberán enajenar obligatoriamente sus líneas a un transmisor troncal, con una grave pérdida patrimonial.

Consultado acerca del concepto de transmisión troncal contenido en el proyecto de ley, cree que no es un tema muy relevante. La red troncal o de subtransmisión no es más que líneas eléctricas para llevar o traer energía, las que, dependiendo del criterio de quien va a definir las troncales de las de subtransmisión o adicionales, dejará unas dentro del concepto y afuera otras. Lo único relevante en materia de transmisión es la limitación de la propiedad. Si ésta no existiera, daría lo mismo lo que sea la transmisión troncal y de subtransmisión, pues se remunerarían de acuerdo con su costo. Por ende, el concepto del proyecto de ley es impecable. El problema se presenta cuando se quiere hacer el concepto operativo, porque si el concepto se ha definido para que el mercado pueda operar, uno se pregunta si las líneas

desde Diego de Almagro hasta Quellón serán de transmisión troncal, pues todo eso es necesario para que el mercado funcione.

Por otro lado, lo de que la transmisión troncal la vayan a pagar todos (generadores y clientes, en partes iguales) no es un problema de la definición del troncal, sino del método que se usará para definir las inversiones que hay que hacer en transmisión troncal.

-Otro defecto del límite a la participación en la propiedad del sistema troncal es que tales límites no tienen sustento conceptual ni práctico.

Los distribuidores tienen tarifa de compra y tarifa de venta, tienen definido el margen de utilidades, no pueden distinguir entre quienes les quieran comprar energía y, además, están obligados a dar servicio a quien lo pida. Si la transmisión troncal va a ser regulada en la misma forma, no se justifica que haya un segmento regulado y otro no regulado. En la CNE han argumentado que los distribuidores podrían aprovechar su poder monopólico, pero si las líneas están abiertas a todos, no hay poder monopólico. Además, si apareciera alguna amenaza de aprovechamiento monopólico, el remedio ya existe: la Comisión Preventiva Central.

2) Planes de inversión poco flexibles para la red troncal.

La forma como se propone planificar la transmisión troncal es poco flexible. Se propone que cada cuatro años se haga un gran estudio, con consultores internacionales y que se dejen petrificadas las inversiones que cada uno de los transmisores troncales tiene que hacer en los próximos cuatro años. Sin embargo, la variabilidad e incertidumbre actual debido a la demanda, a la oferta, a las tecnologías, etcétera, no se justifica hacer esos estudios cada cuatro años. Las grandes empresas (Transelec, Endesa, PSEG) que hacen grandes proyectos de decenas de millones de dólares revisan periódicamente los planes de inversión para el año siguiente, y retrasan algunos o priorizan otros.

Propuso un mecanismo permanente de revisión de las inversiones para que, en el largo plazo, no se pague una red troncal que no se necesita.

3) Peajes de distribución mal definidos afectarán las tarifas reguladas.

El proyecto de ley dice que los peajes de distribución se fijarán en base al valor agregado de distribución (VAD). Esta definición tan abierta puede significar que se opte por el 0% o por el 100% del valor agregado de distribución (VAD). En todo caso, debido a la forma como se calculan las tarifas de distribución, el mayor valor no lo van a pagar las distribuidoras, sino los clientes regulados. Por eso, es importante establecer que los peajes de distribución corresponden al VAD.

4) Fuerte aumento de las atribuciones de la Comisión Nacional de Energía y del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Con ese aumento de atribuciones, aumenta el riesgo regulatorio, que es algo que se quiere evitar.

V. PROPUESTAS DE SAESA.

1) No limitar la propiedad del sistema troncal. Las amenazas a la competencia tienen su propio remedio.

2) Flexibilizar el mecanismo de planificación de la red troncal, mediante la revisión anual del plan o la licitación de la propiedad de toda nueva línea.

3) Especificar que el peaje de distribución para clientes libres es el VAD de media tensión.

4) Crear una comisión pericial permanente, autónoma, que resuelva los conflictos de tarifas, con un método de tipo arbitraje laboral, de manera que, cuando haya dos posiciones, se fomente la convergencia.

5) Agregar un instrumento para asegurar el abastecimiento en casos extremos, como la licitación de turbinas para enfrentar emergencias, algo que formaba parte del anteproyecto de ley y que eliminaría el riesgo del artículo 99 bis de la ley Eléctrica.

VI. EFECTOS PREVISIBLES DEL PROYECTO DE LEY.

1) Mejora las condiciones para invertir en el desarrollo de sistemas de transmisión.

2) Reduce la incertidumbre de costo de transmisión para los generadores.

3) Mejora la señal de costo por localización y uso de la red para generadores y consumidores. Saesa considera razonable que el peaje troncal se reparta entre generadores y clientes en partes iguales. Así, habrá mejores condiciones para que la generación se reparta a lo largo del país y no se concentre en la zona central.

4) Se reduce la variabilidad y el riesgo regulatorio del precio de nudo.

5) Se facilita la accesibilidad a los clientes libres de generadores dentro de las zonas de concesión de las distribuidoras.

6) Se valorizan los servicios complementarios.

Finalmente señaló que si al proyecto de ley se le introducen las mejoras señaladas y se aplica bien, (1) la calidad de servicio debería tender a mejorar y (2) el precio medio de la electricidad no debería subir.

oooooooooooooo

18.- Exposición del Director Ejecutivo de la Asociación de Consumidores de Energía No Regulados (Acenor A.G.), señor Josip Baumgartner Nebenfir.

El señor Baumgartner inició su exposición planteando que Acenor surgió de la unión de grandes consumidores de energía eléctrica, en 1985. Sus asociados son Cemento Melón, Codelco-Norte, Cemento Polpaico, Minera Escondida, Metro Santiago, Minera

Cerro Colorado, Ferrocarriles del Estado, Minera Doña Inés de Collahuasi, Codelco-Teniente (Zona Sur), Minera Mantos Blancos, Enami-Ventanas, Minera El Abra, Minería Candelaria, Minera El Tesoro, Norske Skog Bío Bío Ltda., Minera Ray Rock, Cervecería Santiago, Minera Lomas Bayas, Indura, AGA S.A.

Sus asociados representan aproximadamente el 8% del SIC y el 90% del SING.

Acenor está inscrita en el Registro de Asociaciones Gremiales del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción con el N°2.787, del 6 de marzo de 1996, y es dirigida por un Directorio de 7 miembros.

Su finalidad es promover la racionalización, desarrollo y protección de las empresas que tengan la categoría de consumidores no regulados de energía eléctrica, según lo establecido en el decreto con fuerza de ley N°1, de 1982, del Ministerio de Minería, ley General de Servicios Eléctricos.

Cuenta con una Dirección Ejecutiva, que es la unidad operativa de Acenor para alcanzar los objetivos trazados y para estar en contacto permanente con todos los actores del mercado energético nacional y latinoamericano, marcando presencia, transmitiendo nuestro pensamiento y captando información para distribuirla a los asociados. Esta Dirección Ejecutiva cuenta con profesionales capacitados (ingenieros, abogados, personal administrativo) para hacer frente a las necesidades de sus asociados. Además está en contacto permanente con autoridades, consultores, académicos y expertos en el mercado eléctrico, tanto de Chile como del extranjero, intercambiando información y analizando sucesos más relevantes que ocurren en el sector.

Su objetivo general y primero es “propender a apoyar el buen funcionamiento del mercado de la energía” (artículo 3° de sus Estatutos).

Como objetivos específicos tiene los siguientes:

1. Difundir información técnica y comercial a sus asociados.

2. Capacitar a sus asociados (reuniones bimensuales, seminarios regionales, seminario anual).

3. Participar en el cambio de la ley Eléctrica, incorporando la visión de los clientes libres.

4. Lograr la aplicación plena del reglamento de la ley Eléctrica actual, promoviendo la dictación de todas las normas técnicas requeridas.

5. Intervenir en el diagnóstico y opciones de mejora de la calidad de servicio.

6. Formular alianzas con otras asociaciones con objetivos comunes en el tema energético.

7. Promover la competencia en el mercado energético nacional.

Las ideas y principios que respaldan la actuación de Acenor son la creencia en:

1. Un mercado de la energía libre, informado y competitivo.

2. El libre acceso, planificación y cumplimiento del plan de obras de generación para un crecimiento armónico del sistema eléctrico, alcanzando el óptimo técnico económico, para todos los actores del mercado.

3. La operación y administración del sistema eléctrico a través de un organismo autónomo, integrado por generadores, transmisores, distribuidores, grandes consumidores y la autoridad.

4. La calidad del suministro es única en un punto del sistema eléctrico. Necesidad de existencia de normas de calidad en baja, media y alta tensión.

5. El marco legal y el cambio de la ley eléctrica para restablecer los equilibrios necesarios que necesita el mercado eléctrico nacional.

6. La fiscalización. El cliente es el mejor fiscalizador y hay que dotarlo de herramientas: reglamentos y normas dictadas por un ente regulador profesional, eficiente y dotado de suficientes recursos y medios.

A continuación, enunció los principios del Convenio de Cooperación Marco, firmado en Viña del Mar el 12 de octubre de 2001 por los integrantes de la Asociación Interamericana de Consumidores de Energía (Argentina, Brasil, Colombia, Perú, Uruguay y Chile).

1. La indispensable participación de los grandes consumidores y usuarios de energía en la administración de los mercados y en la elaboración de las normas que regulan los mismos.

2. La transparencia de los mercados, evitando todo tipo de subsidios, implícitos o explícitos.

3. Libre contratación y acceso a generación, transporte y distribución de la energía eléctrica, y a toda infraestructura necesaria para el abastecimiento de gas, combustibles y otras fuentes de energía.

4. Libre acceso a la información de los precios de los mercados no regulados y sobre la formación de precios de los segmentos regulados.

5. Existencia de entes de regulación y supervisión, integrados por profesionales de reconocida trayectoria y capacidad en sus materias, independientes de todo poder político y con poder suficiente para asegurar la existencia de mercados energéticos transparentes y competitivos, evitando los abusos de posiciones dominantes y monopólicos.

6. Servicios de suministros con calidad acorde a los mejores estándares internacionales observando las necesidades tecnológicas de los consumidores y usuarios.

7. Procedimientos claros y estables que permitan una amplia participación de los grandes consumidores y usuarios en todas las cuestiones energéticas.

A continuación, expuso la visión que tiene la entidad que representa, respecto del proyecto de ley en estudio.

I. INTRODUCCIÓN.

Señaló que el proyecto ley que regula Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica, remitido al Congreso Nacional, es del más alto interés de todos los actores del mercado eléctrico y en especial de los consumidores. ACENOR es el interlocutor que representa a los grandes consumidores de energía o clientes libres, también llamados clientes no regulados y es la única asociación gremial existente en Chile que reúne a los principales clientes libres del país, que goza de personalidad jurídica y cuyo fin estatutario es el mejor funcionamiento del mercado.

La asociación tiene la convicción que el proyecto de ley, si bien presenta algunas falencias y omisiones, constituye un mejoramiento al abordar áreas temáticas que la legislación actual no contempla.

Destacó en forma positiva la nueva normativa que se plantea para el sector de la transmisión, mediante el establecimiento de normas que garantizan un sistema de transmisión público, transparente y no discriminatorio, principios perseguidos por los clientes libres desde que se constituyeron como Asociación de Consumidores. No menos importante es el reconocimiento a los servicios complementarios, que son un soporte técnico de los sistemas eléctricos, y la limitación a la integración vertical, que es una aspiración buscada por años por nuestra asociación, como asimismo el reconocimiento y participación que se les otorga a los clientes en algunos temas relacionados con la transmisión. Sin embargo, es indispensable despejar algunas dudas respecto a la representatividad de los consumidores y su legitimidad.

No obstante lo anterior, se aprecian ciertas áreas problemáticas, que es menester solucionar durante la tramitación legislativa, entre ellas, la obligatoriedad para los clientes que tienen contratos con los generadores de celebrar contratos de transmisión. En la actualidad, la mayoría de los contratos no contempla el tema de la transmisión en sus cláusulas, ni siquiera se explicita en la factura su cobro, no obstante que son los clientes los que pagan el 100% de su uso. En este nuevo escenario, lo que persigue la autoridad es dar señales claras de inversión a los transmisores, asegurando la remuneración de sus inversiones, lo cual es loable.

Otro tema que preocupa de sobremanera a ACENOR es la referencia imprecisa a reglamentos y normas que las nuevas disposiciones señalan, sin que tampoco ningún artículo transitorio establezca un plazo prudencial para adecuar el actual reglamento eléctrico a las nuevas disposiciones que se introducen. La experiencia en tal sentido es lamentable. Basta con recordar que el D.F.L. Nº1 se complementó con el reglamento del año 1935 hasta que, recién en 1998, se dictó el reglamento que hoy rige. En otras palabras, el D.F.L. Nº1 estuvo dieciséis años sin un reglamento que definiera todas sus referencias, lo que en definitiva se tradujo en la inaplicabilidad de la ley. Incluso más, hasta el día de hoy falta por dictar varias normas técnicas a que hace referencia la ley de 1982 y el reglamento de 1998.

También es lamentable que no se modifique la actual estructura de los Centros Económicos de Despacho de Carga, CDEC, máxime si con los cambios propuestos los clientes van a aportar los

denominados desprendimientos de carga, como servicios complementarios. En este sentido, es primordial que los CDEC sean integrados por la totalidad de los agentes del sector eléctrico, generadores, distribuidores, transmisores y clientes libres. Los clientes no regulados están plenamente capacitados para abordar estos desafíos, que son indispensables para lograr un mercado más competitivo.

Por último, otro tema preocupante es el relativo a la retroactividad de la ley, establecida en el artículo octavo transitorio, que si bien es cierto que se modera con las indicaciones enviadas por el Ejecutivo, en definitiva la retroactividad se mantiene para los contratos celebrados entre el 6 de mayo y la promulgación de la ley en comento.

A continuación, se enunciarán, comentarán y se harán observaciones los temas prioritarios para ACENOR, que son los siguientes:

II. REMUNERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN TRONCAL Y CONTRATOS DE TRANSMISIÓN.

El cuerpo legal vigente no obliga, ni los contratos explicitan, el cargo por transporte de la energía que los clientes libres contratan directamente con el generador, al suscribir los contratos por el suministro eléctrico. El cargo por transporte (peaje básico y adicional) lo fija el dueño de las líneas en cuestión. Cuando no hay acuerdo se puede hace una reclamación, la cual termina, con frecuencia, en juicios arbitrales y demora la fijación del peaje que el cliente debe pagar. Éste es un freno a la competencia.

Este cargo, en la actualidad, lo paga en su totalidad el consumidor y es habitualmente motivo de negociación. Es un mecanismo utilizado por los suministradores para evitar o desincentivar la entrada de nuevos actores al mercado, ya que, al desconocer el valor del peaje o al ser éste muy oneroso o al demorarse la fijación por la demora del juicio arbitral, el cliente sigue con su proveedor habitual, constituyéndose claramente en barrera de entrada a nuevas inversiones para el mercado eléctrico.

Este valor habitualmente no se explicita en los contratos y está oculto en los cargos por potencia y energía. El generador tampoco hace esfuerzos por hacerlo explícito (porque es de una empresa relacionada, es de la competencia, desea obtener la máxima utilidad posible, etcétera). Al cliente tampoco le interesa el detalle de la composición del precio final. Es así como el cliente desconoce este cargo; sin embargo, lo paga en su totalidad al generador, el cual debe derivarlo y lo deriva al transportista en un monto global que incluye el total de sus ventas a clientes libres y distribuidoras a prorrata del uso. Ya se ha publicitado por parte de algunos suministradores que el cliente no lo paga en su totalidad y eso es inexacto, ya que supone que el generador ha estado subsidiando al consumidor desde 1982.

El proyecto de ley propone modificar esta situación, obligando a los clientes libres y distribuidores a suscribir contratos directamente con el transportista por un valor a prorrata de su uso y mediante una tarifa calculada por la autoridad (CNE), cuya modalidad se explica en detalle en el proyecto de ley corta. Éste es un punto relevante, pues se abre un nuevo escenario para los clientes no sometidos a fijación de precios y que tienen contratos directamente con los generadores, toda

vez que la ley los obliga a celebrar contratos de transmisión. La autoridad será la que determinará el precio de la transmisión mediante un decreto tarifario, y que en definitiva se traduce en que el sistema sería remunerado en el 50% por los generadores y el 50% por los clientes libres y las empresas distribuidoras. No creemos que este sistema sea el más adecuado, toda vez que el hecho de introducir nuevos contratos en temas de suyo complejos más que facilitar la remuneración del sistema de transmisión lo complica. Hoy por hoy, los grandes clientes, al igual que los medianos y pequeños (además de los regulados) que tienen contratos con los generadores pagan el 100% de la transmisión, sin que se explicite dicho cargo en la factura correspondiente. Los consumidores creemos que deben ser los generadores quienes paguen el 100% del sistema de transmisión, traspasando dicho cargo al cliente, en la respectiva negociación contractual, especificándose exactamente cuanto se paga por los peajes, cargo que hoy es desconocido.

Por lo demás, al existir pluralidad de vínculos jurídicos se complica el ejercicio de derechos derivados del incumplimiento contractual, de cláusulas de resguardo, cláusulas de responsabilidad, pues generación y transmisión están indisolublemente relacionadas, por lo que lo que afecta a uno necesariamente influye en el otro. Por último, establecer la obligatoriedad de celebrar contratos, en que el principio de la autonomía de la voluntad o libertad contractual ni siquiera existe, al no haber libertad de negociación, no parece adecuado ni correcto.

En todo caso, si el proyecto fuese aprobado tal cual ha sido presentado, debe clarificarse la aparente contradicción entre los artículos 71-8 y 71-30, pues del tenor literal del primero queda claro la obligatoriedad de celebrar contratos con el transmisor. Incluso sería un contrato solemne, pues la autoridad exige para su perfeccionamiento una solemnidad, cual es la escritura pública, y de la segunda disposición, en cambio, puede interpretarse que dicha obligatoriedad no es tal, al señalar que cualquier usuario podrá pagar el costo de transmisión que corresponda a otro obligado al pago. Lo anterior induce necesariamente a interpretaciones diversas que pueden dar origen a conflictos judiciales, que pueden precaverse con una técnica legislativa más clara y precisa.

A través del presente proyecto es clara la señal que quiere enviar la autoridad para favorecer este segmento del mercado, avanzado hacia un sistema público, transparente y no discriminatorio, por lo que sus disposiciones deben ser coherentes a objeto de evitar interpretaciones tendenciosas.

III. SISTEMAS DE TRANSMISIÓN E INTEGRACIÓN VERTICAL.

Según el proyecto de ley, la autoridad definirá el Sistema de Transmisión Troncal, el Sistema de Subtransmisión y el Sistema de Transmisión Adicional, a través de decretos, en los plazos establecidos en las disposiciones transitorias. Se define, además, en el proyecto el objeto social de las sociedades operadoras y o propietarias del STT: estas sociedades serán anónimas y de giro exclusivo, lo cual apoyamos plenamente.

Se definen la obligatoriedad de dar acceso y permitir el uso de postes o torres para el establecimiento de otras líneas eléctricas. Define que los sistemas de transmisión troncal y subtransmisión estarán

sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizados por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión, todo lo cual contribuye a la transparencia del mercado. Este tipo de normativa es apoyado por la asociación, pues claramente contribuye al mejoramiento de la situación actual.

Además, se respalda la idea de garantizar la rentabilidad del sistema de transmisión con una calidad predefinida del sistema eléctrico, mediante una modalidad conocida, transparente y por todos accesible.

En cuanto al tema de la integración vertical, hay un avance importante en esta materia, ya que el artículo 71-5, limita la participación accionaria individual de empresas que operen en otro segmento del sector eléctrico o usuarios no sometidos a fijación de precios, en las empresas propietarias u operadoras del sistema de transmisión troncal, limitación que también se extiende a la participación conjunta del resto de los sectores. Lo anterior constituye un avance y ayuda a evitar posiciones dominantes en el mercado. Sin embargo, creemos que debe prohibirse de plano la integración vertical, impidiendo que los distintos segmentos tengan participación en otros estamentos del mercado eléctrico. Además, debe abordarse el tema de la integración horizontal, la cual también debe ser regulada, como ocurre en legislaciones comparadas.

No obstante lo anterior, se vislumbran problemas con el artículo tercero transitorio. Hasta antes de las indicaciones remitidas por el Ejecutivo, el proyecto de ley obligaba a poner a disposición del operador del sistema las líneas que fuesen definidas como del sistema troncal (71-5, inciso final). Dicha disposición claramente atentaba contra el derecho de propiedad de los clientes libres que pudieran tener líneas eléctricas que fueran definidas como troncales. Hoy se corrige con el artículo tercero transitorio de las indicaciones. Sin embargo, la obligatoriedad de constituirse en sociedades transmisoras en el plazo de un año de entrada en vigencia de la ley, en cierta medida vulnera el principio de la autonomía de la voluntad y, por cierto, puede vulnerar el derecho de propiedad, toda vez que el contrato de sociedad supone necesariamente la participación de dos voluntades, por lo que un cliente libre que actualmente tiene la totalidad de la propiedad sobre una línea eléctrica definida como troncal pudiera verse en la necesidad de compartir su dominio a objeto de cumplir con la exigencia legal. Lo anterior puede derivar en contiendas judiciales, pues es claro que el derecho de propiedad esta garantizado en la Constitución Política, por lo que cualquier propietario que viera limitado o menoscabado su derecho pudiera recurrir ante los tribunales, lo cual repite la situación existente.

IV. CENTROS DE DESPACHOS ECONÓMICOS DE CARGA.

Básicamente, los CDEC siguen funcionando igual que como lo determina el DFL Nº1 y el reglamento Eléctrico, donde se le asignan nuevas funciones y atribuciones en temas como la transmisión, servicios complementarios y otros. Lamentablemente, su composición y estructura no varían, con lo que los temas de transparencia e independencia en la toma de sus decisiones siguen tan cuestionados

como hoy por todos los actores, especialmente por los consumidores. La aspiración de los grandes clientes, representados por ACENOR, es que este órgano se conforme, en beneficio del mercado, por todos los actores del negocio eléctrico.

Lo anterior toma mayor fuerza en el tema de los servicios complementarios, pues en principio los clientes no regulados están en condiciones de ofrecer este tipo de servicios. Sin embargo, es el CDEC el encargado de su administración y operación.

Por lo expresado anteriormente, ACENOR espera que se introduzcan modificaciones en este aspecto, o bien se facilite legalmente su tratamiento reglamentario.

V. PARTICIPACIÓN Y REPRESENTACIÓN DE LOS CLIENTES.

El proyecto de ley reconoce la participación de los clientes en distintos aspectos, especialmente en temas relacionados con la transmisión, lo cual es bueno, toda vez que no hay mejor fiscalizador que el propio consumidor. Así es que, por primera vez, se reconoce a los usuarios el derecho a influir en la toma de decisiones que les son atinentes, como lo es el caso especial del artículo 71-15, que crea un comité encargado de la licitación, adjudicación y supervisión del estudio de expansión y valorización del sistema de transmisión troncal. Si bien no constituye un gran avance, significa un reconocimiento expreso a que los clientes sí tienen algo que decir. También se reconoce a los usuarios en otras normas, como por ejemplo los artículos 71-17, 71-28, etcétera.

Sin perjuicio de lo anterior, un tema que preocupa de sobremanera es cómo se van a hacer representar los clientes libres y cómo el reglamento va a determinar el representante de los clientes regulados, pues no es un tema menor el de la legitimidad de los representantes, debido a que es imposible que participen todos los clientes libres y necesariamente su participación debe canalizarse a través de un representante idóneo y legitimado. En este sentido, la normativa propuesta resulta insuficiente, y es de la más alta relevancia que se reconozca expresamente a las asociaciones de consumidores, como de los otros estamentos del mercado, de manera que sean éstas quienes representen y manifiesten a la autoridad sus intereses. En este sentido, la experiencia en Argentina resulta clarificadora.

VI. SERVICIOS Y MERCADOS COMPLEMENTARIOS.

Un aspecto relevante del proyecto es precisamente el relativo a los servicios complementarios. Si bien es cierto que se aborda un tema complejo y completamente olvidado por el DFL Nº1 y su reglamento (1998), a juicio de los clientes intensivos representados por ACENOR, su tratamiento debiera ser más explícito, a pesar de que por medio de las indicaciones del Ejecutivo su situación es levemente mejor que su original redacción, al definir los servicios complementarios.

Al parecer, de la lectura del artículo 91 bis) y de la definición del artículo 150 c) (introducido por las indicaciones), los clientes libres podrían aportar servicios auxiliares o complementarios, a diferencia de los generadores y transmisores, que deberán estar en condiciones de

aportar estos servicios. Es urgente aclarar el tema, dada la relevancia práctica que tiene. Basta recordar que el Sistema Interconectado del Norte Grande funciona de manera más o menos segura sobre la base de los desprendimientos de carga, que es precisamente el servicio complementario por excelencia aportado por los consumidores intensivos. A mayor abundamiento, la experiencia del SING no es más que un retrato de lo que ocurre en muchos sistemas térmicos, los cuales funcionan en su gran mayoría contemplando en sus regulaciones el aporte de los clientes.

Ahora bien, si interpretamos que los desprendimientos de carga o mejor dicho, los servicios complementarios, desde el punto de vista de la demanda o consumo están incluidos por el proyecto, es imprescindible aclarar el tema.

Un aspecto de la mayor significación, y que ya se ha planteado, pero que es indispensable recalcar, y que está íntimamente ligado a los servicios complementarios, en caso de que éstos contemplen el aporte de los clientes libres, es el que dice relación a su administración, ya que carece de toda lógica que sea el Centro de Despacho Económico de Carga el que los administre, dada su actual composición. Es de toda lógica y justicia que, si hay aportes de los grandes clientes, éstos participen en su administración y valorización, puesto que, en definitiva, están sacrificando consumos previamente contratados, en pos de la confiabilidad del sistema eléctrico.

VII. PREVENCIÓN A UN POSIBLE RACIONAMIENTO.

Uno de los objetivos originales perseguidos por el proyecto de la C.N.E. y que no contempla el proyecto de ley remitido al Congreso Nacional era el evitar situaciones de crisis energéticas, despejando así los indeseables racionamientos y sus nefastas consecuencias.

El mecanismo elegido por la autoridad era el de la licitación de unidades complementarias de generación térmica, de carácter provisional y bajo un régimen especial de remuneración con cargo a los usuarios.

Dicho tema, que hoy se encuentra ausente, más allá de que si era o no era el mecanismo correcto para evitar situaciones de emergencia, creemos que debe ser reintegrado.

En este tema, la sugerencia de ACENOR es que, conociendo las virtudes que el proyecto de ley original tenía con dicho sistema de prevención, los legisladores no deben cargar con el costo de ser los responsables de haberlo olvidado en caso de una nueva crisis energética que podría racionar a la población toda. Por otro lado, permitía poner a disposición los parques generadores que poseen los clientes industriales, los que superan los 180 mega watts, los cuales, en situaciones similares y al ser requeridos por los suministradores, han sido remunerados a precio vil o lisa y llanamente han sido postergados aun a costa de un racionamiento mayor.

VIII. RETROACTIVIDAD DE LA LEY.

El artículo octavo transitorio, antes de las indicaciones remitidas por el ejecutivo, y con posterioridad a ellas no es constitucional. La diferencia radica en que antes de las indicaciones se

disponía que los contratos válidamente celebrados a la fecha de la publicación de la ley deberían adecuarse a sus disposiciones en el plazo máximo de un año. En cambio, ahora se señala que los contratos referentes a peajes de transmisión, sean éstos del sistema de transmisión troncal o de subtransmisión o los contratos referentes a peajes de distribución celebrados entre el 6 de mayo de 2002 y la publicación de la ley deberán adecuarse a los cambios legislativos.

Ambas disposiciones son inconstitucionales. A saber, el artículo 19, número 24, asegura a todas las personas "el derecho de propiedad en sus diversas especies sobre toda clase de bienes corporales e incorporales." Ahora bien, los contratos, en conformidad al 1.437 del Código Civil, generan derechos personales o créditos para sus titulares, es decir, bienes incorporales sobre los que recae una especie de propiedad. Por lo tanto, el acreedor es propietario de los derechos derivados de su contrato. En la especie, los clientes libres son dueños de los derechos que emanan de sus contratos de suministro eléctrico.

Si bien creemos entender la intención de la autoridad, que sería preparar o advertir de los cambios que se avecinan, de modo que quienes celebren contratos en estas materias durante el período indicado en la norma tomen en consideración las futuras disposiciones, lo cierto es que un contrato válidamente celebrado se rige por las leyes vigentes al tiempo de su celebración y no puede ser tocado o modificado ni por el legislador ni por el juez, ya que éstos, al igual que las partes, deben atenerse a las estipulaciones convenidas.

Por lo que, existiendo propiedad sobre los derechos personales engendrados por los contratos, nadie puede en caso alguno ser privado de su propiedad, sino en virtud de una ley de expropiación que indemnice al afectado. Por ende, en ningún caso la autoridad podría imponer una norma que interfiriera claramente con la voluntad de los contratantes.

Adicionalmente, una actuación como la descrita, no es legal, pues contraviene lo previsto en el artículo 22 de la ley sobre Efecto Retroactivo de las Leyes, conforme al cual "en todo contrato se entienden incorporadas las leyes vigentes al tiempo de su celebración". Se trata de una regla de irretroactividad de la ley íntimamente vinculada a la regla constitucional de protección de la propiedad. Al respecto, la doctrina está de acuerdo en señalar que la norma citada se funda en el principio según el cual cualquier regla que lesione la propiedad ha de estimarse retroactiva y contraria al principio subyacente al artículo 22 citado.

La alteración de contratos en curso es inconstitucional, no sólo por lo señalado, sino además, por atentar contra el principio de las expectativas protegidas, que es base no sólo del orden público económico, sino del ordenamiento jurídico en su conjunto. Los contratos, protegidos por nuestra Carta Magna, constituyen instrumentos mediante los cuales los sujetos arreglan libremente sus mutuas expectativas, confiriéndole estabilidad hacia el futuro. Por lo que, alterar un contrato en curso importa lesionar gravemente ese principio y desmedrar al contrato como principio básico del orden público económico. El contrato no puede ni debe ser modificado por el legislador, el juez y menos por el Ejecutivo mediante un proyecto de ley que ni siquiera es norma.

IX. REGLAMENTOS Y NORMAS TÉCNICAS.

Un aspecto preocupante del proyecto de ley es que sus disposiciones transitorias no establecen plazos ciertos para la entrada en vigencia de los reglamentos y normas técnicas a las que se hace referencia en forma vaga, en las disposiciones legales.

Lo anterior debe ser enmendado por la Comisión de Minería y Energía, para evitar lo sucedido con el DFL Nº1, de 1982, que tuvo que esperar más de quince años para contar con su reglamento (1998), lo que se tradujo en que muchas de sus disposiciones eran impracticables.

Por lo que esperamos que la ley definitiva contenga mayores exactitudes y plazos determinados para dictar las correspondientes normas técnicas y el reglamento respectivo, o bien para introducir modificaciones al vigente.

X. PRECISIONES INDISPENSABLES.

Un aspecto que apoyamos y destacamos del proyecto de ley es la introducción de conceptos y definiciones que en el marco jurídico vigente no se contemplan. Conceptos como la confiabilidad, suficiencia, seguridad, calidad (del servicio, del producto, del servicio comercial), etcétera, significan un avance importante para evitar las odiosas interpretaciones que ocurren hoy en día, como conflictos cuyas soluciones se eternizan en el tiempo.

Otro aspecto que destacamos es el conjunto de normas que tienden a la transparencia del mercado de la transmisión, procurando que la información sea pública, veraz y oportuna. Sin embargo, hay una disposición que si bien persigue el objetivo de la transparencia, a nuestro entender es muy amplia y puede ser objeto de distorsiones. Nos referimos al artículo 71-11, que señala que los “participantes” (usuarios no sometidos a fijación de precios, generadores transmisores, distribuidores) deberán entregar toda la información pertinente, en la forma y oportunidad que lo determine la Comisión. Es necesario especificar qué información es la que debe ser proporcionada, restringiendo la terminología “toda la información pertinente” o acotarla a la naturaleza de lo que se desea obtener, pues en un mercado tan sensible como el eléctrico hay mucha información reservada o protegida.

El proyecto de ley es una mejora a la precaria situación de los clientes en el actual DFL Nº1, ya que éste adolece de una carencia fundamental, cual es no considerar a los consumidores no regulados como uno de los pilares del mercado eléctrico, uno de los cuatro actores del negocio eléctrico (suministradores, consumidores, entes reguladores y entes fiscalizadores). Sin embargo, el proyecto no da a los clientes libres una participación gravitante y se sigue incurriendo en falencias e imprecisiones que, en opinión de la ACENOR, son indispensables de precisar.

XI. RECOMENDACIONES PRIORIZADAS AL PROYECTO DE LEY.

1) MODIFICAR LA ESTRUCTURA Y COMPOSICIÓN ACTUAL DE LOS CDEC.

El Centro de Despacho Económico de Carga no debe ser juez y parte, ya que con la actual estructura de propiedad representa los intereses de los generadores, con lo cual no debe administrar los servicios complementarios que se requieran para cumplir con las condiciones básicas de seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico. ACENOR debe formar parte de las decisiones. La propuesta del proyecto de ley es válida si y sólo si el CDEC es absolutamente independiente, lo cual es casi imposible en el presente escenario. Desde hace años se ha planteado por los medios habituales al ente regulador y a la CNE que una de las claves para lograr competitividad en el sector eléctrico es a través de un CDEC independiente con participación de todos los actores del mercado eléctrico. Es la única forma de asegurar transparencia de la información (completa, simple y oportuna). Este requisito no está en la ley en comento y, lo que es aun más grave, los CDEC son completamente dependientes de un directorio formado por los generadores.

2) RECONOCIMIENTO EXPLÍCITO A LOS CONSUMIDORES.

Esto se lograría a través del reconocimiento a las asociaciones de consumidores, las que deben tener las facultades y atribuciones necesarias para participar en el nuevo marco legal, entre ellas, participar en los CDEC. Se debe velar por la legitimidad de las mismas, ya sea mediante el cumplimiento de requisitos o condiciones o bien mediante su registro bajo la fiscalización del órgano competente (SEC). Sin perjuicio de ello, debe mantenerse en el articulado la participación de los clientes libres, procurando ser explícitos en su designación.

3) LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS.

Se debe establecer explícitamente que los clientes libres participan de este mercado secundario y que no quede sujeto a interpretaciones.

4) MODIFICAR EL MECANISMO DE REMUNERACIÓN DEL SISTEMA TRONCAL Y OBLIGATORIEDAD DE LOS CONTRATOS DE TRANSMISIÓN.

Que se modifique la forma de remuneración del sistema de transmisión troncal y la obligatoriedad de los contratos de transmisión, o al menos se aclaren las aparentes contradicciones que contiene el proyecto.

5) REGLAMENTO ELÉCTRICO Y NORMAS TÉCNICAS.

Necesariamente debe establecerse plazos fatales para la confección de un reglamento eléctrico nuevo que aborde los temas

del proyecto o bien para modificar el vigente. Las referencias deben ser claras y explícitas.

6) INTEGRACIÓN HORIZONTAL.

Que se regule la integración horizontal, evitando concentraciones de propiedad que puedan significar conductas monopólicas o bien dominantes.

7) NORMAS TRANSITORIAS.

Se deben incorporar normas transitorias más claras, que aminoren los conflictos que puedan suscitarse en virtud de los contratos vigentes y concentración de la propiedad. Se debería eliminar el artículo octavo transitorio (retroactividad de la ley).

Señaló que respecto de retroactividad de la ley, el artículo 8º transitorio del proyecto de ley dispone que todos los contratos vigentes en el momento de la publicación de la ley deberán adecuarse a las normas de la misma. Se trata de un precepto abiertamente inconstitucional, que se modera en parte con la indicación del Ejecutivo, que propone que continúen rigiendo y produzcan sus efectos los contratos referentes a peajes de transmisión troncal, subtransmisión y distribución celebrados antes del 6 de mayo de 2002 y que se encuentren vigentes a la fecha de publicación de la ley. Sin embargo, todos los contratos celebrados con posterioridad a esa fecha, deberán adecuarse a la nueva ley dentro del plazo máximo de un año contado desde su publicación.

A su criterio, en ambas redacciones la inconstitucionalidad es evidente. La Constitución Política de la República, en su artículo 19, número 24, asegura a todas las personas el derecho de propiedad. Tal derecho no se extiende solamente sobre las cosas corporales, sino también sobre las inmateriales, como los derechos. Y los derechos tienen como fuente, entre otras, a los contratos. Entonces, el acreedor de un contrato es dueño del derecho que emana de ese contrato. Por ende, los derechos que emanen de los contratos de transmisión celebrados entre el 6 de mayo de 2002 y la fecha de publicación de la ley están amparados por la regla constitucional indicada.

A mayor abundamiento, el artículo 22 de la ley sobre Efecto Retroactivo de las Leyes, de 1861, declara que “en todo contrato se entenderán incorporadas las leyes vigentes al tiempo de su celebración”. Se ha entendido por la doctrina y por toda la jurisprudencia de los últimos treinta años en materia contractual que este precepto constituye una norma de orden público económico, por lo que ninguna ley puede privar a una persona de los derechos que emanan de los contratos válidamente celebrados bajo una legislación que se pretende modificar.

En conclusión, si bien la ley puede tener efecto retroactivo –y los efectos de la retroactividad se regulan en la ley de 1861 mencionada-, jamás podrá haber retroactividad en materia contractual, por el efecto que se produciría en la propiedad sobre los derechos que emanan de los contratos.

oooooooooooooooo

19.- Exposición de la economista del Instituto Libertad y Desarrollo, señorita María de la Luz Domper Rodríguez.

La señorita Domper comenzó su exposición planteando lo siguiente:

I. PROBLEMAS DEL SECTOR ELÉCTRICO.

1) Generación.

-Se detecta como principal problema un descenso relativo del dinamismo de las inversiones.

-Hay reticencia a firmar nuevos contratos, como producto de la ley Nº19.613 (que cambió el artículo 99 bis) y de la resolución Nº88, de 2001, que trató de resolver el problema que provocó esa ley.

-También hay barreras a la entrada, básicamente de tipo medioambientales, como la que ha existido en la central Ralco.

-Además, existe sobreinversión en el SING.

2) Transmisión.

-Existe incertidumbre en el valor de los peajes, lo que afecta inversiones en transmisión y ha dado lugar a muchos arbitrajes judiciales. Existen discrepancias respecto de la definición de áreas de influencia, del nudo básico del sistema, del VNR de transmisión.

-Además, existen tramos de la red de transmisión que no están siendo financiados.

3) Distribución.

-Se observa que existen consumidores libres en el interior de las zonas de distribución, que son en realidad clientes cautivos, ya que no se puede materializar la libre competencia para darles suministro.

-La normativa de calidad y seguridad de servicio es insuficiente.

-Existen problemas en la fijación de tarifas, pues el sistema de ponderación de los estudios 2/3 – 1/3 no es el mejor.

No obstante los problemas señalados, en la actualidad en la actividad eléctrica existen señales de precios (que son perfectibles) que permiten asignar los recursos y existe libertad de emprendimiento.

El proyecto de ley no es una solución a todos los problemas del sector eléctrico, pues intenta solucionar básicamente los problemas de transmisión.

Pero introduce señales inconvenientes, que amenazan la libertad de emprendimiento y al sistema de precios como mecanismo de asignación de recursos.

II. COMENTARIOS A LAS MODIFICACIONES INTRODUCIDAS POR EL PROYECTO DE LEY.

1) Sistema de transmisión.

a) Definición del sistema troncal.

Tal definición no es precisa, pues todo puede declararse sistema troncal. Además, como todos pagan el costo de transmisión en el sistema troncal, existirá presión a incorporar todo como sistema troncal.

El financiamiento compartido del costo de transmisión distorsiona la asignación de recursos y la señal de localización de centrales, lo cual puede derivar en un parque generador que no es el óptimo. (Una central ubicada en un lugar específico que en otras condiciones no era rentable, puede serlo gracias a que el costo de transmisión es compartido).

Recomendaciones.

a) Acotar la definición de sistema troncal, incorporando dentro de ella sólo aquellos tramos en que exista transmisión bidireccional. El carácter bidireccional justificaría que el costo de transmisión no sea atribuible a un generador o usuario en particular. Esto deja fuera de la definición de sistema troncal a líneas específicas (sólo de inyección o de retiro).

b) O bien, optar porque sean los generadores quienes financien el 100% de las líneas de transmisión según su uso, como contrapartida a una definición amplia del sistema troncal.

b) Comité de Planificación.

Como está diseñado en el proyecto de ley, este Comité involucra una centralización de decisiones que puede tener altos costos frente a la alternativa de contar con un mecanismo institucional que lleve a que sea el sector privado el que tome las decisiones de inversión en base a las señales de precio.

Adicionalmente, los organismos del Estado terminan tomando decisiones que afectan la generación de energía, que es una actividad que opera libremente. Esto claramente va a repercutir en la generación, la que debiera mantenerse libre y competitiva.

Recomendaciones.

a) Reemplazar este Comité por las siguientes reglas simples:

-Todos los generadores tienen derecho a interconectarse, sin restricción alguna.

-Todas las obras de menor costo que evitan la congestión tienen necesariamente que efectuarse, salvo que la mayoría de los participantes involucrados (2/3 MW conectados al tramo) se oponga.

b) Introducir derechos de transmisión transables entre las firmas que utilizan el servicio. De esta manera, será el mercado el que determine, en base al sistema de precios, qué firma hace uso del sistema de transmisión cuando hay congestión.

c) Interconexión SING-SIC e incorporación del SING al sistema troncal (con pago de 50% c/u).

Opinó que esta medida se justificaría por un exceso de capacidad instalada en el norte y un SIC ajustado.

Si la interconexión se incorpora al sistema troncal, el financiamiento de la interconexión será pagado 50% por los generadores del sur. Es decir, los del sur ayudarían a hacer rentable la sobreinversión existente en el norte. Pero para ellos puede ser más rentable que no exista interconexión y que se creen más centrales térmicas cerca de Santiago.

Por ello, otorgar en la ley una solución de interconexión no es lo más adecuado.

No queda claro en la ley cuál es el factor por el cual se adjudicará la licitación (menor peaje).

d) Restricciones de propiedad.

Se trata de una disposición de carácter expropiatorio. El cumplimiento del 40% que pueden tener en conjunto las empresas generadoras, distribuidoras y grandes clientes, obligará a las empresas (distribuidoras) a ajustarse y vender parte de su propiedad, en el plazo de un año, si son declaradas como sistema troncal. Este problema no se corrige con la indicación.

Además, esta medida involucra aspectos poco claros, como la forma en que se va a medir el capital total o lo que sucedería si una empresa tiene el 8% en 6 empresas y acumula el 48%.

Por último, aclara que la integración vertical no siempre es dañina para la sociedad. Puede incluso ser positiva, si la empresa aprovecha economía de escala y ámbito, más todavía si esa integración se da en sectores con tarifas reguladas.

2) Tarificación en sistemas medianos (1.500 – 200.000 Kw).

El proyecto establece un nuevo modelo de precios para sistemas eléctricos intermedios (Aysén-Coyhaique y Magallanes), optando por una metodología basada en el costo incremental de desarrollo y el costo total de largo plazo.

Comentarios.

No es bueno cambiar el sistema de tarificación utilizado en el valor agregado de distribución (VAD) de empresa modelo eficiente basado en costos marginales de largo plazo, por un método que introduce los conceptos de costos incrementales de desarrollo (corresponden a los costos medios de expandir el sistema en el largo plazo).

El cambio de metodología exige una centralización y planificación de decisiones e involucran una pérdida de objetividad.

No se justifica el cambio propuesto por ser sistemas chicos, ya que el valor agregado de distribución (VAD) opera en redes de distribución de menor tamaño que forman parte del SIC.

Además, constituye un mal precedente, pues podrían querer hacerlo extensivo a sistemas de distribución de mayor tamaño.

3) Mercado de servicios complementarios.

El proyecto de ley establece la existencia de un mercado de servicios complementarios, adicional al mercado habitual de energía y potencia. Los productos transables y su forma de remuneración serán determinados por el reglamento.

Además, se reconoce en la ley la existencia del precio nudo de potencia, cuya fórmula de determinación estará especificada en el reglamento, para las transferencias de potencia firme (lo que cada uno puede garantizar).

Comentarios.

Ambos cambios son positivos, el primero debido a que permite operar con menores probabilidades de corte y mejor calidad de servicio. El segundo es un reconocimiento legal al precio de potencia firme que hasta ahora sólo era materia de reglamento, lo cual otorga mayor seguridad jurídica.

No obstante, debiera ser materia de ley, y no sólo de reglamento, la fórmula que se utilizará para determinar el precio de potencia firme y la fórmula de remuneración de los servicios complementarios.

4) Autorización de transferencia de concesiones.

En el proyecto de ley se precisan las condiciones mediante las cuales se autorizarán las transferencias de concesiones entre empresas que operan en el segmento de distribución, indicándose el alcance en tarifas producto de estas decisiones. (Debe ser autorizada por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, con el conocimiento de la Comisión Nacional de Energía y de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, previo informe de afectación elaborado por la CNE).

La idea es que la transacción no genere pérdidas de eficiencia. Existiría pérdida de eficiencia si aumenta el costo total de otorgamiento del servicio de distribución en las zonas respectivas.

En la actualidad, las transferencias también están sometidas a autorización (del Ministerio del Interior o de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles).

Comentarios.

La transferencia parcial o total de la concesión debe ser una actividad libre, pues si ello afecta o no a las tarifas, se verá reflejado en el precio de compra de la transferencia parcial o total de la concesión y el cambio en las tarifas debiera verse explícitamente

reconocido en la siguiente fijación tarifaria cuando se cumpla el respectivo cuadrienio.

5) Reducción de la banda de precios libres para la fijación del precio de nudo.

El proyecto propone reducir la banda de precios libres de ±10% a ±5% para la fijación del precio nudo.

Comentarios.

Tal cambio es positivo, pues aumenta la estabilidad del precio de nudo y lo acerca a los valores de contratos de largo plazo del mercado libre.

6) Fijación de peajes de distribución por la autoridad reguladora.

Se establece la facultad de la autoridad (Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe de la Comisión Nacional de Energía) de fijar peajes de distribución sobre la base de los valores agregados de distribución (VAD) calculados en cada fijación de distribución (cada cuatro años).

Comentarios.

Este cambio es positivo, ya que abre espacio para una mayor competencia en el suministro a clientes libres que se encuentran dentro de las áreas de concesión de las distribuidoras. No obstante, la ley debiera ser más específica respecto de la manera como se van a fijar los peajes de distribución.

III. ELEMENTOS NO INCORPORADOS EN EL PROYECTO DE LEY.

a) Introducción de una comisión pericial permanente.

Es fundamental la existencia de una CPP que dirima conflictos tanto en materia de peajes de transmisión como de tarifas de distribución. Respecto de esta última, que decida entre una opción u otra, como ocurre actualmente en materia de fijación de tarifas en los servicios sanitarios.

El proyecto de ley encomienda toda resolución de conflictos en materia de peajes de transmisión al Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, y no le fija plazo para pronunciarse.

b) Desregular el precio de nudo en el mediano y largo plazo.

Esto puede hacerse, independientemente de la existencia de pocos actores en el mercado. Si existieren problemas de competencia, existen los organismos respectivos a los cuales recurrir (Comisión Resolutiva).

c) Disminuir el límite de consumo para ser considerado cliente libre.

Podría reducirse a 100 Kw, como en otros países.

d) Diseñar un sistema de premio al ahorro y de intercambio de cuotas de consumo entre grandes clientes en épocas de sequía o fuerza mayor.

Se trata de una medida para solucionar situaciones de conflicto, como se hizo en Brasil. En ese país se introdujo un sistema de premio al ahorro mediante la introducción de cuotas de consumo para salir de la crisis energética que vivió en los años 2001 y 2002.

e) Eliminar las barreras medioambientales.

f) No modifica los problemas del artículo 99 bis.

IV. CONCLUSIÓN.

Finalmente señaló que a pesar de tener elementos positivos, el proyecto incorpora aspectos negativos, como mayor planificación central, poca claridad respecto de qué se entiende por sistema troncal, restricciones a la propiedad y cambio del sistema de tarificación de los sistemas medianos.

En general, el proyecto no resuelve los reales problemas del sector eléctrico y es altamente perfectible.

oooooooooooooooooo

B.- Votación en general del proyecto.

Antes de votar el proyecto en general, el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, y Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Jorge Rodríguez Grossi y la Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Vivian Blanlot Soza, solicitaron a la Comisión poder entregar su opinión, a raíz de las diferentes exposiciones entregadas por los distintos ejecutivos de las empresas eléctricas, con motivo del estudio de esta modificación a la ley eléctrica.

-El Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, y Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Jorge Rodríguez Grossi.

En primer lugar, agradeció el trabajo realizado por la Comisión en el estudio de este proyecto de ley.

Recordó que este proyecto de ley es muy necesario, porque ataca un aspecto en particular que hace agua en el sector eléctrico: la insuficiencia de las inversiones en transmisión. Esta situación en determinadas zonas pone en riesgo la estabilidad en la continuidad del servicio eléctrico. Al respecto, el proyecto de ley asegura que la inversión en transmisión va a ser adecuadamente remunerada por los usuarios.

En segundo lugar, hay cambios importantes en el segmento de distribución, al establecer peajes conocidos por el mercado, lo que permite romper con el monopolio natural de la distribución y, de esa

manera, lograr que los clientes libres ubicados en la zona de concesión de un distribuidora puedan contratar el suministro a precio libre directamente con las generadoras.

Señaló además, que se oficializará el mercado de los servicios complementarios, que hoy se remuneran de las formas más diversas, lo que permitirá la creación de empresas dedicadas exclusivamente a proveer esos servicios con precios conocidos por todos.

Por otro lado, se reduce la banda en torno a los precios libres de ±10% a ±5% para la fijación del precio de nudo. Las empresas generadoras reclaman contra el precio de nudo por la inestabilidad que produce en sus flujos. Por eso, el proyecto de ley acerca el precio de nudo a que comprarán la energía los pequeños consumidores al promedio de los precios libres que se determinen en forma competitiva en el mercado. Independientemente de los estudios de la CNE sobre el precio de nudo, finalmente éste estará sujeto a una variación muy pequeña respecto de los precios libres de mercado. La importancia de mantener la diferencia entre los precios libres y el precio de nudo radica en que los primeros reflejan la tendencia de largo plazo del mercado, por lo que en períodos de sequía los precios libres no reflejarán la escasez. Entonces, el precio de nudo dará una señal al mercado.

También, se otorga a los pequeños sistemas eléctricos una metodología de cálculo de precio de nudo más favorable para los mismos, acorde a su realidad. El modelo de precio de nudo funciona bien cuando hay grandes inversiones que se justifican en grandes mercados. En el caso de mercados pequeños, con inversiones que no pueden ser tan pequeñas, el precio de nudo tiende a demorar la inversión, pues mientras más invierte el inversionista, más le cae el precio. Esto perjudica a la comunidad. En consecuencia, se propone un precio que cubra los costos totales.

Finalmente, se propone regular las transferencias de concesiones de distribución, de manera de que esos cambios no afecten las tarifas bruscamente. En definitiva, el cambio en la propiedad de la concesión de distribución no puede afectar las tarifas de los clientes regulados de esa zona.

Con esos cambios, más las inquietudes de las empresas y el aporte de los Diputados, se logrará un adecuado avance del proyecto de ley.

****

-La ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Vivian Blanlot Soza.

La señora Blanlot puso énfasis en las circunstancias internacionales en que se encuentra el sector de la energía. Es uno de los más globalizados de los sectores productivos, básicamente porque toda la inversión está en manos de grandes empresas internacionales que operan en todo el mercado. Como consecuencia, se trata de un sector que se contagia rápidamente de las vicisitudes que puedan ocurrir en otras economías. De hecho, las empresas del sector que operan en Chile han sufrido los embates de las situaciones argentina y brasileña, e incluso de California. La consecuencia de esto es que, a pesar de que el sector de

energía chileno sigue funcionando relativamente bien, el ambiente económico general para las inversiones en cualquier país es muy adverso.

Habida consideración de esa realidad y del hecho de que el flujo de energía eléctrica no puede interrumpirse, para un país pequeño como Chile tiene particular importancia diferenciarse de los demás mercados, a través de mostrar su capacidad para resolver los problemas o cuellos de botella regulatorios en forma oportuna, manteniendo los mismos principios económicos, lo que da seguridad a los inversionistas.

Explicó que la Comisión Nacional de Energía ha seguido muy atentamente el debate habido en la Comisión, por lo que está consciente de las grandes observaciones que se le han formulado al proyecto de ley, las que básicamente están relacionadas con el tratamiento del sistema de transmisión troncal, el hecho de que no pueda haber subsidios cruzados en transmisión, los peajes de transmisión en el sistema troncal, problemas de propiedad –en el sentido de no vulnerar la propiedad en algunos segmentos por el hecho de establecer cláusulas de integración vertical-, la intervención de los órganos reguladores en todo el proceso de planificación coordinada de los sistemas de transmisión, la preocupación por la no definición óptima de los peajes de distribución –lo que puede significar descreme y competencia desleal para las empresas distribuidoras-, la necesidad de mayor precisión en el tratamiento de los servicios complementarios, las resoluciones de conflictos en materia tarifaria.

Ante todos esos temas, ofrece la colaboración de la Comisión Nacional de Energía para buscar soluciones adecuadas durante la discusión particular.

Indicó que después de complejas evaluaciones, la CNE ha concluido que la no aprobación del proyecto de ley implica el aumento sustantivo de la probabilidad de falla en el sistema, a partir de 2004. Asimismo, implica sobrecostos en la inversión, operación y mantenimiento del sistema que se sitúan entre el 10% y el 20% para los próximos quince años en generación y transmisión.

Respecto de la reducción de la banda de precios libres de ±10% a ±5%, si bien reduce la incertidumbre tarifaria para las empresas generadoras, no produce un aumento de tarifas para los consumidores finales.

Finalmente, señaló que concuerda con muchas de las preocupaciones planteadas por las empresas, las asociaciones de consumidores y los propios Diputados porque el proyecto de ley sea más preciso en determinados conceptos, de manera de no incurrir en errores en su aplicación.

****

- Puesto en votación en general el proyecto de ley, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes en la Comisión, señores Vilches (Presidente), Bayo, Bertolino, Encina, Escobar; González, doña Rosa; Jarpa, Leal, Leay, Molina, Mora y Valenzuela.

VIII. DISCUSIÓN Y VOTACIÓN EN PARTICULAR DEL PROYECTO.

Antes de comenzar la discusión en particular del proyecto de ley, el señor **Jorge Rodríguez Grossi**, Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción y Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, puntualizó que a raíz de los diferentes planteamientos efectuados por los ejecutivos de las distintas empresas, el Ejecutivo se ha dispuesto a efectuar las indicaciones del caso, en relación con las siguientes materias:

1.- Los servicios complementarios, toda vez que debe precisarse de mejor forma el tema del tarifado.

2. La definición de los sistemas de peajes de distribución, con objeto de que los clientes libres tengan acceso al mercado respectivo, con una rentabilidad adecuada en los sistemas de distribución y transmisión.

3. La exención de los límites de integración vertical para los sistemas de subtransmisión que se integran a la transmisión local, puesto que las empresas han manifestado su preocupación por cuanto las inversiones que han realizado con un propósito determinado se convertirán en un sistema de transmisión troncal que estará sujeto a diferentes reglas.

4. La definición del sistema de transmisión troncal, que es crucial en esta iniciativa, dado que existe temor de que se amplíe bruscamente el concepto respecto de lo que en la actualidad se considera como tal.

5. El procedimiento para definir el plan de expansión de la transmisión, toda vez que es importante concebir un sistema que satisfaga a todos los actores del sector eléctrico.

6. Las comisiones periciales. Si bien no existe acuerdo en el Ejecutivo respecto la existencia de un sistema pericial permanente, se ha preferido implementar un sistema ad-hoc, con objeto de que determinados temas puedan ser tratados por una comisión diferente y no a través del actual sistema de solución de controversias.

7. La tasa de costo capital, toda vez que se elaborará una propuesta para todos los segmentos de la industria de generación, transmisión y distribución, en la cual se incorporará un componente de costo capital libre de riesgo, con un método para calcular una tasa de riesgo que será diferente para cada uno de los segmentos ya mencionados del sector eléctrico. Esta propuesta debiera contribuir a alejar las aprensiones que existen respecto de la sobreinversión, especialmente en el segmento de la transmisión, la que se produce porque existe una mejor tasa. Explica que en virtud de dicha propuesta se pretende formular un llamado a los peritos internacionales cada cierto tiempo, con objeto de que definan el premio que corresponde al riesgo en cada una de estas actividades. Precisa que se han analizado algunos modelos económicos ergonométricos que se han utilizado en otros países, pero que no son susceptibles de aplicar en Chile, razón por la cual se ha optado por que el mercado, que

está desvinculado de los procesos tarifarios, sea el que indique los riesgos en materia de generación, transmisión y distribución. Señala que si el costo capital se acerca a lo que corresponde en el nivel internacional, se conseguirá más eficiencia en el mercado.

8. Reducir el límite de los clientes libres, bajo los dos mega y hasta un mega, y otorgar facultades a la Comisión Nacional de Energía para disminuir gradualmente el tamaño de clientes libres, de acuerdo con el comportamiento del mercado, así como también entregar facilidades para que quienes se incorporen como clientes libres puedan volver a ser clientes regulados si no les conviene el sistema.

También la señora **Vivian Blanlot Soza**, ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señaló que lo relativo al sistema de transmisión troncal ha sido la materia más controvertida dentro de esta iniciativa, respecto de la cual es necesario lograr una definición que permita establecer claramente este sistema, que está sujeto a una regulación especial y a un sistema coordinado de definición de inversiones, así como también determinar la forma en que se distribuirán los peajes de transmisión troncal.

Acto seguido, mencionó una serie de aspectos que son considerados riesgosos respecto de esta definición:

1. Si no se define adecuadamente el sistema de transmisión troncal y se puede introducir discrecionalmente bajo este concepto una línea que es utilizada sólo por algunos operadores o consumidores del sistema, se produce una distorsión consistente en el subsidio cruzado entre generadores o entre consumidores respecto del costo de transmisión, dado que este último está repartido en el cincuenta por ciento entre quienes inyectan energía y en el cincuenta por ciento restante entre los que la retiran.

Comentó que esta situación puede ser muy grave, toda vez que se estima que en lo futuro pudieran haber interconexiones importantes o extensiones de líneas hacia regiones del país que actualmente no están interconectadas y el hecho de que quienes no se benefician con dichas conexiones asuman el costo puede provocar un efecto nocivo en el sector. Asimismo, este problema afectaría la interconexión con el norte y con Argentina. Plantea que esto significa que si una empresa construyese una gran central en Aysén y la interconectara con el SIC, sería pagada por generadores que no participan en las inyecciones de energía y que no se benefician con ella. Indica que este tema está relacionado con la forma de distribución del peaje y el grado de discrecionalidad para determinar qué debe entenderse por sistema de transmisión troncal.

2. Para realizar un estudio coordinado de expansión de la transmisión, en el cual se definen obras fundamentales de transmisión de carácter obligatorio, debe considerarse la proyección de la generación. Por lo tanto, en la definición del sistema de transmisión troncal podría determinarse automáticamente las centrales que serán favorecidas, con lo cual la generación dejaría de ser un negocio libre sin barreras para la entrada o la salida.

Por otra parte, en relación con esta materia, recuerda que durante la discusión del proyecto se ha planteado que las líneas de

transmisión deben cumplir determinados requisitos para ser consideradas como integrantes del sistema de transmisión troncal. Indica que ha habido consenso respecto de los siguientes:

a) Que la línea tenga un nivel de tensión mínimo;

b) Que la línea tenga una capacidad mínima;

c) Que sea utilizada por más de un cliente o generador;

d) Que sea utilizada para inyecciones y retiros destinados al servicio público, esto es, los servicios regulados, y

e) Que la línea tenga flujos bidireccionales relevantes.

Sin embargo, se producen algunos problemas en la aplicación práctica de estos conceptos, de modo que existen líneas de transmisión respecto de las cuales es difícil determinar si pueden considerarse como integrantes del sistema de transmisión troncal. Estima que estos requisitos deben señalarse expresamente en la definición genérica que se incorporará en la ley y explica que en la propuesta de indicación que presentarán se exige que se cumplan copulativamente algunas condiciones.

El primer requisito consiste en que los flujos en las líneas sean inestables dependiendo de la condición de generación. Indica que en un sistema de transmisión que depende de factores que afectan la forma de generación, relacionados con la hidrología, los precios del gas, las restricciones de otros combustibles, etc., los flujos cambian rápidamente si dichas condiciones varían y por tanto las líneas respectivas debieran considerarse como integrantes del sistema de transmisión troncal. Cita a modo de ejemplo una situación de sequía que afecta al Sistema Interconectado Central (SIC), en la cual no hay aporte de energía proveniente de la zona sur, razón por la cual los flujos se dirigen desde el norte hacia dicha zona. En cambio, si hay exceso de agua, la dirección del flujo es inversa. Señala que en el caso de que existan problemas de interrupciones en líneas de transmisión complementarias también se produce una modificación en el flujo. Esto permite concluir que se trata de un sistema al cual convergen los aportes de la mayor parte del segmento de la generación y del cual salen los aportes a la mayor parte del consumo. En consecuencia, la inestabilidad es inherente a su condición de troncal.

Por otra parte, comentó que para eliminar los riesgos que se han puntualizado respecto de la definición del sistema de transmisión troncal, se propondrá la existencia de una comisión de peritos, que estará encargada de calificar si las líneas de transmisión son o no troncales, en caso de que existan diversas opiniones sobre el particular, así como también, de definir los valores de los distintos tramos en el estudio de expansión. Precisó que estos peritos deben aplicar los criterios que correspondan en forma independiente.

Estimó que no es necesario modificar el sistema del 50 y 50%, que puede aplicarse de muchas maneras. Reconoce que la idea del Ejecutivo no ha sido plasmada adecuadamente en el articulado del proyecto. Explicó que dicho sistema consiste en que el 50% del peaje sea aplicado en función de las inyecciones, mientras que el restante 50%

debe ser pagado por el vendedor de energía en función del lugar al cual se la vende. Citó como ejemplo el caso de que una empresa eléctrica instale una central en Aysén y se conecte con el Sistema Interconectado Central (SIC), caso en el cual dicha empresa pagará el 50%, mientras que el 50% restante será pagado por los consumidores del Sistema Interconectado Central (SIC), lo que representa una injusticia. En cambio, si dicha empresa vende la energía en Puerto Montt a una empresa distribuidora o a un consumidor final, deberá asumir el 50% en función del lugar donde la vende. Precisó que el costo de peaje será compartido con otros generadores, sólo si éstos comercializan la energía que inyecta dicha empresa y se benefician de ella.

Aclaró, además, que en la definición de sistema de transmisión troncal debiera incorporarse como requisito que no haya identificación con consumidores específicos, esto es que afecte a todos los consumidores del sistema.

Comentó que se está analizando la posibilidad de incluir un requisito relativo al nivel de voltaje, pero existen dudas al respecto.

Explicó que en el caso de las líneas de subtransmisión la empresa está obligada a dejar que la energía fluya, independientemente de que se definan como de transmisión troncal.

Indicó que las inversiones sustantivas, adicionales al sistema deben definirse en el primer estudio internacional que se realizará. Sin embargo, existen algunos reforzamientos del sistema de transmisión del Sistema Interconectado Central (SIC) que están identificados y son indispensables, los cuales serían considerados en la ley. Ej: Charrúa-Temuco.

Acotó que Charrúa-Temuco representa una inversión que no se ha efectuado porque no ha sido resuelto el tema de los peajes.

Hizo presente que uno de los riesgos consiste en que se defina en el estudio coordinado el programa de generación y no sólo el de transmisión. Además, se pretende aclarar que el proceso de estudio debe establecer cuáles son las inversiones mínimas necesarias para los próximos cuatro años, sobre la base de las obras de generación que han sido determinadas por las empresas, con objeto de que la generación defina el destino de la transmisión. Por otra parte, en el articulado debe precisarse que el estudio es contratado por la Comisión Nacional de Energía y el transmisor, pero el ámbito técnico correspondiente a los criterios con los cuales se realiza el estudio está cargo de un comité técnico integrado por los generadores, los distribuidores, los grandes clientes y la Comisión Nacional de Energía. Indica que frente a la falta de acuerdo en el interior de dicho comité, debe pronunciarse el comité de peritos.

Explicó que dentro del sistema de solución de conflictos, se pretende establecer para cada proceso tarifario una comisión pericial a partir de una lista de peritos que estará a cargo de la Comisión Nacional de Energía, quienes deben ser expertos en el sector eléctrico, cumplir con determinados requisitos y no estar vinculados con los intereses de las empresas eléctricas. Indica que en el inicio del proceso tarifario y del estudio de los valores nuevos de reemplazo (VNR) se solicita a la actual Comisión Resolutiva, que pasará a ser el Tribunal de la

Competencia, que escoja a tres peritos de la mencionada lista, quienes estarán encargados de resolver las eventuales divergencias que se produzcan dentro del proceso.

Explicó que el Tribunal de la Competencia reemplazará a la actual Comisión Resolutiva, en virtud de un proyecto de ley que según se estima sería despachado por el Congreso Nacional antes del 31 de enero de 2003. Sus integrantes serán nombrados a través de un concurso público que será convocado por el Consejo del Banco Central y que estará orientado a profesionales expertos en las áreas jurídica y económica. En el concurso público se deben seleccionar los diez mejores candidatos, de entre los cuales el Consejo del Banco Central debe designar a dos. De acuerdo con el proyecto de ley, el Tribunal de la Competencia estará integrado por dos miembros nombrados por el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción y por el Ministro de Hacienda, respectivamente y por un ministro de la Corte Suprema. No obstante, el máximo tribunal ha manifestado reparos en relación con la designación de uno de sus miembros para la composición del Tribunal de la Competencia, motivo por el cual el Ejecutivo propondrá que la Corte Suprema deba designar un integrante entre personas que hayan sido jueces, fiscales o abogados integrantes y que puedan presidirlo.

Señaló además, que en el proyecto se contempla la participación de organizaciones no gubernamentales que pueden emitir su opinión respecto del proceso y participar en él sin que tengan la facultad de elegir peritos. Hace presente que las decisiones del comité pericial deben ser fundadas y públicas.

En algún momento se pensó en que la comisión pericial debía tener un carácter permanente y resolver todos los temas tarifarios, no obstante lo cual se concluyó que debía existir una comisión ad-hoc para cada proceso tarifario específico, ya sea de transmisión, de distribución y de sistemas medianos, que se realizan cada cuatro años. Comenta que aparte de los conflictos de índole tarifaria, podrían surgir divergencias respecto de la interpretación de la ley, que está relacionada con el desarrollo de la regulación y con políticas energéticas, temas que deben ser abordados por el regulador y no por los peritos.

Señaló que si se establece que la comisión pericial puede participar en la fijación de las tarifas de distribución, debiera eliminarse el sistema actual de fijación de tarifas de distribución en el cual se promedian los dos estudios que se realizan. Indica que se pondría énfasis en la importancia de la fijación de los valores agregados de distribución (VAD), dado que se establecen peajes de distribución. Señala que si no se logra consenso sobre el particular, la comisión pericial participaría exclusivamente en los procesos de transmisión y de sistemas medianos. Sostiene que en los procesos tarifarios las decisiones deben ser tomadas por cuerpos colegiados, que deben estar definidos de manera de garantizar independencia de criterios y que estén compuestos por personas respetables e idóneas.

Respecto del Comité de planificación y procedimiento de expansión del sistema de transmisión, afirmó que no se pretende que haya una planificación centralizada por parte del Estado, sino más bien un proceso coordinado, en el cual los principales actores sean quienes usan

el sistema de transmisión y el dueño. Explicó que en los sistemas eléctricos la transmisión sólo debe ser desarrollada en función de las necesidades colectivas de expansión del sistema. Precisó que se consideran actores principales a las empresas generadoras, las empresas distribuidoras y los grandes clientes, todos los cuales poseen información acerca del desarrollo futuro de la demanda y por tanto, de la generación y de la transmisión. Comentó que para convocar a la realización del estudio de la expansión del sistema debe llamarse a licitación, que tendrá un carácter internacional. Acotó que las empresas internacionales que participen en la licitación deben tener cierta experiencia en materia de simulación de sistemas. Señala que en estos estudios debe determinarse la expansión estrictamente necesaria para los próximos cuatro años, para lo cual debe analizarse un período más amplio, de hasta diez años. Precisó que no existe seguridad respecto de cuál será la expansión de la generación. Sobre la base del plan de generación deben estudiarse soluciones robustas, esto es que puedan justificarse aun cuando haya retardos o modificaciones en dicho plan. Indica que en nuestro país los sistemas no pueden expandirse en formas muy distintas, pero existe inquietud respecto de las interconexiones y su justificación. Señala que si existen muchos proyectos de generación, la tarifa tiende a disminuir y se alejan las posibilidades de la competencia de la interconexión. No existe consenso respecto de si el anuncio que efectúa una generadora respecto de la construcción de una central constituye un compromiso. En definitiva, sobre la base del plan de expansión de generación existente se deben determinar las obras de transmisión robustas e indispensables en el lapso de cuatro años.

Aclaró que la coordinación de inversiones con las generadoras es para los efectos del conocimiento de las bases sobre las cuales debe expandirse la transmisión, que están representadas por el crecimiento de la demanda y de la oferta. Indicó que el transporte troncal es un servicio público regulado, a diferencia de la generación e hizo presente que se pueden hacer obligatorias las obras que están definidas y declaradas más inmediatamente en materia de generación, no obstante lo cual en el proyecto no se ha planteado esta alternativa.

Señaló que éste es definido mediante un acuerdo, pero en virtud de la recomendación técnica del consultor, puede ser cuestionado por todos los participantes. Precisa que si se produce una discordancia importante, el conflicto debe ser sometido a una comisión pericial.

Por último, indicó que en el proyecto de ley se pretende modificar la normativa que establece cuáles son las instalaciones que son operadas en función del Centro de Despacho Económico de Carga. Comentó que al extenderse a los sistemas de distribución, deben integrarse a dicho Centro las distribuidoras y los clientes libres, a través de un reglamento.

****

DISCUSIÓN EN PARTICULAR.

El proyecto en informe, remitido por el Ejecutivo, está estructurado en tres artículos permanentes y ocho artículos transitorios.

ARTÍCULO 1°.-

Este artículo incorpora en el decreto con fuerza de ley Nº1, de 1982, de Minería, ley General de Servicios Eléctricos, un Título III, nuevo, denominado “De los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica”, que está compuesto por los artículos que a continuación se indican.

"TITULO III

De los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica

Artículo 71°-1.-

“El Sistema de Transmisión o de Transporte de electricidad es el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, en un nivel de tensión nominal superior al que se disponga en la respectiva norma técnica que proponga la Comisión, y cuya operación deberá coordinarse según lo dispone el artículo 81º de esta ley.

En cada Sistema de Transmisión se distinguen instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal, del Sistema de Subtransmisión y del Sistema de Transmisión Adicional.”

Este artículo define lo que debe entenderse por “sistema de transmisión o de transporte de electricidad” y señala que en cada uno se distinguen instalaciones del “sistema de transmisión troncal”, del “sistema de subtransmisión” y del “sistema de transmisión adicional”.

Puestos en votación el artículo conjuntamente con la denominación del Título, fueron aprobados por la unanimidad de los Diputados presentes.

Artículo 71°-2.-

“Cada Sistema de Transmisión Troncal estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que sean económicamente eficientes y necesarias para el funcionamiento competitivo del respectivo sistema eléctrico, conforme a las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y las normas técnicas.

Las líneas y subestaciones de cada Sistema de Transmisión Trocal serán determinadas mediante decreto supremo del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, dictado bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", previo informe técnico de la Comisión.

Los Sistemas de Transmisión Troncal se actualizarán cada cuatro años, 16 meses antes del término de vigencia de las tarifas de transmisión troncal, mediante el mismo procedimiento y conforme a los criterios señalados en el inciso anterior."

Esta disposición regula la composición de los sistemas de transmisión troncal; establece que las líneas y subestaciones de cada uno de ellos serán determinadas mediante decreto supremo del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe técnico de la Comisión, y que los mencionados sistemas se actualizarán cada cuatro años, en la oportunidad que indica, a través del mismo procedimiento y conforme a los criterios señalados a propósito de la composición de los sistemas.

*****Los Diputados señores Vilches, Bertolino, Encina, Jarpa y Leal y la Diputada señora González, doña Rosa, formularon una indicación para sustituir el artículo 71°-2, por el siguiente:

*"**Artículo 71°-2.-** Cada Sistema de Transmisión Troncal estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que sean económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico respectivo, bajo los diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y las normas técnicas.*

Las instalaciones pertenecientes a cada uno de los tramos del Sistema de Transmisión Troncal deberán cumplir al menos con las siguientes características:

a) Mostrar una variabilidad relevante en la magnitud de los flujos de potencia en líneas, como resultado de abastecer en forma óptima una misma configuración de demanda para diferentes escenarios de operación del parque generador existente y en construcción, considerando las restricciones impuestas por el cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad de servicio, incluyendo situaciones de contingencia y falla.

b) Tener una tensión nominal igual o mayor a 220 kilovolts.

c) Que la magnitud de los flujos en estas líneas no esté determinada por el consumo de un número reducido de consumidores

d) Que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras.

El reglamento establecerá el procedimiento que, en base a las características señaladas, deberá seguirse para calificar a las instalaciones de cada sistema eléctrico como pertenecientes o no al sistema de transmisión troncal respectivo.

Las líneas y subestaciones de cada Sistema de Transmisión Troncal serán determinadas mediante decreto supremo del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, dictado bajo

la fórmula "por orden del Presidente de la República", previo informe técnico de la Comisión, *según lo establecido en el artículo 71°-20.*

La determinación de las instalaciones que conforman los Sistemas de Transmisión Troncal se actualizará cada cuatro años, con anterioridad al estudio de expansión de la transmisión troncal que se realizará previo a la fijación de las tarifas de transmisión troncal y con ocasión de éste, mediante el mismo procedimiento y conforme a los criterios señalados en este artículo."

La ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Blanlot, explicó que en relación con la letra a), es necesario considerar el parque generador en construcción, dado que las líneas en construcción entrarán en operación al año siguiente. Indicó que debe efectuarse una simulación de los flujos para un parque generador que está en construcción en el período que corresponde realizar la evaluación y en el cual deben incluirse a las centrales que comenzarán a operar en dicho período, aun cuando a la fecha no estén terminadas.

Hizo presente que las centrales en construcción son aquéllas que las empresas declaran como tales ante la Comisión Nacional de Energía y no son, por tanto, inventadas. En consecuencia, el concepto de planificación está ausente, dado que el regulador no tiene la iniciativa para determinar las centrales qué están en construcción sino que simplemente es informado de ello por las empresas. Precisó que si se simulan flujos en la línea, ésta muestra variabilidad si se consideran los diferentes escenarios posibles de operación del parque generador existente y de los declarados en construcción, lo cual constituye una limitación para el regulador en cuanto a la planificación.

Aclaró que se considera que una central está en construcción cuando se han celebrado los principales contratos a que da lugar dicha obra y otorgado el permiso de construcción, con lo cual no están incluidas las meras declaraciones o la simple idea o proyecto de construcción.

*****Los Diputados señores Leay y Escobar formularon una indicación para sustituir la letra a) del inciso segundo de la indicación formulada por los Diputados señores Bertolino, Encina, Jarpa y Leal y la Diputada señora González, doña Rosa, por la siguiente:

"a) Mostrar una variabilidad relevante en la magnitud y dirección de los flujos de potencia, como resultado de abastecer en forma óptima una misma configuración de demanda para diferentes escenarios de disponibilidad del parque generador existente, considerando las restricciones impuestas por el cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad de servicio, incluyendo situaciones de contingencia y falla."

*****Los Diputados señores Leay y Escobar formularon una indicación para agregar la siguiente letra e), nueva, en el mismo inciso segundo:

“e) Que la línea tenga tramos con flujos bidireccionales relevantes.”

La señora Blanlot explicó que la bidireccionalidad no es un elemento determinante para definir al sistema de transmisión troncal, sin perjuicio de lo cual no representa un problema incluirlo como una de las características que deben cumplir las líneas. Agregó que a su juicio no es necesaria la letra e), nueva, que se propone, bastando la referencia a la “dirección” efectuada en la letra a) propuesta en la indicación de los Diputados señores Escobar y Leay.

Señaló además, que en relación con el inciso quinto de la indicación sustitutita, para el estudio de expansión de la transmisión troncal debe considerarse el sistema de transmisión troncal básico.

- La Comisión acordó, por la unanimidad de los Diputados presentes, rechazar el texto del artículo 71°-2, propuesto en el mensaje.

- La Comisión acordó, por la unanimidad de los Diputados presentes, votar en forma separada los incisos de la indicación sutitutiva.

- Puestos en votación los incisos primero, tercero, cuarto y quinto de la indicación sustitutiva, fueron aprobados por la unanimidad de los Diputados presentes.

- La Comisión acordó, por la unanimidad de los Diputados presentes, votar separadamente las letras del inciso segundo.

- Puesta en votación la indicación de los Diputados señores Leay y Escobar que sustituye la letra a) de la indicación anterior, fue aprobada por mayoría de votos.

- Puestas en votación las letras b), c) y d), fueron aprobadas por la unanimidad de los Diputados presentes.

- Puesta en votación la indicación de los Diputados señores Leay y Escobar, que agrega una letra e), nueva, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes.

- Puesto en votación el inciso segundo, fue aprobado por mayoría de votos.

Artículo 71°-3.-

“Cada Sistema de Subtransmisión estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que, no formando parte del Sistema Troncal, permiten inyectar energía eléctrica directamente a los puntos de suministro de los sistemas de distribución o de los usuarios no sometidos a regulación de precios y que aseguren el acceso competitivo a dichos puntos.

Dichas instalaciones serán definidas mediante decreto supremo del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, dictado bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", previo informe

técnico de la Comisión, de acuerdo a los criterios y metodologías que establezca el reglamento."

Este artículo regula la constitución de cada sistema de subtransmisión y señala que las instalaciones serán definidas mediante decreto supremo del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, dictado bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", previo informe técnico de la Comisión.

*****Los Diputados señores Bertolino, Encina, Escobar, Jarpa, Leay y Vilches y la Diputada señora González, doña Rosa, formularon una indicación para sustituir este artículo por el siguiente:

"Artículo 71°-3.- *Cada Sistema de Subtransmisión estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, territorialmente identificables, que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras.*

Las instalaciones pertenecientes al Sistema de Subtransmisión deberán a lo menos cumplir con las siguientes características:

a) No calificar como instalaciones troncales según lo establecido en el Artículo 71º- 2.

b) Que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras."

La ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Blanlot, en relación con este artículo señaló que un sistema de subtransmisión podría no encontrarse en una zona de concesión de empresas distribuidoras, pero está diseñado para abastecer a esta última.

- Puesta en votación la indicación sustitutiva, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes. Por lo tanto, el texto propuesto en el mensaje fue rechazado por la misma votación.

Artículo 71°-4.-

"Los Sistemas de Transmisión Adicional estarán constituidos por las instalaciones de transmisión que, no obstante estar interconectadas al sistema eléctrico respectivo, no forman parte del Sistema de Transmisión Troncal ni de los Sistemas de Subtransmisión."

Esta norma establece la composición de los "sistemas de transmisión adicional".

*****Los Diputados señores Bertolino, Encina, Escobar, Jarpa, Leal, Leay y Vilches y la Diputada señora González, doña Rosa, formularon una indicación para reemplazar el artículo 71°-4 por el siguiente:

*"**Artículo 71°-4.-** Los sistemas de Transmisión Adicional estarán constituidos por las instalaciones de transmisión que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están destinadas esencial y principalmente al suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios, y por aquellas cuyo objeto principal es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico, sin que formen parte del sistema de Transmisión Troncal ni de los Sistemas de Subtransmisión."*

Los Diputados firmantes de la indicación, plantearon que los sistemas de transmisión adicional debieran estar constituidos por el conjunto de líneas que no son de transmisión troncal ni de subtransmisión.

- Puesta en votación la indicación sustitutiva, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes. Por la misma votación fue rechazado el artículo propuesto en el mensaje.

Artículo 71°-5.-

"Las empresas operadoras y/o propietarias de los Sistemas de Transmisión Troncal, deberán estar constituidas como sociedades anónimas abiertas de giro exclusivo, el que no podrá incluir la generación ni la distribución de electricidad.

La participación accionaria individual de empresas que operan en cualquier otro segmento del sistema eléctrico, o de los usuarios no sometidos a fijación de precios, en dichas empresas, no podrá exceder del 8% del capital total de las empresas propietarias u operadoras del Sistema de Transmisión Troncal. La participación accionaria conjunta de empresas generadoras y distribuidoras, o del conjunto de los usuarios no sometidos a fijación de precios, en las empresas operadoras y propietarias del Sistema de Transmisión Troncal, no podrá exceder del 40% del capital total de estas empresas. Estas limitaciones a la propiedad accionaria se extienden a grupos empresariales o personas jurídicas o naturales que tengan acuerdos de actuación conjunta con las empresas generadoras y distribuidoras.

Las empresas y usuarios señalados en el inciso anterior deberán adecuarse a los límites de participación accionaria cada vez que, a consecuencia de las modificaciones del Sistema de Transmisión Troncal, sus porcentajes de participación individual o conjunta excedan los máximos allí establecidos. Las adecuaciones que procedan deberán materializarse dentro del plazo de un año contado desde la fecha de vigencia de la respectiva modificación del Sistema de Transmisión Troncal."

Este artículo dispone que las empresas operadoras o propietarias de los sistemas de transmisión troncal deberán estar

constituidas como sociedades anónimas abiertas de giro exclusivo. Asimismo, regula la participación accionaria individual de empresas que operen en cualquier otro segmento del sistema eléctrico, o de los usuarios no sometidos a fijación de precios en dichas empresas y la participación accionaria conjunta de empresas generadoras y distribuidoras, o del conjunto de los usuarios no sometidos a fijación de precios, en las empresas operadoras y propietarias del sistema de transmisión troncal, limitaciones que se extienden a grupos empresariales o personas jurídicas o naturales que tengan acuerdos de actuación conjunta con las empresas generadoras y distribuidoras. Indica que las empresas y los usuarios deberán adecuarse a los límites de participación accionaria.

*****El Diputado señor Araya formuló una indicación para reemplazar el párrafo segundo del inciso tercero de este artículo por el siguiente:

"Las adecuaciones que procedan deberán materializarse dentro del plazo de tres años, contado desde la fecha de vigencia de la respectiva modificación del sistema de transmisión troncal."

Respecto de esta indicación, la ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Blanlot, comentó que las empresas distribuidoras y generadoras están separando en la actualidad sus negocios, por lo cual no se requiere aumentar el plazo a tres años.

- Puesta en votación la indicación del Diputado señor Araya, fue rechazada por cinco votos en contra y una abstención.

*****Los Diputados señores Bertolino, Encina, Escobar, Jarpa, Leal y Leay y la Diputada señora González, doña Rosa, formularon una indicación para reemplazar el artículo 71°-5 por el siguiente:

"Artículo 71°-5.- *Las empresas operadoras y/o propietarias de los sistemas de transmisión troncal deberán estar constituidas como sociedades anónimas abiertas. Las empresas operadoras y/o propietarias de los sistemas de transmisión troncal deberán constituir filiales para el ejercicio de cualquier giro distinto a la transmisión de electricidad. Sin perjuicio de lo anterior, queda excluido de su giro la generación y la distribución de electricidad en todas sus formas, incluso a través de filiales.*

La participación individual de empresas que operan en cualquier otro segmento del sistema eléctrico, o de los usuarios no sometidos a fijación de precios en

el Sistema de Transmisión Troncal, no podrá exceder, directa o indirectamente, del 8% del Valor de Inversión total del Sistema de Transmisión Troncal. La participación conjunta de empresas generadoras, distribuidoras y del conjunto de los usuarios no sometidos a fijación de precios, en el Sistema de Transmisión Troncal, no podrá exceder del 40% del Valor de Inversión total del Sistema Troncal. Estas limitaciones a la propiedad se extienden a grupos empresariales o personas jurídicas o naturales que formen parte de empresas de transmisión o que tengan acuerdos de actuación conjunta con las empresas transmisoras, generadoras y distribuidoras.

Los propietarios de las instalaciones construidas con anterioridad a que sean definidas como pertenecientes al Sistema Troncal de acuerdo al artículo 71º-2, podrán mantener la propiedad de dichas instalaciones, incluyendo sus ampliaciones y desarrollos futuros, respecto de ellos no se aplicarán los límites de propiedad establecidos en el inciso anterior, pudiendo sobrepasar el 8% y el 40% respectivamente. Sin perjuicio de lo anterior las instalaciones que se encuentren en esta situación deberán ser consideradas en el cómputo de los límites señalados en el inciso anterior.

En todo caso, los propietarios de dichas instalaciones deberán constituir sociedades de giro de transmisión en el plazo de un año desde publicado el decreto que declara la respectiva línea o instalación como troncal y no podrán participar en la propiedad de ninguna ampliación del sistema troncal respectivo que no represente ampliaciones directamente vinculadas a las instalaciones troncales propias.”

La ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Blanlot, señaló que este artículo regula las restricciones de la integración vertical. Explicó que, si inicialmente hay una serie de instalaciones que han sido construidas como de subtransmisión y luego pasan a ser de trasnsmisión troncal y ellas representan el 43% del sistema de transmisión troncal, no puede obligarse a las empresas a venderlas.

Además, señaló que la participación accionaria no podrá exceder, directa o indirectamente, del 8% del valor de inversión total del sistema de transmisión troncal.

La Comisión acordó por la unanimidad de los Diputados presentes, rechazar el texto del artículo 71°-5, propuesto por el Ejecutivo.

- La Comisión acordó, por la unanimidad de los Diputados presentes, votar separadamente los incisos de la indicación sustitutiva.

- Puesto en votación el inciso primero, fue aprobado por cinco votos a favor y una abstención.

- Puesto en votación el inciso segundo, fue aprobado por cuatro votos a favor y una abstención.

- Puesto en votación el inciso tercero, fue aprobado por la unanimidad de los integrantes presentes.

- Puesto en votación el inciso cuarto, fue aprobado por cinco votos a favor y una abstención.

Artículo 71°-6.

"Las instalaciones de los Sistemas de Transmisión Troncal y de los Sistemas de Subtransmisión de cada sistema eléctrico están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión que corresponda de acuerdo a las normas de este Capítulo.

En los Sistemas Adicionales sólo estarán sometidas al régimen de acceso abierto aquellas líneas que hagan uso de las servidumbres a que se refiere el artículo 50º y las que usen bienes nacionales de uso público, como calles y vías públicas, en su trazado. El transporte por estos sistemas se regirá por contratos privados entre partes y conforme a lo dispuesto en las disposiciones legales pertinentes.

Los propietarios de instalaciones de los sistemas de transmisión troncal, no podrán negar el acceso al servicio de transporte o transmisión a ningún interesado por motivos de capacidad técnica, sin perjuicio de que en virtud de las facultades que la ley o el reglamento le otorguen al Centro de Despacho Económico de Carga, en adelante CDEC, para la operación coordinada del sistema eléctrico, se limiten las inyecciones o retiros sin discriminar a los usuarios.

Los propietarios de los sistemas de subtransmisión y de las instalaciones de los Sistemas Adicionales sometidas al régimen de acceso abierto conforme a este artículo, no podrán negar el servicio a ningún interesado cuando exista capacidad técnica de transmisión determinada por el CDEC, independientemente de la capacidad contratada."

Esta norma dispone que las instalaciones de los sistemas de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión de cada sistema eléctrico están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios en la forma que indica. Asimismo, determina las líneas de los sistemas adicionales que estarán sometidas al régimen de acceso

abierto, prohíbe a los propietarios de instalaciones de los sistemas de transmisión troncal negar el acceso al servicio de transporte o transmisión por motivos de capacidad técnica y a los propietarios de los sistemas de subtransmisión y de las instalaciones de los sistemas adicionales sometidas al régimen de acceso abierto negar el servicio a ningún interesado cuando exista capacidad técnica de transmisión determinada por el CDEC.

*****El Diputado señor Leay y la Diputada señora González, doña Rosa, formularon una indicación para intercalar en el inciso tercero, entre las expresiones “troncal” y “no podrán”, la frase *“y de los sistemas de subtransmisión”* y para suprimir en el inciso cuarto, la frase *“de los sistemas de subtransmisión y”.*

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

Artículo 71°-7.-

“Todo generador; distribuidor, sea para sus clientes sometidos o no a regulación de precios; y usuario no sometido a fijación de precios que tenga contrato directamente con generadores, que inyecte o retire electricidad, según corresponda, en un sistema eléctrico interconectado, hace uso de aquellas instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal y de los Sistemas de Subtransmisión y Adicionales que correspondan conforme a los artículos siguientes, y deberá pagar los respectivos costos de transmisión, en la proporción que se determine de acuerdo a las normas de este Título.”

Esta norma prescribe que todo generador, distribuidor y usuario no sometido a fijación de precios que tenga contrato directamente con generadores, que inyecte o retire electricidad, según corresponda, en un sistema eléctrico interconectado, hará uso de aquellas instalaciones del sistema de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión y adicionales que correspondan conforme a los artículos siguientes, y deberá pagar los respectivos costos de transmisión, en la proporción que se determine de acuerdo a las normas del Título respectivo.

La ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Blanlot, explicó que el Ejecutivo originalmente había pensado en una fórmula de distribución de los costos de transmisión, en la cual participaban como deudores de los peajes las empresas distribuidoras, los consumidores finales libres y los generadores. Sin embargo, se ha replanteado la manera de definir la distribución de peajes, en virtud de lo cual los costos de transmisión son pagados por aquellas empresas eléctricas que inyectan energía o que efectúan retiros de energía y potencia desde el sistema eléctrico para comercializarla con distribuidores o con clientes finales. Señala que esta modificación se relaciona con la metodología de asignación de costos de distribución.

*****Los Diputados señores Leay y Vilches y la Diputada señora González, doña Rosa, formularon una indicación para sustituir el artículo 71°-7 por el siguiente:

"Artículo 71°-7.- *Toda empresa eléctrica que inyecte energía y potencia al sistema eléctrico con plantas de generación propias o contratadas, así como toda empresa eléctrica que efectúe retiros de energía y potencia desde el sistema eléctrico para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, hace uso de aquellas instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal y de los Sistemas de Subtransmisión y Adicionales que correspondan conforme a los artículos siguientes y, por lo tanto, debe pagar los respectivos costos de transmisión, en la proporción que se determina de acuerdo a las normas de este Título."*

- Puesta en votación la indicación sustitutiva, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes. Por la misma votación fue rechazado el texto del artículo 71°-7 propuesto por el Ejecutivo.

- Por la unanimidad de los Diputados presentes, se acuerda reabrir debate sobre el artículo 71°-7.

*****Los Diputados señores Bertolino, Encina; García-Huidobro, González, doña Rosa; Jarpa, Leay, Mora, Mulet, Rojas, Valenzuela y Vilches formularon una indicación para agregar el siguiente inciso segundo en el artículo 71°-7:

"Los propietarios de medios de generación conectados al sistema eléctrico respectivo cuya fuente sea no convencional, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas y microcuencas hidrográficas y otras similares determinadas fundadamente por la Comisión, cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts, estarán liberados del pago de peajes por el uso de los sistemas de transmisión troncal. Mientras la capacidad agregada de tales excedentes de potencia no supere el 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico, los propietarios de los medios de generación señalados deberán pagar los peajes correspondientes determinados conforme a las normas generales de peajes, ponderados por un factor proporcional único igual al cuociente entre el excedente agregado por sobre el 5% y dicho 5% de la capacidad total instalada del sistema eléctrico respectivo."

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, explicó que el sentido de la indicación es, primero, alentar las inversiones que, en un régimen normal, no son rentables, no en relación con el costo de la energía base (pues aire, agua y viento son gratuitos), sino con el costo del capital; segundo, colocar un tope del 5% del costo total de la transmisión de la red troncal, más allá del cual, si hay mucha oferta de estas características, todas las generadoras deberán pagar parte de la transmisión. El fin es usar muchas fuentes de energía pequeñas que, de otra manera, no serían rentables. Desde el punto de vista del sistema eléctrico, el balance final será positivo.

Señaló que existen centrales generadoras de menos de 9 MW que no forman parte del CDEC, que no tienen derecho a vender en el mercado "spot" y quedan al arbitrio de quien les quiera comprar. La indicación abre el mercado "spot" para cualquiuer productor.

En cuanto al pago del peaje de transmisión, concordó con que es positivo excluir de ese pago a las generadoras que usen biomasa u otras fuentes no convencionales o recursos medioambientalmente amistosos. No se trata meramente de fuentes renovables.

Independientemente de la aprobación de la indicación, debido a la posibilidad de que en el futuro se descubran nuevas fuentes, debe quedar abierta al reglamento la posibilidad de su determinación y calificación.

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

Artículo 71°-8.-

"Los generadores, distribuidores y usuarios no sometidos a fijación de precios que tengan contrato directamente con generadores, y que inyecten o retiren energía en un sistema interconectado, según corresponda, deberán celebrar contratos de transmisión, en conformidad a la presente ley y el reglamento, con el o los representantes de las empresas propietarias u operadoras del respectivo sistema de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión que corresponda. Dichos contratos deberán ser celebrados por escritura pública."

Este artículo establece que los generadores, distribuidores y usuarios no sometidos a fijación de precios que tengan contratos con generadores y que inyecten o retiren energía en un sistema interconectado deberán celebrar contratos de transmisión con el o los representantes de las empresas propietarias u operadoras del respectivo sistema de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión que correspondan y que dichos contratos deberán ser celebrados por escrituras públicas.

*****Los Diputados señores Bertolino y Vilches y la Diputada señora González, doña Rosa, formularon una indicación para agregar al artículo 71º-8 los siguientes incisos finales:

"En caso de mora o simple retardo en el pago de las facturas o boletas que emitan las empresas de transmisión troncal para el cobro de su remuneración, éstas podrán aplicar sobre los montos adeudados el interés máximo convencional definido en el artículo 6º de la ley Nº18.010, vigente el día del vencimiento de la obligación respectiva.

Las facturas emitidas por las empresas de transmisión para el cobro de la remuneración del sistema de transmisión, incluidos los reajustes e intereses, tendrán mérito ejecutivo."

*****Los Diputados señores Leay y Vilches y la Diputada señora González, doña Rosa, formularon una indicación para sustituir el artículo 71º-8, por el siguiente:

"Artículo 71°-8.- *Las empresas señaladas en el Artículo 71º-7 deberán celebrar contratos de transmisión mediante escritura pública, en conformidad a la presente ley y el reglamento, con el o los representantes de las empresas propietarias u operadoras del respectivo Sistema de Transmisión Troncal y de los Sistemas de Subtransmisión que corresponda.*

En caso de mora o simple retardo en el pago de las facturas que emitan las empresas de transmisión troncal para el cobro de su remuneración, éstas podrán aplicar sobre los montos adeudados el interés máximo convencional definido en el artículo 6º de la ley Nº18.010, vigente el día del vencimiento de la obligación respectiva.

Las facturas emitidas por las empresas de transmisión para el cobro de la remuneración del sistema de transmisión, incluidos los reajustes e intereses, tendrán mérito ejecutivo."

La ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Blanlot, explicó que el proyecto de ley en actual discusión tiene por objeto mejorar los sistemas de peajes de transmisión, subtransmisión y adicionales y, por lo tanto, resulta lógico establecer que las facturas tienen mérito ejecutivo.

Acotó que en los contratos de peaje normalmente se establece un sistema de pago mensual, trimestral o semestral.

El Jefe de la División Jurídica Legislativa del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, señor Sepúlveda, hizo presente que los contratos son celebrados entre empresas que emiten facturas y no boletas. Compartió la idea de que dichos documentos tengan mérito ejecutivo, no obstante lo cual es partidario de que esta idea sea aplicable no sólo a los intercambios entre los transportistas y los usuarios del sistema de transmisión, sino que a todos los intercambios de energía en el sistema eléctrico, incluyendo a generadores y distribuidores. Comentó que el Ejecutivo presentará próximamente un proyecto de ley que otorga mérito ejecutivo a todas las facturas y establece un procedimiento para que sean documentos cedibles como título de valor o crédito, lo cual será aplicable por su carácter general a los intercambios de ventas y servicios del sector eléctrico. Señaló que, para la constitución de un documento con mérito ejecutivo, como la letra de cambio, el cheque y el pagaré, es necesario que concurra el deudor reconociendo su deuda, a diferencia de lo que sucede con la factura, que según la indicación que se ha presentado tendría dicho mérito por la sola emisión. Precisó que, en el proyecto de ley que se presentará próximamente, se establecerá un plazo de diez días, dentro de los cuales el deudor puede impugnar la factura. Destacó la importancia de que en la indicación se establezca un mecanismo de protección para los intereses del deudor.

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

misma votación, fue rechazada la indicación de los Diputados señores Bertolino y Vilches y de la Diputada González, doña Rosa y el texto del artículo 71°-8 propuesto por el Ejecutivo.

Artículo 71°-9.-

"Para cada tramo de un Sistema de Transmisión Troncal, se determinará el Valor de la Transmisión por Tramo, compuesto por la anualidad del Valor de Inversión, en adelante V.I. del Tramo, más los costos anuales de operación, mantenimiento y administración del tramo respectivo, en adelante COMA.

Cada tramo del Sistema de Transmisión Troncal estará compuesto por un conjunto mínimo de instalaciones económicamente identificables, agrupadas de acuerdo a los criterios que establezca el reglamento, que se definirán en el decreto a que se refiere el artículo 71º-2."

Este artículo señala la composición del "valor de la transmisión por tramo" y de cada tramo del sistema de transmisión troncal.

La ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Blanlot, explicó que existen ciertas convenciones en materia de costos de operación, mantenimiento y administración de sistemas regulados. Tradicionalmente, los costos de administración se han incluido dentro de los de operación, no obstante lo cual se ha optado por mencionarlos expresamente en esta norma, toda vez que es necesario darles un tratamiento especial en los procesos de fijación de tarifas. Señaló que, de este modo, se evita que en los costos de administración se incluyan, por ejemplo, los gastos de representación de los directorios de las empresas matrices y otros, y se consigue mayor transparencia.

La Comisión acordó por la unanimidad de los Diputados presentes, votar el artículo por incisos.

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

Respecto del inciso segundo, los Diputados integrantes de la Comisión hicieron una indicación verbal, para sustituir la oración *"que se definirán en el decreto a que se refiere el artículo 71°-2."* por la siguiente oración: *"de conformidad con lo dispuesto en el artículo 71°-2."*.

- Puesta en votación el inciso segundo con la indicación, fue aprobada sin debate por la unanimidad de los Diputados presentes.

Artículo 71°-10.-

"El V.I. de una instalación de transmisión es la suma de los costos de adquisición e instalación de sus componentes, de acuerdo a valores de mercado, determinado conforme a los incisos siguientes.

En el caso de las instalaciones existentes del Sistema de Transmisión Troncal, definidas en el decreto a que se refiere el artículo 71º-2, el V.I. se determinará en función de sus características físicas y técnicas, valoradas a los precios de mercado vigente. Sin perjuicio de lo anterior, respecto de los derechos relacionados con el uso del suelo, los gastos y las indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas, para efectos de incluirlos en el V.I. respectivo se considerará el valor efectivamente pagado, indexado en la forma que indica el reglamento.

En el caso de instalaciones futuras, que resulten recomendadas como expansiones óptimas para Sistemas de Transmisión Troncal existentes en del Estudio de Valorización y Expansión de la Transmisión Troncal y que se establezcan en el respectivo decreto, el V.I. económicamente eficiente será determinado por el mismo Estudio.

La anualidad del V.I. del Tramo se calculará considerando la vida útil económica de cada tipo de instalación que lo componga, según se indique en el reglamento y considerando la tasa de descuento señalada en el artículo 100º de esta ley."

Esta norma define lo que debe entenderse por V.I. de una instalación de transmisión y se efectúa una distinción para determinarlo, según se trate de instalaciones existentes del sistema de transmisión troncal o de instalaciones futuras, que resulten recomendadas como expansiones óptimas para sistemas de transmisión troncal existentes en el "estudio de transmisión troncal". Asimismo, establece la forma de calcular la anualidad del V.I. del tramo.

Algunos señores Diputados señalaron no compartir la definición que se hace en este artículo sobre las instalaciones existentes. Estimaron que, en este caso, el valor de inversión debiera ser calculado según el valor de renovación. Agregaron que, de acuerdo con la norma, se tasan las instalaciones existentes como si fueran óptimas. Indicaron no estar de acuerdo con que las características físicas y técnicas sean valoradas según los precios de mercado vigentes y consideraron poco clara la forma de calcular el valor de inversión de las instalaciones existentes. Finalmente, destacaron la gran importancia que tiene el poder determinar con precisión la forma de calcular el valor de inversión en el caso de las instalaciones existentes, dado que, de lo contrario, podría significar pérdidas o ganancias para las empresas y altos costos para los usuarios.

La ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Blanlot, explicó que existen diversas opiniones en torno a este tema. Según algunos, cada vez que se calculan tarifas o peajes sobre cualquier instalación de transporte se debe trabajar sobre la base de la hipótesis de que la línea no existe y es necesario construirla en el momento actual. En consecuencia, teóricamente se debería tarificar considerando el óptimo tecnológico del presente. No obstante, en la práctica debiera plantearse el costo real que significa desmontar la instalación existente, venderla, recuperar algún costo y construir nuevamente. Se podría calcular solamente el valor de la nueva tecnología y cada cuatro años se podrá obligar a las empresas a vender todos los activos a un menor valor y esto es impracticable desde el punto de vista social. El valor de las instalaciones de transmisión disminuye con el tiempo, toda vez que los cambios en la tecnología implican que la obra sea mejor en cuanto a calidad y de un menor precio y puede cambiar el dimensionamiento de las instalaciones y los precios de mercado.

Aclaró que el procedimiento para calcular el valor de inversión está regulado con más detalle en la letra b) del artículo 71°-12 del proyecto y que el valor de mercado será determinado por el estudio de transmisión troncal y no por la Comisión Nacional de Energía. Por otra parte, el consultor debe efectuar una especie de inventario de las instalaciones existentes en el momento de iniciar el estudio.

- La Comisión acordó, por la unanimidad de los Diputados presentes, votar separadamente los incisos de este artículo.

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

*****Los Diputados señores Leay y Vilches y la Diputada señora González, doña Rosa formularon una indicación para que el párrafo segundo del inciso segundo pase a ser inciso tercero.

- Puesto en votación el inciso segundo con la indicación, fue aprobado por cuatro votos a favor y una abstención.

*****El Diputado señor Araya formuló una indicación para reemplazar el párrafo segundo del inciso segundo, para que pase a ser el siguiente inciso tercero:

"Sin perjuicio de lo anterior, respecto de los derechos relacionados con el uso de suelo, los gastos y las indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas, para efectos de incluirlos en el V.I. respectivo se considerará el valor efectivamente pagado, indexado de acuerdo a la variación que experimente el Índice de Precios del Consumidor."

La ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Blanlot, en relación con la indicación, explicó que existen dificultades en el momento de determinar la forma de indexación. Puede ocurrir que el Índice de Precios al Consumidor se encuentre en un proceso de inflación y se haya mantenido el valor del terreno donde se

han construido las líneas. De acuerdo con lo que se propone en el mensaje, el valor efectivamente pagado será indexado en la forma que determine el reglamento. Estimó que debieran realizarse estudios periódicamente, con objeto de establecer los indexadores que deben emplearse para los valores de los terrenos en el caso de las servidumbres, pero no está de acuerdo con que se fije para estos efectos el Índice de Precios al Consumidor, el precio del dólar o las unidades de fomento.

Algunos Diputados concordaron con la indicación del Diputado señor Araya y señalaron no compartir la idea que deba revalorizarse el suelo permanentemente. Agregaron que las servidumbres se pagan una sola vez y por ello debieran reajustarse contablemente.

Aclararon que el terreno sobre el cual se ha constituido la servidumbre no es un activo de la empresa y sólo puede valorizarse el precio de la servidumbre de paso.

- Puesta en votación la indicación del Diputado señor Araya, sustitutiva del inciso tercero, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes.

*****S.E. el Presidente de la República formuló una indicación para sustituir el inciso tercero, que pasa a ser cuarto, por el siguiente:

> "En el caso de instalaciones futuras, que resulten recomendadas como expansiones óptimas para Sistemas de Transmisión Troncal existentes en el Estudio de Valorización y Expansión de la Transmisión Troncal y que se establezcan en el respectivo decreto, el V.I. económicamente eficiente será determinado con carácter referencial por el referido decreto. El Valor de Inversión de instalaciones futuras que deberá reflejarse definitivamente en el pago del servicio de transmisión, será el que resulte de la licitación a que se refiere el artículo 71°-22."

La ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Blanlot, explicó que originalmente se establecía en el proyecto que el V.I. económicamente eficiente sería determinado por el estudio de transmisión troncal. Mediante la indicación se establece que el valor que determina dicho estudio es referencial y que el valor de inversión de instalaciones futuras y que se aplica para el cálculo de los peajes surge a partir de la licitación de la construcción de las instalaciones.

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

Posteriormente, se presentaron las siguientes indicaciones al inciso cuarto del texto del mensaje, que pasó a ser inciso quinto:

*****El Diputado señor Araya formuló una indicación para reemplazar en el inciso cuarto del artículo 71°-10, la frase **"**y considerando la tasa de descuento señalada en el artículo 100° de esta ley**"** por *"y considerando una tasa de descuento igual a la tasa interna de retorno promedio ofrecida por el Banco Central de Chile para sus instrumentos reajustables en moneda nacional de plazo igual o mayor a ocho años, más un premio por riesgo. El tipo de instrumento, su plazo, el período considerado para establecer el promedio y el premio por riesgo serán determinados por la Comisión Nacional de Energía."*

*****El Diputado señor Bertolino formuló una indicación para sustituir, en el inciso final del artículo 71°-10, la frase **"**la tasa de descuento señalada en el artículo 100 de esta ley**"** por la frase *"una tasa de actualización igual al 8% real anual".*

El Diputado señor Bertolino, patrocinante de la indicación, señaló que la propuesta tiene por objeto establecer una tasa variable que, a su entender, es la mejor forma de asignar una rentabilidad al segmento de la transmisión. Indicó que la rentabilidad de la generación es del 3% y la de la distribución es del orden del 5%. Agregó que a ninguna empresa en el mundo competitivo se le asegura el 10% y que, por otra parte, no se sanciona a la empresa transmisora que no cumple con la función que se le otorga. Estimó que si la tasa que propone el Diputado señor Araya es muy baja puede no ser atractiva en el momento en que se ingresa al sector. Por ello, ha propuesto en su indicación una tasa de actualización igual al 8% real anual, con lo cual no pretende que no se invierta en el segmento de la transmisión, sino que el porcentaje sea justo y no se asegure a una empresa la rentabilidad. Planteó que en las empresas transmisoras no hay riesgo y tampoco se les impone una sanción en el caso de que no cumplan con su función, produciéndose un desequilibrio en el sector. Por lo tanto, no puede asignarse una rentabilidad del 10% a un negocio cuyos costos están cubiertos y que no tiene riesgos ni exigencias.

La ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Blanlot, explicó que en el artículo 100 de la ley eléctrica se establece una tasa de descuento del 10% para todos los cálculos tarifarios, de peajes y otros de cualquier segmento del sector eléctrico. Mediante la indicación del Diputado señor Araya se propone que se establezca una tasa de descuento variable basada en la tasa interna de retorno promedio ofrecida por el Banco Central de Chile para los instrumentos reajustables en moneda nacional de plazo igual o mayor a ocho años, más un premio por riesgo. Teóricamente, es razonable

considerar una tasa variable que se ajuste a las tasas de mercado y que sea determinada de acuerdo con el riesgo intrínseco de los negocios del sector eléctrico. Sin embargo, el Ejecutivo no ha optado por la tasa variable, dado que el cálculo de riesgos es complejo, por cuanto debe analizarse la variabilidad del negocio bajo distintas condiciones de operación y en el sector eléctrico es bastante difícil hacer estimaciones de riesgo en cada uno de los segmentos. Opinó que el establecimiento de una tasa variable genera una cierta incertidumbre respecto de la tasa de descuento, con lo cual se desestabilizaría el sector eléctrico y arriesgaría el desarrollo de las inversiones, si se considera el ambiente financiero económico internacional actual. Por ello, el Ejecutivo ha adoptado una posición más conservadora en esta materia.

Algunos señores Diputados indicaron que no es fácil definir una tasa variable, aun cuando teóricamente sería más adecuado, razón por la cual es preferible que se mantenga una tasa fija. Señalaron que para determinar la conveniencia de una u otra es necesario analizar el funcionamiento del sistema, en términos de si en la industria transmisora ha habido una excesiva ganancia o si ha habido baja rentabilidad y poca inversión, etcétera. Si bien son correctos los argumentos esgrimidos por el Diputado señor Bertolino, debiera tal vez buscarse una fórmula de renta variable que fuese la suma de la tasa de libre riesgo y el premio por riesgo.

- Puesta en votación la indicación del Diputado señor Araya, fue rechazada por seis votos en contra, uno a favor y una abstención.

- Puesta en votación la indicación del Diputado señor Bertolino, fue rechazada por cuatro votos en contra, dos a favor y una abstención.

- Puesto en votación el inciso cuarto del mensaje, que pasó a ser quinto, fue aprobado por seis votos a favor, uno en contra y una abstención.

Artículo 71°-11.-

"El Valor de la Transmisión por Tramo de cada Sistema de Transmisión Troncal se fijará cada cuatro años por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, conforme al procedimiento establecido en los artículos siguientes.

Las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras, los usuarios no sometidos a fijación de precios y un representante de los usuarios o consumidores finales de cada sistema interconectado, designado éste último en la forma que establezca el reglamento, podrán participar por derecho propio en el procedimiento de fijación del Valor de la Transmisión por Tramo, conforme se indica en los

artículos siguientes. Las empresas y personas referidas, en adelante los Participantes, deberán entregar toda la información pertinente, en la forma y oportunidad que lo solicite la Comisión, para efectos de la fijación mencionada en este artículo."

Este artículo dispone que el valor de la transmisión por tramo de cada sistema de transmisión troncal se fijará cada cuatro años por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, así como también determina a las empresas y personas que pueden participar por derecho propio en el procedimiento de fijación del valor de la transmisión por tramo.

Se presentaron las siguientes indicaciones al inciso segundo del artículo 71°-11, las cuales se detallan a continuación:

1. Del Ejecutivo, para reemplazar el inciso segundo de este artículo, por el siguiente:

"Las empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y usuarios no sometidos a fijación de precios de cada sistema interconectado, en adelante, los "participantes", podrán participar por derecho propio en el procedimiento de fijación del Valor de la Transmisión por Tramo, conforme se indica en los artículos siguientes. Los participantes deberán entregar toda la información en la forma y oportunidad que lo solicite la Comisión con motivo de la fijación mencionada en este artículo.".

2.- Del Diputado señor Araya, para reemplazar en el inciso segundo la frase *"los usuarios o consumidores finales"* por "*las organizaciones de usuarios o consumidores finales".*

3.- De la Diputada señora González, doña Rosa y de los Diputados señores Encina, Jarpa, Leal, Valenzuela y Vilches, para reemplazar el inciso segundo, por el siguiente:

"Las empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y usuarios no sometidos a fijación de precios de cada sistema interconectado, en adelante, los "participantes", podrán participar por derecho propio en el procedimiento de fijación del Valor de la Transmisión por Tramo, conforme se indica en los artículos siguientes. Los participantes deberán concurrir al pago del estudio de expansión y valorización de la transmisión troncal, a que se refieren los artículos siguientes y deberán entregar toda la información en la forma y

oportunidad que lo solicite la Comisión con motivo de la fijación mencionada en este artículo.".

La ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Blanlot, explicó que en la indicación presentada por el Ejecutivo no se ha considerado dentro de los participantes a un representante de los usuarios o consumidores finales de cada sistema interconectado, como se establecía originalmente en el proyecto, dado que estos últimos se encuentran en una categoría distinta de participación, a saber, entre los usuarios y entidades interesadas, que son reguladas en el artículo 71°-13. Sin embargo, hizo presente que el Ejecutivo es partidario de agregar en esta norma un párrafo en el cual se señale que los participantes deben concurrir al pago del estudio de transmisión troncal. Inicialmente, se pensó que el financiamiento del mencionado estudio debía estar a cargo del Estado, a través de la Comisión Nacional de Energía, y de los dueños de los sistemas de transmisión. No obstante, debido a que las empresas generadoras, distribuidoras y los consumidores no regulados tienen un protagonismo especial en esta materia, éstos debieran concurrir al pago de dicho estudio. Acotó que esta fórmula de financiamiento cuenta con el respaldo del Ministerio de Hacienda.

Respecto de la participación de las asociaciones de consumidores en este tema, precisó que el procedimiento de participación debe ser regulado adecuadamente. Se establece expresamente que los usuarios e instituciones interesadas pueden expresar las opiniones que estimen convenientes, pero serán respondidas de acuerdo a su mérito y fundamentación. Estimó que si el procedimiento es transparente, aquellas opiniones que son meras consignas políticas serán excluidas del debate por sí solas.

Por otra parte, explicó que en este proyecto se establecen distintos regímenes para la transmisión. En efecto, uno de ellos regula la transmisión troncal, que pasa a ser un servicio público y que está siendo utilizado permanentemente por el conjunto de clientes y generadores del sistema. También se establece que debe haber un estudio para valorizar dicho servicio público y determinar qué obras pueden construirse en el futuro. Los sistemas de transmisión que son de alto voltaje suponen la construcción de obras que beneficiarán a un conjunto de consumidores, que en este caso están representados por empresas generadoras y grandes clientes. Por ello, es necesario obtener un consenso técnico respecto del desarrollo óptimo del sistema. Acotó que en la mayor parte de los países existe planificación centralizada por parte del Estado respecto de la transmisión. Señaló que dada su naturaleza se requiere un estudio en que participen los usuarios del sistema para determinar su valor y las futuras ampliaciones. Además, los estudios no pueden ser financiados por el Estado debido al alto costo que tienen y es de toda justicia que las empresas usuarias de los sistemas de transmisión asuman el financiamiento, pues dicho estudio representa un beneficio para ellas.

Algunos Diputados plantearon que es discutible la teoría económica según la cual los monopolios deben ser regulados centralizadamente, tal cual fue aplicada sin éxito en el ámbito de la telefonía. Opinaron que debe promoverse la existencia de una competencia, en vez de favorecer y consolidar los monopolios naturales. Indicaron que el sistema de transmisión troncal necesitará expandirse en

el futuro, pero debieran existir mecanismos dentro del CDEC, donde actúen todos los participantes, ya sean generadores, transmisores, distribuidores. El CDEC debería informar a la Comisión Nacional de Energía en caso de que se necesite expandir alguna línea, pues de lo contrario se producirá una sobreinversión.

La ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Blanlot, respondió que en este proyecto no se pretende establecer una planificación centralizada. Acotó que el CDEC está compuesto por los generadores y los transmisores, sin que haya representación de los clientes libres ni de los distribuidores. Por ello, se propone que participen activamente los usuarios del sistema en el estudio de expansión, lo cual no es sinónimo de planificación centralizada. Indicó que el problema estriba en la forma de determinar quiénes estarán a cargo de la ejecución de las obras que se fijen.

Finalmente, hubo Diputados que opinaron que el CDEC es muy restrictivo y que el mecanismo que se establece en la indicación signada con el N° 3 es más amplio. Consideraron positivo que la Comisión Nacional de Energía participe en la planificación de la transmisión y que deben generarse las mejores condiciones para que haya competencia. Además, con la mencionada indicación, el Estado determina en qué consiste el estudio de valorización y expansión, que es pagado por las empresas, mientras que con la indicación del Ejecutivo las empresas deben determinar su capacidad para expandirse y el Estado efectúa un control mediante la regulación tarifaria.

- La Comisión acordó, por la unanimidad de los Diputados presentes, votar separadamente los incisos de este artículo.

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

- Puesta en votación la indicación signada con el N° 2, fue rechazada por la unanimidad de los integrantes presentes.

- Puesta en votación la indicación signada con el N° 3, fue aprobada por cinco votos a favor y tres en contra. Por el mismo quórum fue rechazada la indicación del Ejecutivo.

Artículo 71°-12.-

“Cada cuatro años se realizará un Estudio de Expansión y Valorización de la Transmisión Troncal, el que deberá comprender el análisis de cada Sistema de Transmisión Troncal existente y contener las siguientes materias:

a) La identificación de las ampliaciones futuras en los Sistemas de Transmisión Troncal que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del respectivo sistema eléctrico en los siguientes cuatro años, conforme a las condiciones básicas de seguridad y calidad de servicio establecidas en el reglamento y en las normas técnicas respectivas, y que minimicen el costo total actualizado de abastecimiento, correspondiente a la suma de los costos esperados actualizados de inversión, operación y racionamiento durante el período de estudio;

b) El V.I. y COMA por Tramo de las instalaciones existentes, determinadas por el decreto a que se refiere el artículo N° 71º-2, y de las instalaciones futuras a que se refiere la letra a) anterior, del Sistema de Transmisión Troncal del respectivo sistema interconectado.

c) La determinación de las correspondientes fórmulas de indexación y su forma de aplicación para los valores indicados en la letra b) anterior.

El Estudio deberá señalar específicamente las ampliaciones necesarias y las valorizaciones para los siguientes cuatro años en cada sistema interconectado. Sin perjuicio de ello, el Estudio se basará en una planificación de a lo menos 10 años."

Este artículo dispone que cada cuatro años se realizará un estudio de expansión y valorización de la transmisión troncal, que deberá comprender el análisis de cada sistema de transmisión troncal existente y establece las materias que debe contener.

La ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Blanlot, explicó que mediante esta norma se describe el procedimiento de estudio de la transmisión, a fin de identificar las obras que desde el punto de vista económico son eficientes y necesarias para el desarrollo del sector eléctrico. Precisó que en el estudio de transmisión troncal deben incluirse las eventuales nuevas obras y la declaración como troncal de líneas existentes que antes no tuvieron dicho carácter. Igualmente, se prescribe que el análisis debe efectuarse de acuerdo con las condiciones básicas de seguridad y calidad de servicio que se establezcan en el reglamento y con las normas técnicas. Asimismo, deben identificarse las nuevas obras de transmisión que minimicen el costo total actualizado de abastecimiento, correspondiente a la suma de los costos esperados actualizados de inversión, operación y racionamiento durante el período de estudio.

*****Se presentaron las siguientes indicaciones al texto del artículo 71°-12:

1.- De los Diputados señores Leay y Mora, para eliminar en el encabezamiento del inciso primero, la frase *"expansión y".*

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

2.- Del Diputado señor Leay, para agregar, en el inciso primero, entre la palabra “estudio” y la preposición “de”, el vocablo “indicativo”.

El Diputado señor Leay señaló que el estudio de la transmisión troncal tiene por principal objeto calcular el valor de la inversión inicial y el COMA de las actividades existentes, así como las futuras ampliaciones.

Además, se establece la evaluación anual del plan por parte del CDEC, que propone que el estudio sea sólo indicativo. De no serlo, rigidizaría mucho su aplicación. La finalidad es que, de acuerdo a la realidad económica y a las circunstancias del mercado, el plan se aplique con flexibilidad.

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, opinó que la conformación que se le ha dado al estudio de la transmisión troncal y la incorporación del CDEC cada año en la discusión de las obras –lo que, además, ha llevado a crear un panel de expertos que dirima las contiendas respecto de las obras nuevas y de las ampliaciones-, le da al proceso de expansión de la transmisión un carácter absolutamente participativo, en el que las obras se ejecutarán previo debate.

Si el estudio fuera meramente indicativo, no se podría forzar la ejecución de las obras, aun cuando su construcción fuere imperiosa. De hecho, hoy existen obras que son necesarias y que no se hacen.

Por ende, propuso mantener el carácter del estudio, ya que existen los resguardos para que ninguna opinión de los interesados quede sin considerar.

Indicó que, año a año, la industria participa en la determinación de las obras por ejecutar. Evidentemente, se actuará de acuerdo con la variación de la demanda o ante casos de urgencia. Además, la resolución de las divergencias ya no corresponderá al Ejecutivo, sino que al panel de expertos que se crea en el artículo 130, lo que da garantías de ecuanimidad técnica.

Finalmente, planteó que el estudio será pagado enteramente por los privados, igual que el panel de expertos.

- Puesta en votación la indicación, fue rechazada por 4 votos a favor y 9 en contra.

*****El Diputado señor Leay formuló una indicación para suprimir en la letra b) la frase *“determinadas por el* decreto *a que se refiere el artículo 71°-2, y de las instalaciones futuras a que se refiere la letra a) anterior,”.*

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

*****La Diputada señora González, doña Rosa, y los Diputados señores Bertolino y Vilches formularon una indicación para agregar, al final de la letra c) del inciso primero, una coma y la frase *“a fin de mantener el valor real del V.I. y el COMA durante el período de cuatro años”.*

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

*La Diputada señora González, doña Rosa, y los Diputados señores Encina, Jarpa y Vilches formularon una indicación para intercalar, en el inciso segundo, entre las palabras "necesarias" e "y", la frase *",que deberán cumplir con los requisitos establecidos en el artículo 71°-2,".*

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

*******El Ejecutivo propuso una indicación para sustituir el artículo 71º–12, por el siguiente:*

“Artículo 71º-12.- Cada cuatro años se realizará un estudio de transmisión troncal, cuyo proceso de elaboración será dirigido y coordinado por la Comisión. El estudio deberá comprender el análisis de cada sistema de transmisión troncal existente y contener las siguientes materias:

a) La identificación de las ampliaciones futuras en los sistemas de transmisión troncal existentes;

b) Las nuevas obras de transmisión troncal;

c) La calificación de líneas existentes como nuevas troncales;

d) El V.I. y C.O.M.A. por tramo de las instalaciones existentes calificadas como troncales, y el V.I. referencial de las instalaciones a que se refieren la letra a) y b); y

e) La determinación de las correspondientes fórmulas de indexación y su forma de aplicación para los valores indicados en la letra d) anterior, a fin de mantener el valor real del V.I. y el C.O.M.A. durante el período de cuatro años.

El estudio deberá realizarse considerando instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del respectivo sistema eléctrico en los siguientes cuatro años.

Sin perjuicio de ello, el estudio considerará un período de análisis de a lo menos diez años.

El análisis se realizará conforme a las condiciones básicas de seguridad y calidad de servicio establecidas en el reglamento y en las normas técnicas respectivas. Las ampliaciones y nuevas obras de transmisión, troncales o de otra naturaleza, serán las que minimicen el costo total actualizado de abastecimiento para los consumidores, considerando, entre otros, los costos esperados actualizados de inversión, operación y racionamiento durante el período de estudio y dadas las obras de generación siguientes:

1. Las centrales declaradas en construcción por las empresas generadoras;

2. Las centrales informadas, por las empresas generadoras, con decisión firme de comenzar la construcción en los siguientes cuatro años; y

3. Las centrales genéricas que sean identificadas por la Comisión en el plan indicativo de obras para comenzar a operar después del cuarto año.".

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

*****Los Diputados Encina, Girardi, Rosa González, Carmen Ibáñez, Leal, Lorenzini, Navarro, Rossi y Vilches formularon una indicación para intercalar, en el inciso primero del artículo 71°-12, como letra c), nueva, la siguiente, pasando las letras c), d) y e) a ser letras d), e) y f), respectivamente:

"c) Los posibles proyectos de interconexión entre sistemas independientes."

El Diputado señor Encina, patrocinante de la indicación señaló que con ella se persigue establecer la posibilidad de una interconexión nacional.

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, explicó que las letras a) y b) dan cuenta de las nuevas obras de expansión, que perfectamente bien pueden incluir interconexiones. Incorporar otra letra en ese sentido sería redundante.

- Puesta en votación la indicación, fue aprobada por 10 votos a favor y 3 abstenciones.

- Puesta en votación la indicación del Ejecutivo incluída la indicación de los Diputados Encina, Girardi, Rosa González, Carmen Ibáñez, Leal, Lorenzini, Navarro, Rossi y Vilches, fue

aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes. En consecuencia, fue rechazado el artículo 71°-12 original.

Artículo 71°-13.-

"Antes del 31 de agosto del año anterior a la realización del Estudio mencionado en el artículo anterior, la Comisión abrirá un proceso de registro de instituciones y usuarios distintos de los Participantes, en adelante Usuarios e Instituciones Interesadas, los que tendrán acceso a los antecedentes y resultados del Estudio, de acuerdo a las normas de esta ley y del reglamento.

El reglamento deberá especificar el mecanismo a través del cual se hará público el llamado a los Usuarios e Instituciones Interesadas, y los requisitos e información que éstos deberán presentar para su registro. Asimismo, establecerá la oportunidad y forma de entregar sus observaciones y comentarios, así como los mecanismos que la autoridad empleará para responderlos en cada una de las etapas en que dichos Usuarios e Instituciones Interesadas participen en conformidad a esta ley.

En todo caso, los antecedentes que solicite la autoridad para constituir dicho registro, deberán estar dirigidos a acreditar la representación, el interés y la correcta identificación de cada usuario o entidad, y no podrán representar discriminación de ninguna especie."

Este artículo establece que la Comisión debe abrir un proceso de registro de instituciones y usuarios distintos de los participantes. Asimismo, señala que el reglamento debe especificar el mecanismo para hacer público el llamado a los usuarios e instituciones interesadas y otros aspectos relacionados con el registro, y que los antecedentes que solicite la autoridad para constituirlo, deben estar dirigidos a acreditar la representación, el interés y la correcta identificación de cada usuario o entidad, y no pueden contener discriminación de ninguna especie.

La ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Blanlot, explicó que en el proceso de estudio de la transmisión debe haber una instancia de participación para las empresas que están directamente vinculadas al uso del sistema y otra para la participación de usuarios, que pueden ser consumidores finales regulados o instituciones académicas u organizaciones de consumidores. Éstos pueden inscribirse para participar en el estudio, tener acceso a sus resultados y formular observaciones.

*****Los Diputados señores Escobar, Jarpa y Vilches formularon la siguiente indicación, para:

1) Sustituir, en el inciso primero, la frase **"**Antes del 31 de agosto del año anterior a la realización del estudio mencionado en el artículo anterior,**"** por la siguiente: "*Tres meses antes de la publicación de los términos de referencia de los estudios vinculados a la fijación tarifaria de los sectores de transmisión troncal y subtransmisión y de los sistemas medianos,".*

2) Reemplazar, en el inciso segundo, la frase **"**la oportunidad y forma de dar a conocer**"** por *"los medios y la forma en que la Comisión hará público los distintos documentos sometidos a un proceso de participación ciudadana, la oportunidad y forma de entregar".*

3) Sustituir en el inciso tercero, el verbo "contener" por "*representar*".

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

Artículo 71°-14.-

"Corresponderá a la Comisión dirigir y coordinar el proceso para la elaboración del Estudio señalado en el artículo 71º-12.

Para tal efecto, a más tardar 15 meses antes del término del período de vigencia de las tarifas de transmisión troncal, la Comisión enviará a los Participantes, los Términos de Referencia Preliminares para la realización del Estudio.

Los Términos de Referencia Preliminares deberán contener, a lo menos, los siguientes antecedentes para la realización del Estudio:

a) El o los decretos vigentes dictados en conformidad al artículo 71º-2, que definen el conjunto de instalaciones que conforman los Sistemas de Transmisión Troncal existentes;

b) Los V.I. y COMA que sustentan los Valores por Tramo vigentes;

c) Previsión de demanda por barra del sistema eléctrico;

d) Precios de combustibles de centrales térmicas;

e) Estado hidrológico inicial de los embalses;

f) Fecha de entrada en operación, V.I. y COMA de Instalaciones de transmisión en construcción;

g) Programa de obras indicativo de generación, elaborado por la Comisión, de carácter referencial; y

h) Aspectos administrativos de la licitación del Estudio.

A partir de la fecha de recepción de los Términos de Referencia Preliminares y dentro del plazo de 15 días, los Participantes podrán presentar sus observaciones ante la Comisión.

Vencido el plazo anterior y en un término no superior a 30 días, la Comisión emitirá un Informe Técnico, aceptando o rechazando

las observaciones planteadas, y aprobará mediante resolución, los Términos de Referencia Definitivos, comunicándolos a los Participantes.

El reglamento establecerá los medios y la forma en que la Comisión hará públicos los Términos de Referencia, tanto en la etapa Preliminar como Definitiva, para su conocimiento por parte de los Usuarios e Instituciones Interesadas, y establecerá las reglas para su participarán en dichas etapas."

Esta norma señala que corresponderá a la Comisión dirigir y coordinar el proceso para la elaboración del estudio señalado en el artículo 71º-12, para cuyo efecto la Comisión debe enviar a los participantes, en la oportunidad que indica, los "términos de referencia preliminares". Asimismo, menciona en las letras a) a la h) los antecedentes mínimos que deben contener estos últimos para la realización del estudio. Dispone, además, que la Comisión debe emitir un informe técnico aceptando o rechazando las observaciones planteadas, y aprobará los términos de referencia definitivos, comunicándolos a los participantes, y menciona ciertos aspectos que deben ser regulados por el reglamento.

La ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Blanlot, destacó la importancia que tiene que en el sistema eléctrico se haga pública la información respecto de las características de operación y las necesidades de crecimiento y desarrollo. Acotó que el estudio de transmisión permitirá dar a conocer la demanda, los costos y otros aspectos, con lo cual el sistema se hace más transparente.

La Jefa del Departamento de Desarrollo de Mercados del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, señora Butelmann, explicó que el sistema troncal necesita expandirse y el estudio correspondiente será realizado por el Ejecutivo, aun cuando no se apruebe la existencia del mismo. Acota que es preferible que dicho estudio sea participativo a que lo realice solamente la Comisión Nacional de Energía.

*****El Diputado señor Leay formuló la siguiente indicación, para:

a) Eliminar en la letra a) del inciso segundo, la frase " El o los decretos vigentes dictados en conformidad al artículo 71°-2, que definan"

b) Suprimir en el inciso segundo las letras c), d), e) y g).

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

*****El Ejecutivo presentó una indicación para reemplazar el artículo 71°-14, por el siguiente:

"Artículo 71º-14.- A más tardar quince meses antes del término del período de vigencia de las tarifas de transmisión troncal, la Comisión enviará a los participantes y usuarios e instituciones interesadas, las bases técnicas preliminares para la realización del estudio del respectivo sistema troncal.

Las bases técnicas preliminares del estudio deberán indicar los niveles de seguridad y calidad de servicio vigentes y aplicables en el respectivo sistema eléctrico. Además, deberán contener los antecedentes del sistema respectivo, que permitan al consultor realizar el objetivo del estudio conforme a lo dispuesto en el artículo 71°–12, entre los que se considerarán, a lo menos, los siguientes:

a) Los decretos vigentes dictados en conformidad al artículo 71º-2;

b) Los V.I. y C.O.M.A. que sustentan los valores por tramo vigentes;

c) Previsión de demanda por barra del sistema eléctrico;

d) Precios de combustibles de centrales térmicas, en el horizonte de planificación del estudio;

e) Estado hidrológico inicial de los embalses;

f) Fecha de entrada en operación, V.I. y C.O.M.A. de las instalaciones de transmisión en construcción; y

g) Programa de obras indicativo de generación, elaborado por la Comisión, de carácter referencial.

Conjuntamente, la Comisión deberá enviar las bases administrativas preliminares del estudio, las que deberán especificar a lo menos lo siguiente:

1. Los criterios de selección de las propuestas de los consultores para la realización del estudio, indicando separadamente los criterios técnicos, administrativos y económicos;

2. Las responsabilidades y obligaciones del consultor en relación al desarrollo del estudio y sus resultados;

3. Los mecanismos de aceptación y pago del estudio;

4. La entrega de informes por parte del consultor;

5. Las diferentes etapas del estudio, considerando expresamente instancias de audiencia, así como el procedimiento para recibir y responder observaciones de los participantes, usuarios e Instituciones interesadas y de la Comisión; y

6. La obligación para el consultor, de que todos sus cálculos y resultados sean reproducibles y verificables.

A partir de la fecha de recepción de las bases técnicas y administrativas preliminares y dentro del plazo de 15 días, los participantes y usuarios e instituciones interesadas podrán presentar sus observaciones ante la Comisión.

Vencido el plazo anterior y en un término no superior a 15 días, la Comisión les comunicará las bases técnicas y administrativas definitivas, aceptando o rechazando fundadamente las observaciones planteadas.

Si se mantuviesen controversias, cualquiera de los participantes o usuarios e instituciones interesadas, podrán solicitar la opinión del Panel de Expertos, constituido conforme al artículo 130, en un plazo máximo de 10 días una vez recibidas las bases técnicas definitivas. El Panel de Expertos deberá resolver la controversia por acuerdo de mayoría dentro de los 15 días siguientes al vencimiento del plazo dispuesto en el inciso anterior.

Transcurrido el plazo para formular controversias o una vez resueltas éstas, la Comisión deberá formalizar las bases técnicas y administrativas definitivas a través de una resolución que se publicará en un medio de amplio acceso y se comunicará a los participantes y usuario e instituciones interesadas."

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, explicó que este artículo detalla lo mínimo que deben contener las bases técnicas preliminares del estudio de la transmisión troncal. Evidentemente, las bases contendrán una mayor cantidad de antecedentes.

*****El Diputado señor Leay formuló una indicación para sustituir la letra a) del inciso segundo por la siguiente:

"a*) El conjunto de instalaciones que conforman los sistemas de transmisión existentes*."

- Puestas en votación la indicación del Ejecutivo y la indicación del Diputado Leay fueron aprobadas por la unanimidad de los Diputados presentes. En consecuencia, se dio por rechazado el artículo 71°-14 propuesto originalmente en el proyecto de ley.

Artículo 71°-15.-

"El Estudio de Expansión y Valorización de la Transmisión Troncal será licitado, adjudicado y supervisado en conformidad a los Términos de Referencia Definitivos señalados en el artículo anterior, por un Comité integrado por un representante del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, uno de la Comisión, dos de las empresas propietarias de transmisión troncal y un representante de los usuarios, designado en la forma que establezca el reglamento. El Estudio será financiado en un cincuenta por ciento por la Comisión y el resto por las empresas propietarias de las instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal, en la proporción que les corresponda.

El reglamento establecerá las normas sobre constitución, funcionamiento, obligaciones y atribuciones de este Comité y la forma en que se desarrollará el Estudio.

En todo caso, corresponderá al Comité elaborar las bases administrativas para la contratación del Estudio, de acuerdo a los criterios que estipule el reglamento, debiendo especificar a lo menos, lo siguiente:

a) Las responsabilidades y obligaciones del consultor en relación al desarrollo del Estudio y sus resultados;

b) Los mecanismos de aceptación y pago del mismo por parte del Comité;

c) La entrega de informes por parte del Consultor;

d) Las diferentes etapas del Estudio;

e) El procedimiento para recibir y responder observaciones de los Participantes, y

f) La obligación para el consultor, de que todos sus cálculos y resultados sean reproducibles y verificables.

El Estudio deberá realizarse dentro de un plazo máximo de ocho meses a contar de la adjudicación, sin perjuicio de la obligación del consultor respecto de la audiencia pública a que se refiere el artículo 71º-18."

Este artículo se refiere al comité que licitará, adjudicará y supervisará el estudio de transmisión troncal. Establece que el comité estará integrado por 5 personas: un representante del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, uno de la Comisión Nacional de Energía, dos de las empresas propietarias de transmisión troncal y un representante de los usuarios. Se trata de un comité netamente administrativo, ya que el estudio es independiente. Además, se establece que el estudio será financiado en un cincuenta por ciento por la Comisión y el resto por las empresas propietarias de las instalaciones del sistema de transmisión troncal, en la proporción que les corresponda.

También se dispone que un reglamento establecerá las normas sobre constitución, funcionamiento, obligaciones y atribuciones del comité y la forma en que se desarrollará el estudio.

*****El Ejecutivo formuló una indicación para modificar el inciso primero del artículo 71°-15 en el siguiente sentido:

a) Eliminar, en el inciso primero, la expresión “expansión y valorización de la”.

b) Sustituir la frase “los términos de referencia definitivos” por la frase “las bases técnicas y administrativas definitivas”.

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, explicó que, igual que en artículos anteriores, al eliminar la referencia a la expansión y valorización, el estudio comprenderá todo lo relativo a la transmisión troncal y no sólo esos dos aspectos.

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

*****El Ejecutivo formuló una indicación para sustituir, en el inciso primero del artículo 71°-15, el signo coma (,) que antecede a la frase “*dos de las empresas*” por la letra “*y*”; y la expresión “*y un representante de los usuarios, designado*”, por la expresión “*designados*”.

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

*****Los Diputados señores Bertolino; González, doña Rosa; Ibáñez, doña Carmen; Leal, Mora, Mulet y Vilches formularon una indicación para reemplazar, en el inciso primero del artículo 71°-15, la expresión que comienza con “*y un representante de los usuarios*” y termina con el punto aparte (.) por la siguiente: “*dos representantes de quienes inyectan en el troncal, un distribuidor y un representante de los clientes libres, designados en la forma que establezca el reglamento*.”

Los patrocinantes de la indicación señalaron que el fin que tiene tal proposición es que el comité lo integren 8 personas, a saber: un representante del Ministerio de Economía, uno de la CNE, dos de las transmisoras, dos de quienes inyecten en el troncal, un distribuidor y uno de los clientes libres, todos ellos designados en la forma que establezca el reglamento.

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

- Se acordó votar el artículo 71°-15 por incisos.

- Puesto en votación el inciso primero del artículo 71°-15, fue aprobado por la unanimidad de los

Diputados presentes, conjuntamente con las indicaciones aprobadas anteriormente.

*******La Diputada señora González, doña Rosa, y los Diputados señores Bertolino, Jarpa y Vilches formularon una indicación para intercalar, en el inciso segundo del artículo 71°-15, entre las expresiones "*las normas sobre*" y "*constitución*,", la expresión "*designación*,".*

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

- Puesto en votación el inciso segundo con la indicación, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes.

- Puestos en votación los incisos tercero y cuarto, fueron aprobados por la unanimidad de los Diputados presentes.

- Por la unanimidad de los Diputados presentes, se acordó reabrir debate sobre el artículo 71-15.

El Presidente de la Comisión, Diputado señor Leay, expresó que este artículo, en la parte final de su inciso primero, indica que el estudio de transmisión troncal será financiado en el cincuenta por ciento por la Comisión Nacional de Energía y el resto por las empresas propietarias de las instalaciones del sistema de transmisión troncal, en la proporción que les corresponda.

Planteó que el artículo, tal como fue aprobado por la Comisión, debiera ser conocido por la Comisión de Hacienda. Por lo tanto, sugirió eliminar la frase final del inciso único, para evitar dicho trámite.

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía señaló que es factible proceder en la forma indicada por el Presidente de la Comisión, por cuanto el artículo 71°-11, en su inciso final, señala que se entiende por "participantes" a las empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y usuarios no sometidos a fijación de precios de cada sistema interconectado. Y añade que esos participantes deben concurrir al pago del estudio de transmisión troncal a que se refieren los artículos siguientes.

En mérito de lo señalado, se presentó la siguiente indicación:

*****De los Diputados señores García-Huidobro; González, doña Rosa; Leay, Rojas, Valenzuela y Vilches, para eliminar, en

el inciso primero del artículo 71-15, toda la oración que sigue al último punto seguido.

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

Artículo 71°-16.

"Para los efectos de la licitación a que se refiere el artículo anterior, la Comisión publicará en medios nacionales e internacionales un llamado a precalificación de empresas consultoras, a más tardar el 15 de septiembre del año anterior a la fijación de los valores de transmisión. La Comisión formará un registro de empresas consultoras preseleccionadas, considerando antecedentes fidedignos sobre calidad y experiencia en la planificación y valorización de sistemas de transmisión.

No podrán participar en el registro mencionado, empresas consultoras cuyos ingresos, en forma individual o a través de consorcios, hayan provenido de prestación de servicios a empresas de transmisión troncal y/o empresas participantes, en un monto bruto superior a un 20% anual en los dos últimos años.

La precalificación y los criterios utilizados para efectuarla, serán informados a las empresas de transmisión troncal y a los participantes, quienes podrán formular observaciones fundadas dentro de los siguientes 10 días. Las observaciones así presentadas, serán aceptadas o rechazadas fundadamente por la Comisión, en un plazo no superior a 10 días."

Este artículo, referido a la licitación, dispone que se debe publicar tanto en medios nacionales como internacionales el llamado a precalificación de las empresas, a más tardar el 15 de septiembre del año anterior a la fijación de los valores de transmisión. Además, la Comisión deberá formar un registro de empresas consultoras preseleccionadas. También se establece las empresas que no podrán participar en dicho registro.

Por otra parte, se señala que se les informará a las empresas consultoras, respecto de la precalificación y los criterios utilizados para efectuar el registro y ello será informado a las empresas de transmisión troncal y a los participantes.

*****La Diputada señora González, doña Rosa, y los Diputados señores Bertolino, Jarpa y Vilches formularon una indicación para eliminar el inciso segundo del artículo 71°-16.

Los patrocinantes de la indicación señalaron que la norma del inciso segundo discrimina en perjuicio de las empresas chilenas y en beneficio de las extranjeras. Con la normativa del proyecto se limita la participación de las empresas consultoras en el registro respectivo. Por lo tanto, es preferible eliminar dicho inciso segundo.

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, recordó que el llamado a licitación será internacional. Por ende, el límite puesto en el inciso segundo busca contar con empresas desligadas de la consultoría a empresas de transmisión. Agregó que los Diputados que presentaron la indicación estarían en lo correcto si el llamado a licitación fuera nacional, pero el llamado es internacional.

Además, es preciso recordar que el objetivo final del proyecto de ley es defender a los consumidores chilenos, que son muchos más que las consultoras. Por ende, si alguna empresa chilena quiere participar en la licitación para ser consultora, debe mantener su independencia de las empresas del mercado eléctrico.

- Puesta en votación la indicación, fue rechazada por 5 votos a favor y 6 en contra.

***El Ejecutivo presentó una indicación para sustituir el inciso final del artículo 71°-16 por el siguiente:

> "La precalificación y los criterios utilizados para efectuar el registro de empresas precalificadas, serán informados a las empresas de transmisión troncal y a los participantes.".

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, explicó que la única finalidad perseguida con esta indicación es dar mayor transparencia a la configuración de la lista de empresas participantes.

- La Comisión acordó votar los incisos de este artículo en forma separada.

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

- Puesto en votación el inciso segundo, fue aprobado por 9 votos a favor y 2 en contra.

- Puesta en votación la indicación del Ejecutivo, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes. Por ende, se da por desechado el inciso tercero del artículo 71°-16 del proyecto original.

Artículo 71°-17.

"Los resultados del estudio entregados por el consultor deberán especificar, a lo menos:

a) El plan de expansión del o los sistemas de transmisión troncal objeto del estudio, indicando las características y la fecha de incorporación de las instalaciones futuras de transmisión, y el plan indicativo de generación asociado;

b) El V.I. y COMA de las instalaciones de transmisión troncal existentes y futuras;

c) Las fórmulas de indexación;

d) Los criterios y rangos bajo los cuales se mantienen válidos los supuestos de oferta y demanda que sustentan los resultados del estudio; y

e) Las empresas de transmisión que deberán realizar las ampliaciones en los sistemas existentes, para efectos del artículo 71º-22.

A partir de la recepción conforme del estudio de acuerdo al contrato, y dentro de un plazo de seis días, la Comisión hará público el estudio y remitirá sus resultados a los participantes."

Esta norma regula los contenidos del estudio de transmisión troncal. Destacan entre ellos los referidos a la letra b), sobre la determinación del V.I. y COMA, que servirán de base para la determinación tarifaria de la transmisión en el sistema troncal. Asimismo, se destaca el punto referido a las ampliaciones que las empresas de transmisión deben realizar sobre los sistemas existentes, a fin de asegurar la calidad y continuidad del suministro.

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, resaltó la necesidad de tener certeza en las inversiones. Sin embargo, una inversión proyectada puede no concretarse por varios motivos, incluso porque el inversionista no obtuvo financiamiento o el permiso ambiental requerido, o por el cambio de las condiciones económicas. Ante esos casos, la pregunta de fondo es cómo salvar el abastecimiento de electricidad. Afortunadamente, estas situaciones nunca son tan abruptas desde el punto de vista de sus consecuencias. Si una empresa generadora decide no hacer una central declarada, inmediatamente el mercado se adapta a esa información y hace los cálculos para el abastecimiento. En consecuencia, al establecerse en la ley que los CDEC tendrán que participar cada año en el estudio de expansión, se adaptará a las nuevas obras que han surgido o a la inejecución de obras anunciadas. Con eso se hace transparente un mercado que hoy no lo es.

En definitiva, la autoridad debe hacer todos los esfuerzos para que haya la máxima seriedad en la información, pero no ve la forma de establecer multas en el caso que no se concreten las obras anunciadas. Lo que sí debe haber es la posibilidad de que el CDEC reclame la información cada vez que las empresas adelanten, retrasen o desechen proyectos.

En relación con lo planteado por el Ministro, algunos señores Diputados advirtieron que declarar obras de generación y no hacerlas puede llevar a la

especulación. Por eso, es importante que las generadoras que echarán a andar un proyecto que será considerado en el estudio de la transmisión troncal lo hagan mediante un compromiso formal. Eso excluirá a las generadoras que no están seguras de la ejecución de sus proyectos o que no son serias.

Agregaron que, por muy buena que sea la disposición del plan de expansión, tiene que haber una forma de obligar a materializar las obras declaradas y de sancionar su no construcción cuando las razones de su inejecución no sean válidas, ya sea porque no se pudo acreditar la variación de la demanda, la disminución de la rentabilidad, la fuerza mayor, etcétera.

Es un tema en el que se debe ser cuidadoso, porque la no ejecución de un proyecto puede perjudicar el abastecimiento y, consecuentemente, el aumento del precio de la energía, lo que puede favorecer a la misma generadora.

El Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, señor Sánchez, señaló que el punto en discusión tiene que ver con el plan de obras de la Comisión Nacional de Energía y para evitar la especulación que deriva de los anuncios de obras que no se van a hacer.

La Comisión Nacional de Energía sólo puede incorporar en el plan de obras las centrales declaradas en construcción o en desarrollo y que tienen cierta constatación material, lo que elimina la posibilidad de especulación.

Concordó con la necesidad de tener certeza de los proyectos de inversión en generación y también concordó con el Ministro en cuanto a no establecer multas para las empresas que detengan o retarden sus proyectos.

En relación con la indicación presentada por algunos señores Diputados, explicó que en ella no se establece ninguna sanción civil ni administrativa por el incumplimiento del compromiso, por lo que la norma carece de eficacia.

Por otra parte, indicó que el reglamento de la ley eléctrica ha sido modificado, al objeto de determinar las obras que la Comisión Nacional de Energía va a registrar tanto en construcción como en desarrollo. En efecto, el reglamento establece que, para que la CNE considere que la obra se encuentra en construcción o ha sido declarada en construcción, el inversionista debe acreditar los siguientes documentos: permisos de construcción y órdenes de compra de equipos electromecánicos. Todo esto consta en el artículo 272 del reglamento.

*****La Diputada señora González, doña Rosa, y los Diputados señores Bertolino, Jarpa y Vilches formularon una indicación para agregar el siguiente inciso primero al artículo 71º-17, pasando el actual a ser segundo:

"En la elaboración del plan de expansión de los Sistemas de Transmisión

Troncal, el Consultor deberá tomar en consideración los proyectos de generación que le presenten las empresas generadoras. Estas presentaciones constituirán un compromiso y serán vinculantes para las partes que las formularen, en los mismos términos que los compromisos que presenten las empresas transmisoras en conformidad con lo dispuesto en el artículo 71º-20. Las presentaciones deberán hacerse por escritura pública, contener una descripción del proyecto, el plazo de su ejecución, su costo y los demás términos que indique el reglamento."

Los patrocinantes de la indicación señalaron que ella tiene por finalidad que los proyectos de generación que se encuentren en construcción sean considerados dentro del plan de expansión de la transmisión troncal.

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, respecto de la indicación parlamentaria, señaló que se establece un compromiso de parte de las empresas generadoras, el que será vinculante y deberá contenerse en escritura pública. Este compromiso involucra una garantía que puede ser exigible por la vía judicial o administrativa, incluso si hay buenas razones para no construir el proyecto.

- Puesta en votación la indicación parlamentaria, fue aprobada por 4 votos a favor y 3 en contra.

*****La Diputada señora González, doña Rosa, y los Diputados señores Bertolino, Jarpa y Vilches formularon una indicación para sustituir, en la letra a) del inciso primero del artículo 71º-17 que se incorpora, la expresión "El plan de expansión del o los Sistemas de Transmisión Troncal", por la siguiente: "El plan indicativo de expansión de el o los Sistemas de Transmisión Troncal".

- Puesta en votación esta indicación, fue rechazada por 3 votos a favor y 7 en contra.

*****La Diputada señora González, doña Rosa, y los Diputados señores Bertolino, Jarpa y Vilches formularon una indicación para sustituir la letra b) del inciso primero del artículo 71º-17 por la siguiente:

"b) El V.I. y COMA de las instalaciones de transmisión troncal existentes y el estimado para las futuras;"

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

*****La Diputada señora González, doña Rosa y los Diputados señores Bertolino, Jarpa y Vilches, formularon una indicación para sustituir la letra c) del inciso primero del artículo 71º-17, por la siguiente:

"c) Las fórmulas de indexación a fin de mantener el valor real del V.I. y del COMA, durante el período; y"

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

*****La Diputada señora González, doña Rosa, y los Diputados señores Bertolino, Jarpa y Vilches formularon una indicación para eliminar la letra e) del inciso primero del artículo 71º-17.

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

*****El Ejecutivo formuló una indicación para reemplazar el artículo 71°-17, por el siguiente:

"Artículo 71º-17.- Los resultados del estudio entregados por el consultor deberán especificar y distinguir, a lo menos, lo siguiente:

a) El sistema troncal existente conforme al artículo 71°–2; y

b) El plan de desarrollo del o los sistemas de transmisión troncal objeto del estudio, indicando:

1. Las características y la fecha de incorporación de las ampliaciones del troncal existente, y las empresas de transmisión que deberán realizar dichas ampliaciones, para efectos del artículo 71º-22;

2. El V.I. y C.O.M.A. de las instalaciones de transmisión troncal existentes y los valores referenciales de las ampliaciones de tales instalaciones y sus fórmulas de indexación;

3. Las recomendaciones de nuevas obras de los sistemas de transmisión en su conjunto, incluyendo las nuevas líneas o subestaciones de transmisión troncal y las líneas de interconexión de sistemas, sean estas últimas troncales o no, cuya ejecución se regirá por lo dispuesto en el artículo 71º–23; y

4. Los criterios y rangos bajo los cuales se mantienen válidos los supuestos del estudio.

A partir de la recepción conforme del estudio de acuerdo al contrato, y dentro de un plazo de seis días, la Comisión hará público el estudio, a través de un medio de amplio acceso.”.

- Puesta en votación esta indicación, fue aprobada por 8 votos a favor y 2 abstenciones. En consecuencia, se da por desechado el artículo 71°-17 propuesto originalmente por el Ejecutivo.

*****El Diputado señor Leay formuló una indicación para intercalar, en el inciso primero del artículo 71°-17 propuesto en la indicación del Ejecutivo, entre las palabras “estudio” y “entregados”, el vocablo *“indicativo”*.

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

*****El Diputado señor Leay formuló una indicación para intercalar, en el inciso primero, letra b), del artículo 71°-17 propuesto en la indicación del Ejecutivo, a continuación de la palabra “plan”, el vocablo *“indicativo”*.

- Puesta en votación esta indicación, fue rechazada por 2 votos a favor, 7 en contra y 1 abstención.

*****El Diputado señor Leay formuló una indicación para intercalar, en el inciso primero, letra b), número 1, del artículo 71°-17, después de la palabra “fecha”, el vocablo *“referencial”*.

- Puesta en votación esta indicación, fue rechazada por 3 votos a favor y 6 en contra.

Artículo 71°-18.

"La Comisión, en un plazo máximo de veinte días desde la recepción conforme del estudio, convocará a una audiencia pública a los participantes y a los usuarios e instituciones interesadas, audiencia en que el consultor deberá exponer los resultados del estudio de expansión y valorización. El reglamento establecerá el procedimiento y las demás normas a que se sujetará la audiencia pública, así como la forma y plazos en que se realizarán las observaciones y las respuestas de la Comisión."

A partir de esta norma, se regula el procedimiento que va desde la recepción del estudio hasta la fijación de los peajes por la autoridad administrativa.

*****El Ejecutivo formuló una indicación para introducir las siguientes modificaciones en el artículo 71°-18:

a) Reemplázase la expresión "estudio de expansión y valorización" por "estudio de transmisión troncal".

b) Sustitúyase la frase que sigue a las expresiones "audiencia pública" por la siguiente oración, reemplazando la coma (,) por un punto seguido (.):

"En el plazo de quince días desde su celebración, los participantes, usuarios e instituciones interesadas podrán realizar observaciones al estudio presentado."

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

- Puesto en votación el artículo con la indicación, es aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes.

Artículo 71°-19.

"Concluido el procedimiento de audiencia pública conforme al artículo anterior y en dentro del plazo de treinta días, la Comisión deberá elaborar un informe técnico basado en los resultados del estudio de expansión y valorización y considerando todas las observaciones realizadas durante el proceso de fijación de tarifas de transmisión.

El informe técnico de la Comisión deberá contener lo siguiente:

a) El valor de la transmisión por tramo, para cada tramo existente en el respectivo sistema de transmisión troncal y sus fórmulas de indexación para cada uno de los siguientes cuatro años;

b) El valor de la transmisión por tramo, de acuerdo a la fecha de entrada en operación, de aquellas instalaciones futuras que deberán estar en operación dentro del cuatrienio tarifario inmediato;

c) La identificación de las obras de transmisión cuyo inicio de construcción se proyecte, conforme al estudio de expansión y valorización, dentro del cuatrienio tarifario inmediato y la o las respectivas empresas de transmisión troncal responsables de su construcción;

d) Si correspondiere, la identificación del o los proyectos de interconexión entre sistemas eléctricos, con su respectivos V.I. y COMA, y

e) Los criterios y rangos bajo los cuales se mantienen válidos los supuestos de oferta y demanda que sustentan los valores de la transmisión por tramo informados.

Dicho informe será remitido a las empresas de transmisión troncal, a los participantes y a los usuarios e instituciones interesadas.

A partir de la recepción del informe técnico, las empresas de transmisión troncal, los participantes y los usuarios e instituciones interesadas dispondrán de diez días para presentar sus observaciones fundadas a la Comisión."

Es importante consignar que la primera etapa consiste en abrir canales de participación ciudadana a través de la realización de una audiencia pública en la que pueden participar tanto las empresas de generación como de transmisión y de distribución, así como los clientes no regulados y los usuarios finales a través de un representante designado al efecto.

La suma de las conclusiones del estudio y de las opiniones de los participantes en la audiencia da lugar a un informe técnico elaborado por la CNE.

Dicho informe contiene los acápites consignados en el artículo 71°-19, y debe ser remitido a las empresas de transmisión troncal, a los participantes y a los usuarios e instituciones interesadas.

Éstos tienen un plazo de diez días para formular observaciones al informe técnico, transcurridos los cuales la CNE remite al Ministro de Economía, a más tardar dentro de treinta días, el estudio, el informe técnico y las observaciones de los interersados, si las hubiere.

Todos estos elementos de análisis constituyen el insumo esencial para la decisión de la autoridad administrativa en orden a fijar las bases para la determinación de tarifas de transmisión en el sistema troncal, materia que se regula en el artículo 71°-20.

*****La Diputada señora González, doña Rosa, y los Diputados señores Bertolino y Vilches formularon una indicación para eliminar en la letra c) del inciso segundo del artículo 71°-19 la frase "*y la o*

las respectivas empresas de transmisión troncal responsables de su construcción".

- Puesta en votación esta indicación, fue rechazada por 5 votos a favor y 6 en contra.

*****El Ejecutivo presentó una indicación para sustituir el artículo 71°-19 por el siguiente:

"Artículo 71º-19.- Concluido el procedimiento de audiencia pública conforme al artículo anterior, existiendo o no observaciones, dentro del plazo de cuarenta y cinco días, la Comisión deberá elaborar un informe técnico basado en los resultados del estudio de transmisión troncal y considerando todas las observaciones realizadas.

El informe técnico de la Comisión deberá contener lo siguiente:

a) El valor anual por tramo, V.I. del tramo y el C.O.M.A., de las instalaciones existentes calificadas como troncales en el respectivo sistema de transmisión troncal, y sus fórmulas de indexación para cada uno de los siguientes cuatro años;

b) La identificación de las obras de ampliación de transmisión troncal cuyo inicio de construcción se proyecte conforme al estudio, y su respectivo V.I. y C.O.M.A por tramo, de acuerdo a la fecha de entrada en operación, dentro del cuatrienio tarifario inmediato, con la o las respectivas empresas de transmisión troncal responsables de su construcción;

c) Si correspondiere, la identificación de proyectos de nuevas líneas y subestaciones troncales y de proyectos de interconexión entre sistemas eléctricos, con su respectivos V.I. y C.O.M.A. referenciales y fechas de inicio de operación y de construcción, recomendados por el estudio de transmisión troncal. Los proyectos de interconexión podrán ser calificados o no como troncales, conforme a los criterios establecidos en el artículo 71º-2, al considerar los dos sistemas cuya interconexión se recomienda como si constituyeran un sólo sistema;

d) Los criterios y rangos bajo los cuales se mantienen válidos los supuestos del estudio; y

e) La respuesta fundada de la Comisión a las observaciones planteadas.

Dicho informe se comunicará dentro de tercer día a las empresas de transmisión troncal, a los participantes y a los usuarios e

instituciones interesadas, y se hará público a través de un medio de amplio acceso.

A partir de la recepción del informe técnico, los participantes y los usuarios e instituciones interesadas dispondrán de diez días para presentar sus discrepancias a la Comisión. Dichas discrepancias serán resueltas por un panel de expertos, constituido conforme al artículo 130, dentro de treinta días."

- Puesta en votación la indicación, fue aprobada por 9 votos a favor y 2 abstenciones.

*****El Diputado señor Leay formuló una indicación para intercalar, en el inciso primero del artículo 71°-19 propuesto por el Ejecutivo mediante indicación, a continuación de la palabra "estudio", el vocablo "*indicativo*".

- Puesta en votación esta indicación, fue rechazada por 4 votos a favor, 6 en contra y una abstención.

Artículo 71°-20.

"La Comisión, dentro de los treinta días siguientes al vencimiento del plazo para presentar observaciones a que se refiere el artículo anterior, enviará al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción el informe técnico y sus antecedentes, y un informe que se pronuncie fundadamente sobre todas las observaciones recibidas oportunamente.

El Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, mediante decreto expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", que deberá publicarse en el Diario Oficial antes del 15 de diciembre del año en que se cumplen cuatro años contados desde la última fijación de valores por tramo del sistema de transmisión troncal, y sobre la base a los informes de la Comisión, fijará:

a) El valor de la transmisión por tramo, para cada tramo existente del respectivo sistema de transmisión troncal y sus respectivas fórmulas de indexación para cada uno de los siguientes cuatro años;

b) El valor de la transmisión por tramo, de acuerdo a la fecha de entrada en operación, de aquellas instalaciones futuras que deberán estar en operación dentro del cuatrienio tarifario inmediato;

c) La identificación de las obras de transmisión cuyo inicio de construcción se haya establecido conforme al estudio de expansión y valorización, para dentro del cuatrienio tarifario inmediato y las respectivas empresas de transmisión troncal responsables de su construcción, y

d) La identificación del o los proyectos de interconexión entre sistemas eléctricos, si correspondiera según lo determinado por el estudio, y sus respectivos V.I. y COMA.”

*****El Ejecutivo presentó una indicación para reemplazar el artículo 71°-20 por el siguiente:

“Artículo 71º-20.- Transcurrido el plazo dispuesto en el inciso final del artículo anterior sin que se haya manifestado desacuerdo o, una vez recibida la decisión del panel de expertos, la Comisión deberá remitir al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, dentro de los siguientes quince días, el informe técnico y sus antecedentes, junto con un informe que se pronuncie fundadamente sobre todas las observaciones recibidas.

El Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, dentro de quince días de recibidos los informes, mediante decreto expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República" y sobre la base de los informes de la Comisión, fijará las instalaciones del sistema troncal y las demás materias señaladas en las letras a), b), c) y d) del artículo anterior.

El decreto deberá publicarse en el Diario Oficial antes del 15 de diciembre del año que vence el decreto vigente.”

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, destacó de la indicación el hecho de que la evacuación del informe final es previa visación del panel de expertos.

- Puesta en votación la indicación, fue aprobada 7 votos a favor y 3 abstenciones.

*****La Diputada señora González, doña Rosa, y el Diputado señor Leay formularon una indicación para eliminar, en el inciso segundo del nuevo artículo 71-20 propuesto por el Ejecutivo, las letras b), c) y d).

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, señaló que, de aprobarse esta indicación, el decreto que dicte el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción quedará reducido a fijar las instalaciones del sistema troncal y la valorización de las instalaciones existentes, lo que carece de sentido.

- Puesta en votación la indicación, fue rechazada por 2 votos a favor, 6 en contra y 2 abstenciones.

Artículo 71°-21.

“Una vez vencido el período de vigencia del decreto de expansión y valorización de la transmisión troncal, los valores

establecidos en él seguirán rigiendo, mientras no se dicte el siguiente decreto conforme al procedimiento legal. Dichos valores podrán ser reajustados por las empresas de transmisión troncal, en la variación que experimente el Índice de Precios al Consumidor desde la fecha en que debía expirar el referido decreto, previa publicación en un diario de circulación nacional efectuada con quince días de anticipación.

No obstante lo señalado en el inciso anterior, las empresas de transmisión troncal deberán abonar o cargar a los usuarios del sistema de transmisión, de acuerdo al procedimiento que establezca el reglamento, las diferencias que se produzcan entre lo efectivamente facturado y lo que corresponda acorde a los valores que en definitiva se establezcan, por todo el período transcurrido entre el día de terminación del cuadrienio a que se refiere el artículo anterior y la fecha de publicación del nuevo decreto.

Las reliquidaciones que sean procedentes serán reajustadas de acuerdo al interés corriente vigente a la fecha de publicación de los nuevos valores, por todo el período a que se refiere el inciso anterior.

En todo caso, se entenderá que los nuevos valores entrarán en vigencia a contar del vencimiento del cuadrienio para el que se fijaron los valores anteriores."

Esta norma tiene por objeto mantener el valor real de las tarifas que se cobran en el período intermedio que va desde el vencimiento de un decreto y la entrada en vigencia del siguiente, a través del establecimiento de la reajustabilidad según IPC de los cobros por transmisión, en dicho período.

*****El Ejecutivo presentó una indicación para suprimir, en el inciso primero del artículo 71°-21, la expresión *"expansión y valorización de la".*

- Puesto en votación el artículo 71°-21 con la indicación, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes.

Artículo 71°-22.

"Las empresas de transmisión troncal identificadas en el decreto señalado en artículo 71º-20 como responsables de realizar las obras resultantes del estudio de expansión y valorización, tendrán la obligación de efectuar dichas obras y operar las instalaciones de acuerdo con la ley.

Las empresas señaladas en el inciso anterior deberán comunicar a la Superintendencia el inicio de la construcción de las obras e instalaciones de acuerdo a los plazos establecidos en el respectivo decreto, sin perjuicio de la obligación establecida en el artículo 148 de esta ley.

En caso de imposibilidad, las empresas responsables de realizar las ampliaciones deberán acreditar tal circunstancia ante la Superintendencia y solicitar autorización para ceder su derecho a ejecutar y explotar las obras e instalaciones de que se trate, a otra empresa que

cumpla las exigencias para operar sistemas de transmisión troncal. En tal caso, la empresa que adquiera el derecho quedará obligada a ejecutar las obras e instalaciones conforme a las especificaciones del estudio, del informe técnico y del decreto respectivo.

El incumplimiento de la obligación de efectuar las obras e instalaciones originará para las empresas responsables, las sanciones que correspondan conforme a la ley Nº18.410, las que serán aplicadas por la Superintendencia mediante el procedimiento establecido en dicha ley.

Las empresas que incurran en incumplimiento de la obligación a que se refiere este artículo perderán el derecho a ejecutar y explotar las obras e instalaciones que se le hubieren asignado en el decreto respectivo, las que serán licitadas por la Comisión y adjudicadas por el Ministerio, a empresas que cumplan las exigencias para operar sistemas de transmisión troncal.

El reglamento establecerá las normas para la realización de la licitación a que se refiere el inciso anterior, las que deberán asegurar la publicidad y transparencia del proceso, la participación igualitaria y no discriminatoria y el cumplimiento de las especificaciones y condiciones determinadas por el estudio, el informe técnico y el decreto respectivo."

Como consecuencia de la política de ampliación de cobertura de los sistemas de transmisión, se impone esta obligación legal a las empresas del sector. La lógica que inspira esta norma se basa en la calidad de servicio público de la actividad de transmisión, pero, en todo caso, se deja abierta la posibilidad de excusar la ejecución de tales obras a través de la cesión de los derechos a otra empresa habilitada para operar en la transmisión de sistema troncal, de modo que se cubran efectivamente los requerimientos de desarrollo del sector.

*****El Ejecutivo presentó una indicación para sustituir, en el inciso primero del artículo 71°-22, la expresión "las obras resultantes del estudio de expansión y valorización", por *"las obras de ampliación del estudio de transmisión troncal"*.

- Puesta en votación la indicación, fue aprobada por 5 votos a favor y 1 en contra.

*****El Ejecutivo presentó una indicación para reemplazar los incisos tercero, cuarto, quinto y sexto del artículo 71º–22 por los siguientes:

> "La cesión a un tercero por parte de la empresa responsable del derecho a ejecutar y explotar las obras e instalaciones correspondientes a la ampliación, deberá ser previamente informada a la Comisión. La cesionaria deberá reunir los requisitos que fija esta ley para una empresa de transmisión troncal y se subrogará la obligación de ejecutarlas y explotarlas, en su caso, ajustándose a los plazos, especificaciones y

demás obligaciones que establezca el decreto señalado en el artículo 71º-20 y esta ley. En caso de incumplimiento de alguna de las obligaciones de la cesionaria, la cedente será subsidiariamente responsable de todas las indemnizaciones a que diere lugar.

En cualquier caso, las empresas de transmisión troncal, con la antelación que reglamentariamente se indique, deberán licitar la construcción de las obras a empresas constructoras calificadas, a través de procesos de licitación públicos, abiertos y transparentes, auditables por la Superintendencia, debiendo incluirse expresamente en las bases de la licitación que el V.I. de la ampliación licitada no podrá exceder el quince por ciento del V.I. señalado para ella en el decreto respectivo.

Sólo en caso que la licitación se declare desierta y, en el plazo de treinta días contados desde la declaración, se acredite que existen razones fundadas de cambios importantes en los supuestos en base a los cuales fue determinado el V.I. de referencia, por medio de un estudio de consultores independientes, contratado a su cargo por la empresa responsable, el Ministerio, previo informe de la Comisión, podrá fijar, por decreto supremo expedido "por orden del Presidente de la República", un nuevo V.I. de referencia para que la empresa responsable convoque a una nueva licitación, sujeta en lo demás a los requisitos indicados en los incisos anteriores.

Para efectos de la determinación del V.I. definitivo conforme a lo dispuesto en el inciso tercero del artículo 71º-10, la Comisión deberá informar al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción el resultado final de las licitaciones del proyecto respectivo. El Ministerio, mediante decreto supremo expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", fijará dichos valores para los efectos del artículo 71º–29 y siguientes.".

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, explicó que el inciso tercero propuesto en la indicación tiene que ver con que una empresa que esté obligada a hacer una ampliación pueda ceder a una tercera empresa el derecho a llevar adelante la inversión y explotación. Sin embargo, si la cesionaria no cumpliera con las obligaciones del mandato, la responsabilidad recae en la cedente.

Señaló que el inciso cuarto se refiere a la obligación que tiene una empresa de transmisión al ampliar sus obras de hacer un proceso de licitación pública abierto y transparente, de manera que se compre la ampliación más barata, y que, de ningún modo, el valor de las licitaciones pueda exceder en el 15% el valor de la licitación estimado en el estudio.

En cuanto a que esta norma podría rigidizar la licitación y significar que la obra no se haga, como se ha planteado, expresó que, dado que las obras que se recomiendan son óptimas, si en una licitación saliera sustancialmente más cara, quedará en duda que la obra sea tan rentable como el estudio lo indicó, lo que justificaría su reestudio o su relicitación, pues podría haber otras soluciones más baratas.

Añadió que uno de los problemas de la regulación del sector eléctrico es la tendencia a sobreinvertir de las empresas, porque se les paga por tasa de ganancia sobre las instalaciones que poseen. Por ende, la posibilidad de que una obra resulte más cara es muy alta. En consecuencia, no es adecuado establecer un límite superior al 15%.

Finalmente, respecto de los incisos quinto y sexto, aclaró que no es voluntad del Ejecutivo reemplazarlos, sino que complementarlos.

*****La Diputada señora González, doña Rosa, y los Diputados señores Bertolino y Vilches formularon una indicación para sustituir la última oración del nuevo inciso tercero del artículo 71º-22, que se incorpora en la indicación del Ejecutivo, por la siguiente: *"La cedente será subsidiariamente responsable de todas las indemnizaciones por los daños directos a que diere lugar el incumplimiento de alguna de las obligaciones esenciales de la cesionaria, en relación con la ejecución de la ampliación."*

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

*****La Diputada señora González, doña Rosa, y los Diputados señores Bertolino y Vilches formularon una indicación para eliminar, en el nuevo inciso cuarto, que se incorpora en la indicación del Ejecutivo, la palabra "*constructoras*" entre las palabras "empresas" y "calificadas".

Los patrocinantes de la indicación señalaron que el objeto de ella es dejar abierta la posibilidad de que sean empresas no constructoras que formen consorcios y puedan subcontratar, sin que tengan como objeto social la construcción. Esta indicación amplía la competencia.

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

*****La Diputada señora González, doña Rosa, y los Diputados señores Bertolino y Vilches formularon una indicación para sustituir, en el nuevo inciso sexto que se incorpora en la indicación del Ejecutivo, luego de la frase "el resultado final de", la expresión "*las licitaciones*" por "la licitación".

- Puesta en votación la indicación, fue rechazada por seis votos en contra y una abstención.

*****El Ejecutivo presentó una indicación para intercalar, a continuación del inciso cuarto del artículo 71-22, los siguientes incisos

quinto y sexto, nuevos, pasando los actuales a ser incisos séptimo y octavo:

"Sólo en caso que la licitación se declare desierta y, en el plazo de treinta días contados desde la declaración, se acredite que existen razones fundadas de cambios importantes de los supuestos en base a los cuales fue determinado el V.I. de referencia, por medio de un estudio de consultores independientes, contratado a su cargo por la empresa responsable, el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe de la Comisión, podrá fijar por decreto supremo expedido "por orden del Presidente de la República", un nuevo V.I. de referencia para que la empresa responsable convoque a una nueva licitación, sujeta en lo demás a los requisitos indicados en los incisos anteriores.

Para efectos de la determinación del V.I. definitivo conforme a lo dispuesto en el inciso tercero del artículo 71-10, la Comisión deberá informar al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción el resultado final de las licitaciones del proyecto respectivo. El Ministerio, mediante decreto supremo expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", fijará dichos valores para los efectos del artículo 71–29 y siguientes.".

*****El Diputado señor Leay formuló una indicación para eliminar el artículo 71°-22.

-Puesta en votación la indicación, fue rechazada por 1 voto a favor, 7 en contra y 1 abstención.

- La Comisión acordó votar este artículo por incisos.

- Puesto en votación el inciso primero del artículo 71-22 con la indicación ya aprobada, fue aprobado por 8 votos a favor, 1 en contra y dos abstenciones.

- Puesto en votación el inciso segundo, fue aprobado por 8 votos a favor, 1 en contra y 1 abstención.

- Puesto en votación el inciso tercero de la indicación del Ejecutivo, fue aprobado por 8 votos a favor y 1 en contra. En consecuencia, se desecha el inciso tercero del artículo 71-22 del mensaje original.

- Puesto en votación el inciso cuarto de la indicación del Ejecutivo y la indicación parlamentaria aprobada, fue aprobado por 6 votos a favor, 1 en contra y 3 abstenciones. En consecuencia, se da por desechado el inciso cuarto del artículo 71-22 del mensaje.

- Puestos en votación los incisos quinto y sexto del artículo 71°-22 del proyecto original, que pasaron a ser incisos septimo y octavo, fueron aprobados

por la unanimidad de los Diputados presentes.

- Puestos en votación los incisos quinto y sexto de la indicación del Ejecutivo fueron aprobados por seis votos a favor y dos abtensiones.

Artículo 71°-23.

"Cuando el decreto de expansión y valorización de la transmisión troncal identifique uno o más proyectos de interconexión entre sistemas eléctricos independientes, la Comisión, mediante el proceso de licitación que se establece en los artículos siguientes, deberá adjudicar a una empresa de transmisión que cumpla con las exigencias definidas en el artículo 71º-5, el derecho a realizar y explotar el o los proyectos. La licitación considerará de manera referencial el V.I. y COMA definido en el referido decreto."

En los sistemas interconectados existentes, se establece que los propietarios de las instalaciones afectadas por las ampliaciones resultantes del estudio de transmisión troncal tendrán la obligación de llevar a cabo dichos proyectos de expansión en el sistema troncal respectivo, pudiendo para tal efecto realizar ellos mismos dichas ampliaciones o encargarlas a un tercero.

*****La Diputada señora González, doña Rosa, y los Diputados señores Bertolino, Encina, Jarpa y Vilches formularon una indicación para agregar un inciso final al artículo 71°-23, en los siguientes términos:

"Una línea de interconexión estará constituida por instalaciones de transmisión que, sin ser atribuibles a un cliente o generador, interconecten mercados eléctricos independientes y donde la interconexión deberá tener una capacidad de transmisión no superior a la mitad de la capacidad de generación instalada en cada uno de los sistemas eléctricos que se interconecten."

Los patrocinantes de la indicación señalaron que la única finalidad de esta modificación es definir más detalladamente lo que constituye una línea de interconexión.

El Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, señor Sánchez, opinó que la indicación carece de justificación con la nueva redacción propuesta por el Ejecutivo para el artículo 71°-23.

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, consideró inapropiado limitar el tamaño de la línea de interconexión, como lo hace la indicación, al decir que su

capacidad de transmisión no podrá ser superior a la mitad de la capacidad de generación instalada en cada uno de los sistemas que se interconecten.

- Puesta en votación la indicación, fue rechazada por 1 voto a favor y 8 en contra.

*****El Ejecutivo presentó una indicación para reemplazar el artículo 71°-23 por el siguiente:

"Artículo 71º-23.- Se entenderá por nuevas líneas y subestaciones troncales todas aquellas obras calificadas como tales por el estudio de transmisión troncal, en consideración a su magnitud, nuevo trazado e independencia respecto de las líneas troncales existentes.

Asimismo, se entenderá por líneas de interconexión aquellas instalaciones de transmisión que interconecten sistemas eléctricos independientes, las que deberán ser calificadas como troncales o no, conforme a las normas establecidas en el artículo 71°-2 y siguientes.

Cuando el decreto de transmisión troncal identifique como troncales a proyectos de líneas y subestaciones troncales nuevas y/o de interconexión entre sistemas eléctricos independientes, la Comisión, mediante el proceso de licitación que se establece en los artículos siguientes, deberá adjudicar, en cada caso, su ejecución y el derecho a su explotación a una empresa de transmisión que cumpla con las exigencias definidas en el artículo 71º-5. La licitación se resolverá según el valor anual por tramo que oferten las empresas para cada proyecto y sólo se considerarán de manera referencial el V.I. y C.O.M.A. definidos en el aludido decreto.

El valor anual por tramo resultante de la licitación y su fórmula de indexación constituirá la remuneración de las nuevas líneas troncales y de las instalaciones de interconexión troncal, según corresponda, y se aplicará durante cinco periodos tarifarios, transcurridos los cuales las instalaciones y su valorización deberán ser revisadas y actualizadas en el estudio de transmisión troncal correspondiente.

Las líneas de interconexión calificadas como troncales pasarán a ser parte de un único sistema de transmisión troncal y, por tanto, estarán afectas a las mismas normas.

Los pagos por el servicio de transporte o transmisión a la empresa propietaria de las nuevas líneas de transmisión troncal y de

la línea de interconexión se realizarán de acuerdo con lo establecido en los artículos 71º-29 y siguientes.".

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, explicó que la indicación se refiere a obras nuevas, diferentes de las ampliaciones de la transmisión. Por lo tanto, se refiere a obras de transmisión que serán licitadas internacionalmente y que podrán ser de propiedad de empresas distintas de la empresa de transmisión ya instalada. Además, identifica a las distintas obras que podrían caber en esta categoría (de transmisión troncal y de interconexión).

Adicionalmente, en este artículo se obvía el tema de la tasa de descuento o rentabilidad, por cuanto la obra se adjudica al que ofrece el menor peaje por un determinado plazo. Por eso, la tasa de descuento que resulte para el inversionista es irrelevante.

La remuneración de esas líneas licitadas internacionalmente regirá por cinco períodos tarifarios (veinte años) y después se valorizará según el procedimiento aplicable a las líneas troncales.

Finalmente, explicó que se agrega la interconexión porque, en general, se trata de una obra nueva. De lo contrario, sería parte del troncal.

- Puesta en votación la indicación, fue aprobada por 8 votos a favor y 2 abstenciones.

*****El Diputado señor Leay formuló una indicación para intercalar, en el inciso primero del artículo 71°-23 propuesto en la indicación del Ejecutivo, el término *"indicativo"* entre la palabra "estudio" y la preposición "de".

- Puesta en votación la indicación, fue rechazada por 1 voto a favor, 6 en contra y 3 abstenciones.

Artículo 71°-24.

"En un plazo no superior a sesenta días a partir de la publicación del decreto señalado en el artículo 71º-20, la Comisión deberá llamar a una licitación pública internacional para adjudicar el derecho a realizar el o los proyectos de interconexión.

Las bases de licitación serán elaboradas por la Comisión y, a lo menos, deberán especificar las condiciones de licitación, la información técnica y comercial que deberá entregar la empresa participante, los plazos, las garantías, la descripción del desarrollo del proceso y de las condiciones de adjudicación, así como las características técnicas del o los proyectos, conforme al respectivo estudio de expansión y valorización.

La licitación considerará dos etapas. En la primera etapa, de precalificación de empresas elegibles, la Comisión determinará, en base a los antecedentes presentados, si las empresas cumplen con los requisitos técnicos, financieros y administrativos mínimos establecidos en las bases de licitación y la presente ley. En la segunda etapa, las empresas

precalificadas podrán presentar ofertas o propuestas respecto del valor de la transmisión por tramo según lo dispuesto en las bases de licitación y la presente ley. Las empresas participantes en esta etapa deberán ofertar un valor de la transmisión por tramo para el proyecto de interconexión, su respectiva fórmula de indexación y los plazos y condiciones de realización del proyecto."

Esta norma regula la forma en que se procederá a la construcción de una interconexión en caso de que la misma resulte recomendada como troncal. La envergadura de esta inversión requiere de un tratamiento distinto, en el que el mercado pueda definir el costo final, así se ajusta a las normas del momento y puede optarse a mejores precios y calidad. Se reglamenta la transparencia y publicidad del proceso, quedando en definitiva que el precio que se logre con la licitación es el que va a tarifa final, esto permitirá la competencia que finalmente llevará a precios más exactos que las del un estudio que es determinante.

*****El Ejecutivo presentó una indicación para sustituir el artículo 71°-24 por el siguiente:

"Artículo 71º-24.- La Comisión deberá llamar a una licitación pública internacional para adjudicar el derecho a realizar las nuevas líneas o subestaciones de transmisión troncal y del o los proyectos de interconexión, según corresponda, conforme a los plazos y términos establecidos en el reglamento.

Las bases de licitación serán elaboradas por la Comisión y, a lo menos, deberán especificar las condiciones de licitación, la información técnica y comercial que deberá entregar la empresa participante, los plazos, las garantías, la descripción del desarrollo del proceso y de las condiciones de adjudicación, así como las características técnicas de las líneas o subestaciones y del o los proyectos de interconexión, conforme al respectivo estudio de transmisión troncal.

La licitación considerará dos etapas. En la primera etapa, de precalificación de empresas elegibles, la Comisión determinará, en base a los antecedentes presentados, si las empresas cumplen con los requisitos técnicos, financieros y administrativos mínimos establecidos en las bases de licitación y la presente ley. En la segunda etapa, las empresas precalificadas podrán presentar ofertas o propuestas respecto del valor anual por tramo de la transmisión de las líneas nuevas o de las líneas de interconexión, según lo dispuesto en las bases de licitación y la presente ley. Asimismo, deberán presentar los plazos y condiciones de ejecución de los proyectos respectivos.".

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, explicó que la indicación amplía el artículo original –que exige licitación pública internacional para las interconexiones-, pues se aplica también a las obras nuevas en materia de transmisión troncal. Por ende, esta norma posibilita que se lleva a la práctica lo aprobado en el artículo anterior.

En esta norma se subentiende que el estudio indicó la necesidad de hacer una interconexión. Esto no se contrapone a que en el futuro exista otra concesión de transmisión.

- Puesta en votación la indicación, fue aprobada por 9 votos a favor y 1 abstención. En consecuencia, se da por desechado el artículo 71-24 original.

Artículo 71°-25.

"Las propuestas u ofertas serán analizadas por un comité técnico coordinado por la Comisión, y compuesto por un representante especialmente designado por cada uno de los Ministerios integrantes del Consejo Directivo de la Comisión.

La Comisión, en un plazo no superior a sesenta días de recibidas las propuestas, informará al Ministro de Economía respecto de la evaluación de los proyectos y de la recomendación del comité técnico. El Ministro deberá adjudicar el proyecto respectivo dentro de los siguientes quince días.

Dentro de los cinco días siguientes a la adjudicación, la Comisión informará a la empresa respectiva del resultado de la licitación y remitirá al Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción un informe técnico que servirá de base para la dictación del decreto supremo, expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", que fijará:

a) La empresa adjudicataria;

b) Las características técnicas del proyecto;

c) La fecha de entrada en operación;

d) El valor de la transmisión por tramo de la interconexión, conforme al resultado de la licitación; y

e) Las fórmulas de indexación del valor señalado en la letra d) anterior."

Se establece en esta norma un sistema de análisis y selección de las propuestas que se presenten a la licitación internacional para hacer la interconexión.

Se indica que la selección está en manos de un comité que representa al órgano directivo y de mayor jerarquía de la CNE, cual es el Consejo Directivo de Ministros, compuesto por 5 Ministros de Estado, más un representante del Presidente de la República, quien preside el Consejo, y tiene rango de Ministro por la ley orgánica de la CNE.

Además, se señala que el resultado de la licitación dará lugar al respectivo decreto tarifario por parte del Ministerio de Economía, que determina las características de la línea de interconexión y especialmente el valor o precio del peaje.

*****El Ejecutivo presentó una indicación para introducir las siguientes modificaciones en el artículo 71°-25:

a) Reemplázase, en todos sus incisos, la referencia a "la Comisión" por "*la Secretaría Ejecutiva de la Comisión*".

b) Sustitúyese, en su inciso segundo, las referencias a “El Ministro de Economía” y “el Ministro”, por la referencia a “*El Consejo Directivo de Ministros de la Comisión*”.

La Jefa del Área Jurídica de la CNE, señora Bravo, ante una consulta de por qué se contienen las letras d) y e), indicó que se trata del decreto que ordena la tarifa final, por lo que tiene que considerar el valor de la transmisión, que es el peaje, y la fórmula de indexación.

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

*****Los Diputados Encina, Jarpa, Leal, Leay, Mora, Mulet, Rojas y Vilches formularon una indicación para reemplazar, en la letra d) del inciso tercero del artículo 71°-25, las palabras “por tramo de la interconexión” por la frase *“por tramo de las nuevas líneas o subestaciones de transmisión troncal y del o los proyectos de interconexión”*.

Uno de los Diputados patrocinates de la indicación llamó la atención acerca de que en el artículo 71°-25, la letra d), hace referencia al valor de la transmisión por tramo de la interconexión, pero no se consideran las nuevas líneas.

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, en relación a lo planteado, estimó que es un elemento que debiera ser incorporado.

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

- Puesto en votación el artículo 71°-25 con las dos indicaciones, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes.

Artículo 71°-26.

*“*Las instalaciones de transmisión que interconecten sistemas eléctricos independientes pasarán a ser parte de un único sistema de transmisión troncal y, por tanto, estarán afectas a las mismas normas.

Sin perjuicio de lo anterior, el valor por tramo resultante de la licitación y su fórmula de indexación constituirá la remuneración de las instalaciones de interconexión respectivas durante el número de períodos de fijación de tarifas de transmisión troncal que se haya fijado en las bases, con un máximo de tres. Transcurridos dichos períodos, las instalaciones y su valorización deberán ser revisadas y actualizadas de acuerdo con el régimen normal de expansión y valorización del sistema de transmisión troncal.

Los pagos por el servicio de transporte o transmisión a la empresa propietaria de la línea de interconexión se realizarán de acuerdo con lo establecido en los artículos 71º-29 y siguientes.”

Este artículo tiene por finalidad establecer un régimen de peajes que queda fijo por doce años, esto debido a que se trata de una línea especial , cual es la interconexión de dos sistemas que ya están operando y en los cuales hay un mercado formado. El precio que resulta de la licitación (que es un precio de mercado) se respeta por ese período, de manera tal que los inversionistas puedan tener certeza del pago de sus inversiones. Posteriormente, las instalaciones pasarán al régimen normal del troncal y serán valorizadas por el estudio que se hace cada cuatro años.

*****Los Diputados señores Encina, Girardi, Jarpa, Leal Lorenzini, Muñoz, don Pedro, Rossi, Valenzuela y Vilches formularon una indicación, para sustituir el artículo 71°-26 por el siguiente:

"Artículo 71°-26.- El desarrollo y operación de instalaciones eléctricas de interconexión entre sistemas eléctricos nacionales se regirá por las disposiciones de esta ley, según se indica en los artículos siguientes."

- Puesta en votación la indicación, fue rechazada por 4 votos a favor y 8 votos en contra.

*****Los Diputados señores Encina, Girardi, Jarpa, Leal Lorenzini, Muñoz, don Pedro, Rossi, Valenzuela y Vilches formularon una indicación para agregar el siguiente artículo 71°-26-1:

"Artículo 71°-26-1.- Las instalaciones de transmisión que interconecten sistemas eléctricos nacionales independientes podrán tener la calidad de troncales o adicionales. La definición de troncal dependerá de si el proyecto resulta socialmente rentable, es decir, si la realización del proyecto permite que los costos globales de suministro al nivel de generación-transmisión troncal para el conjunto del mercado eléctrico, incluyendo los dos o más sistemas que se interconectan, son menores que en la ausencia de interconexión.

Los costos globales de suministro a nivel de generación-transmisión mencionados en el inciso anterior consistirán en el valor presente de los costos de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones, pérdidas en las redes, y energía no servida, para el horizonte de estudio, y considerando la

tasa de descuento menor que ofrezcan las empresas interesadas en desarrollar la interconexión.

Los costos de inversión mencionados en el inciso anterior incluirán en cada caso, aquellos correspondientes a las obras de generación, y de transmisión troncal e interconexiones; los costos de operación y mantenimiento incluirán los costos variables de generación, y los costos de mantenimiento de las centrales generadoras y las instalaciones de transmisión; las pérdidas corresponderán a las de transmisión troncal e interconexiones; y el costo de la energía no servida, a aquella que resulta en cada caso, dadas las normas de seguridad y calidad vigentes.

Los proyectos de interconexión que no cumplan con la condición de reducir los costos globales según aquí definidos podrán ser desarrollados como interconexiones no troncales, o adicionales."

- Puesta en votación la indicación, fue rechazada por 4 votos a favor y 8 votos en contra.

*****Los Diputados señores Encina, Girardi, Jarpa, Leal Lorenzini, Muñoz, don Pedro, Rossi, Valenzuela y Vilches formularon una indicación para agregar el siguiente artículo 71°-26-2:

"Artículo 71°-26-2: El estudio de expansión de la transmisión definido en el artículo 71°-12 determinará la rentabilidad social de él o los proyectos de interconexión que los particulares, empresas eléctricas generadoras, transmisoras, o comercializadoras, o los consultores, presenten para ser considerados en dicho estudio. Dicho estudio deberá tomar en consideración lo establecido en los artículos 71°-12, 71°-13, 71°-14 y 71°-15.

El estudio deberá basarse en la simulación y comparación de dos esquemas básicos de desarrollo y operación de los sistemas eléctricos considerados. El primero, la expansión y operación aislada de cada sistema, y el segundo, la expansión y operación de los dos sistemas interconectados. En cada caso, se simulará la expansión y operación considerando tres hidrologías tipo (seca, media y húmeda), las características técnicas y de operación de las centrales y sistemas de transmisión existentes, los proyectos identificados por las distintas empresas, y los demás antecedentes necesarios para evaluar los costos globales de suministro al nivel de generación-transmisión en los dos esquemas de desarrollo.

El horizonte de simulación deberá ser de por lo menos 10 años a partir de la puesta en marcha del proyecto de interconexión, y considerar diversos escenarios de demanda en cada sistema. El estudio deberá proyectar en forma detallada todas las

categorías de costos mencionadas en el artículo 71°-26-1, y explicitar los fundamentos para su cálculo.

El estudio deberá calcular los beneficios (o pérdidas) netos del proyecto, es decir, la diferencia en los costos globales en ambos esquemas de desarrollo y operación. Deberá calcular también las diferencias por tipos de costos, y la distribución de los beneficios y costos entre diversos actores del mercado, es decir, las empresas y consumidores de ambos sistemas.

> Identificado en el estudio un proyecto como la interconexión troncal, es decir, una interconexión que permite reducir los costos globales esperados del suministro de electricidad tomando en cuenta ambos sistemas iniciales, el mismo estudio deberá determinar la distribución del peaje anual a ser pagado al transmisor por parte de los usuarios de la interconexión; dicha distribución se determinará de acuerdo a lo establecido en el artículo 71°-30-1. El monto total del peaje anual será el que resulte de la licitación del proyecto, y se mantendrá constante en términos reales por un período mínimo de 20 años. Durante ese período, será ajustado de acuerdo a fórmulas de indexación que representen los principales conceptos de costos de las instalaciones."

- Puesta en votación la indicación, fue rechazada por 4 votos a favor y 8 votos en contra.

*****Los Diputados señores Encina, Girardi, Jarpa, Leal Lorenzini, Muñoz, don Pedro, Rossi, Valenzuela y Vilches formularon una indicación para agregar el siguiente artículo 71°-26-3:

> "Artículo 71°-26-3.- Una vez construida una interconexión troncal, esta será operada como cualquier otra línea de transmisión troncal; las instalaciones de generación y transmisión de ambos sistemas eléctricos pasarán a ser operados como uno sólo. Para ello, deberá estructurarse un CDEC único, en un plazo no mayor de seis meses de puesta en operación la interconexión."

- Puesta en votación la indicación, fue rechazada por 4 votos a favor y 8 votos en contra.

*****El Ejecutivo presentó una indicación para reemplazar el artículo 71°-26, por el siguiente:

> "Artículo 71º-26.- Las instalaciones de transmisión que interconecten sistemas eléctricos independientes y que no

sean calificadas como troncales, se deberán operar como líneas e instalaciones adicionales, pertenecientes a uno de los sistemas que interconectan y se financiarán a través de peajes determinados por contratos privados. Los sistemas que se interconectan a través de estas líneas se mantendrán como sistemas independientes y entre ellos operarán precios libres.”.

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, explicó que el estudio de desarrollo del sistema de transmisión no excluye para nada el estudio de interconexión, pues deben estudiarse todas las posibilidades sensatas. Por ende, no se puede entender que se ha desechado la posibilidad de que se estudien proyectos de interconexión. En definitiva, la interconexión será uno de los temas que tendrá que considerar el consultor.

Con la indicación que presentó el Gobierno se reemplaza el artículo 71-26 y señaló que si hay instalaciones de transmisión que no son troncales, los peajes se determinarán por contratos privados.

- Puesta en votación la indicación, fue aprobada por 9 votos a favor y 3 abstenciones. En consecuencia, se dio por desechado el artículo 71°-26 del proyecto original.

Artículo 71°-27.

“En el período de cuatro años que medie entre la realización de dos estudios de expansión y valorización de la transmisión troncal, el plan de expansión y valorización vigente sólo podrá ser revisado y modificado a petición formal de una o más empresas eléctricas o usuarios no sometidos a regulación de precios que tengan contrato directamente con generadores, en caso de que se superen los rangos de validez de los supuestos de oferta y demanda establecidos en el informe técnico señalado en el artículo 71º-19.

La revisión y modificación del plan de expansión y valorización se realizará mediante el mismo procedimiento previsto para la determinación inicial y considerando iguales criterios y exigencias. El costo del estudio que deba realizarse será de cargo del o de los solicitantes.

Sin perjuicio de lo establecido en el inciso anterior, el reglamento establecerá las correcciones y adecuaciones que se podrán aplicar al procedimiento de revisión, de acuerdo con el tipo y entidad de las modificaciones que se soliciten. Asimismo, el reglamento regulará la forma en que las

modificaciones que se introduzcan en el plan de expansión y valorización serán incorporadas en el pago de instalaciones de transmisión troncal."

En este artículo se contempla una revisión al estudio en caso de que las circunstancias en que el mismo se realizó cambien sustancialmente. Los cambios que ameriten solicitar una revisión deberán estar claramente establecidos a priori en el informe técnico respectivo por el consultor. Esto, a fin de evitar arbitrariedaddes de cualquiera de las partes, ya sea desde el regulador o desde las empresas.

La revisión se hará igualmente en base a un estudio y a criterios económicos y exigencias de calidad. El costo será de las empresas que reclamen la revisión.

*****Los Diputados señores Leay, García-Huidobro; González, doña Rosa; Rojas y Vilches formularon una indicación para modificar, en la indicación sustitutiva del artículo 71°-27, propuesta por el Ejecutivo, lo siguiente:

a) Intercálase, a continuación de la expresión: "Artículo 71°-27" y antes del adverbio "Anualmente", el siguiente inciso primero, pasando el actual inciso único a ser segundo:

"La CNE enviará, cada cuatro años, al CDEC un informe que contenga los resultados del estudio indicativo de expansión del sistema troncal. El informe se referirá específicamente a:

I.- La identificación de las obras de ampliación de transmisión troncal, su respectivo VI y COMA por tramo, de acuerdo a la fecha de entrada en operación, dentro del cuatrienio tarifario inmediato, con la o las empresas de transmisión troncal responsable de su construcción.

II.- Si correspondiere, la identificación de las nuevas obras de transmisión y subtransmisión, con sus respectivos VI y COMA referenciales, cuyo inicio de construcción se proyecte para el cuatrienio tarifario inmediato."

b) Reemplázase, en el inciso único, que pasó a ser segundo, la frase *"contenidas en el decreto indicado en el artículo 71°-20,"* por la frase *"contenidas en el informe de la CNE al cual se refiere el inciso anterior,"*.

c) Agrégase, en el inciso único, que pasó a ser segundo, el término *"modificación,"* entre las palabras *"realización"* y *"postergación"*.

d) Reemplázase, en el inciso único, que pasó a ser segundo, la palabra *“decreto”* por *“informe”*.

e) Elimínase, en el inciso único, que pasó a ser segundo, la frase final: *“y, en su caso, se proceda a la modificación del respectivo decreto por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción”*.

f) Agrégase el siguiente inciso tercero, nuevo:

> “Si surgieran discrepancias respecto de la decisión adoptada por el Consejo Directivo de Ministros, entonces cualquiera de los participantes o usuarios e instituciones interesadas podrán solicitar la opinión del panel de expertos a que se refiere el Título VI de esta ley. El reglamento establecerá los plazos y el procedimiento para resolver las controversias.”

g) Agrégase el siguiente inciso cuarto, nuevo:

> “Si no existiere desacuerdo o una vez recibida la decisión del panel de expertos, el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, dentro de quince días de recibidos los informes, mediante decreto expedido bajo la fórmula “Por orden del Presidente de la República” y sobre la base de los informes del panel de expertos y el estudio de la Comisión, fijará las instalaciones del sistema troncal a las que se refieren los puntos I y II de este artículo. El decreto deberá publicarse en el Diario Oficial antes del 15 de diciembre del año que vence el decreto vigente.”

En relación con esta indicación, los patrocinadores, expresaron ser partidarios del estudio de transmisión troncal cada cuatro años, pero que sea un estudio indicativo y referencial. Además, que la fijación del valor de la inversión, del COMA y de la indexación, obviamente lo señale el precio. Pero, en el caso de las ampliaciones o interconexiones, el estudio debiera ser referencial e indicativo, debido a la gran variabilidad del mercado eléctrico. Esto significa que lo programado para varios años más puede no tener aplicabilidad. Por ejemplo, si este estudio de hubiese hecho en 1995, el consultor habría considerado unas variables de crecimiento, demanda y construcción de centrales muy distintas de la realidad que ya se vislumbraba en 1997, en que hubo recesión y caída de los niveles internos de consumo.

Por eso, se propone que el estudio sea indicativo y referencial y que sea remitido al CDEC, el que deberá analizarlo cada año e informar a la Comisión Nacional de Energía las necesidades de expansión, según su punto de vista. Hecho el estudio con participación de todos los agentes involucrados, si existiere alguna duda podrá recurrirse al panel de expertos.

Por lo tanto, el estudio es indicativo hasta que se revisa por el panel de expertos y se sanciona por la Comisión Nacional de Energía.

- La Comisión acordó votar la indicación por letras.

- Puestas en votación las letras a), b), d), e) f) y g) de la indicación, fueron rechazadas por 4 votos a favor, 6 en contra y 1 abstención.

- Puesta en votación la letra c) de la indicación, fue aprobada por 9 votos a favor y 1 abstención.

*****El Ejecutivo presentó una indicación, para sustituir el artículo 71°-27 por el siguiente:

> "Artículo 71°-27.- Anualmente, la Dirección de Peajes del CDEC analizará la consistencia de las instalaciones de desarrollo y expansión del sistema troncal contenidas en el decreto indicado en el artículo 71-20, con los desarrollos efectivos en materia de inversión en generación eléctrica y con la evolución de la demanda. Como resultado de esta revisión, deberá recomendar, fundadamente, con los criterios utilizados en el estudio de transmisión troncal, la realización, postergación o adelantamiento de las obras de transmisión contempladas en tal decreto. Esta recomendación será comunicada a las empresas que integran el CDEC y a la Secretaría Ejecutiva de la Comisión, la que, oyendo a las empresas, deberá informar al Consejo Directivo de Ministros en el plazo de treinta días, para que éste adopte una decisión y, en su caso, se proceda a la modificación del respectivo decreto por el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción."

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, refiriéndose a la indicación, expresó que ella está directamente vinculada con la errónea impresión que originalmente produjo el proyecto de ley en algunos Diputados, en el sentido de que el estudio venía a planificar desde el Estado el desarrollo del sistema de transmisión y era prácticamente inmodificable. Precisamente, el nuevo artículo 71-27 propuesto en la indicación deja en claro la participación de la Dirección de Peajes del Centro de Despacho Económico de Carga, que anualmente deberá analizar las obras propuestas por el estudio y opinar si son suficientes o insuficientes. Esa opinión debe comunicarse a la autoridad, con la finalidad de corregir el decreto respectivo, para que no haya sobreinversión ni subinversión.

Agregó que, si además se considera la participación del panel de expertos, que servirá de órgano de apelación, la ley quedará bastante participativa y dará una visión de largo plazo del mercado.

Por último, indicó que los criterios utilizados en el estudio de transmisión troncal, que se menciona en el artículo 71-27, están definidos en las bases del estudio y en el artículo 71-2.

- Puesta en votación la indicación del Ejecutivo, con la letra c) de la indicación parlamentaria incluida, fue aprobada por 6 votos a favor y 4 abstenciones.

Artículo 71°-28.

"Los documentos y antecedentes del proceso de fijación de tarifas de transmisión troncal serán públicos para efectos de la ley N°18.575, una vez finalizado el proceso de fijación de tarifas de transmisión troncal. Dicha información deberá estar disponible para consulta y constituirá el expediente público del proceso."

Esta norma se refiere a la publicidad de los documentos y antecedentes, remitiéndose a la ley de probidad, y se dispone expresamente que debe formarse un expediente a fin que los antecedentes sean de fácil y expedita revisión y conocimiento público.

- Puesto en votación el artículo 71°-28, fue aprobado, sin debate, por 8 votos a favor y 1 abstención.

Artículo 71°-29.

"En cada sistema interconectado, y en cada tramo, la empresa de transmisión troncal que corresponda deberá recaudar anualmente el valor de la transmisión por tramo de las instalaciones existentes, definido en el artículo 71º-9. Este valor constituirá el total de su remuneración anual.

Para efectos del inciso anterior, deberá cobrar un peaje total por tramo. El "peaje total por tramo" es el valor de la transmisión por tramo, definido en el artículo 71º-9, menos el ingreso tarifario esperado por tramo.

El "ingreso tarifario esperado por tramo" es la diferencia que resulta de la aplicación de los costos marginales de la operación esperada del sistema, respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía en dicho tramo, calculados según se señala en el artículo 71º-32.

Asimismo, el propietario del sistema de transmisión troncal tendrá derecho a percibir provisionalmente los ingresos tarifarios reales por tramo que se produzcan. El "ingreso tarifario real por tramo" es

la diferencia que resulta de la aplicación de los costos marginales de la operación real del sistema, respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía en dicho tramo.

El reglamento deberá establecer los mecanismos y procedimientos de reliquidación y ajuste de estos ingresos tarifarios, de manera de asegurar que la o las empresas de transmisión troncal perciban exactamente la remuneración definida en el inciso primero, y, asimismo, que las empresas generadoras, las empresas distribuidoras, por efecto de sus clientes sometidos o no a regulación de precios, y los usuarios no regulados que tengan contrato directamente con generadores, paguen de acuerdo con los porcentajes de uso señalados en el artículo siguiente."

A partir de este artículo se comienza a tratar el sistema de cobro del valor de la transmisión, estableciéndose el principio general del pago total del troncal a la empresa transmisora respectiva. Se señala expresamente que deberán descontarse los ingresos tarifarios, que es un ingreso que se produce en el mercado eléctrico producto de las diferencias de los costos marginales en cada barra del sistema (principalmente por pérdidas de energía a través de las líneas). Se define el concepto.

Se dispone, además, que el reglamento establezca el método para reliquidar si corresponde, para evitar que el transmisor reciba más o menos del valor del troncal.

*****El Ejecutivo formuló una indicación, para introducir las siguientes modificaciones al artículo 71°-29:

a) Sustitúyense sus incisos primero y segundo, por los siguientes:

"Artículo 71º-29.- En cada sistema interconectado y en cada tramo, la empresa de transmisión troncal que corresponda deberá recaudar anualmente el valor anual por tramo de las instalaciones existentes, definido en el artículo 71º-9. Este valor constituirá el total de su remuneración anual.

Para efectos del inciso anterior, la empresa deberá cobrar un peaje por tramo, equivalente al valor anual por tramo, definido en el artículo 71º-9, menos el ingreso tarifario esperado por tramo.".

b) Reemplázase su inciso final por el siguiente:

"El reglamento deberá establecer los mecanismos y procedimientos de reliquidación y ajuste de estos ingresos tarifarios, de manera de asegurar que la o las empresas de transmisión troncal perciban la

remuneración definida en el inciso primero este artículo y, asimismo, que las empresas propietarias de medios de generación y las que efectúen retiros a que se refiere el Artículo 71º-8, paguen de acuerdo a los porcentajes de uso señalados en el artículo siguiente.”.

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

*****Los Diputados señores García-Huidobro; González, doña Rosa; Leay, Mulet, y Rojas formularon una indicación para reemplazar, en el inciso primero de la indicación del Ejecutivo, la expresión *“valor anual por tramo”* por *“valor anual de la transmisión por tramo”*.

La Jefa del Departamento de Desarrollo de Mercados del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, señora Butelmann, explicó que el “valor por tramo” es distinto del “valor anual por tramo”, por efectos de la anualidad. Con la indicación se persigue que no se pueda cobrar cada año todo el capital.

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

- Puesto en votación el artículo 71°-29 con las indicaciones precedentes, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes.

Artículo 71°-30.

“El pago del peaje total de cada tramo, definido en el artículo 71º-29, a las empresas de transmisión troncal, será efectuado por los usuarios del respectivo sistema de transmisión troncal, es decir, por los propietarios de las centrales, los distribuidores y los usuarios no sometidos a fijación de precios que tengan contrato directamente con generadores, conforme se indica a continuación:

a) Los propietarios de las centrales pagarán, por el uso que sus inyecciones hacen del sistema de transmisión troncal, el equivalente al 50% del peaje total de cada tramo.

b) Las empresas distribuidoras y los usuarios no sometidos a regulación de precios que tengan contrato directamente con generadores, pagarán, por el uso que sus retiros hacen del sistema de transmisión troncal, el equivalente al restante 50% del peaje total de cada tramo. En este caso, el cargo asociado a este peaje se establecerá por barra de retiro.

Estos valores serán calculados por el respectivo Centro de Despacho Económico de Carga o CDEC según lo señalado en la presente ley y el reglamento.

No obstante lo previsto en este artículo, cualquier usuario podrá pagar el

costo de transmisión que corresponda a otro obligado al pago, en virtud de los acuerdos o contratos que existan entre ellos. De otro modo, dichas estipulaciones contractuales darán lugar a las compensaciones que correspondan entre las partes contratantes, pero no eximirán del pago que corresponda a cada usuario del sistema de transmisión troncal."

A partir de esta norma y hasta el artículo 71-35, se definen los parámetros que sustentan la fijación de los peajes en el sistema interconectado, lo cual se estructura sobre la base de los siguientes elementos.

En primer lugar, el transporte por sistemas de transmisión troncal, que son definidos por decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, estarán conformados por aquellas instalaciones que presenten dos características copulativas: que sean económicamente eficientes y necesarias para el funcionamiento competitivo del sistema, conforme se señaló más arriba.

Dichas instalaciones tendrán una remuneración compuesta por la anualidad del valor de inversión de las instalaciones, más los costos anuales de operación, mantenimiento y administración (V.I. + COMA).

En la especie, las empresas generadoras pagarán un cargo por el uso que sus inyecciones de energía hacen de la red, equivalente al 50% del peaje total de cada tramo.

De esta forma, las empresas distribuidoras y los clientes libres pagarán un cargo equivalente al restante 50% del peaje total de cada tramo, por el uso de la red en función de sus retiros de energía.

El CDEC, por su parte, deberá establecer para el año calendario las energías medias transitadas esperadas por cada tramo del sistema de transmisión troncal, mediante modelos que incorporen adecuadamente el sistema de transmisión, simulando la operación del sistema interconectado, ejercicio en el que un supuesto sea asegurar el abastecimiento de la demanda en las condiciones de seguridad y calidad que establece esta ley.

Asimismo, este organismo deberá utilizar un mecanismo técnico de prorratas de amplia aceptación, que permita en forma clara y simple determinar el pago que realiza cada agente al

sistema de transmisión. Este procedimiento deberá ser aprobado por la CNE.

*****El Diputado señor Araya formuló una indicación para sustituir el inciso primero del artículo 71°-30 por el siguiente:

> "El pago de peaje total de cada tramo definido en el artículo 71°-29 a las empresas de transmisión troncal será efectuado por los propietarios de las centrales generadoras. Estos peajes se pagarán por el uso que sus inyecciones hacen del sistema de transmisión troncal, estableciéndose el cargo asociado a este peaje, por barra de retiro."

- Puesta en votación la indicación, fue rechazada por 8 votos en contra y 1 abstención, en razón de haber sido formulada al texto original del artículo 71°-30, en cual fue sustituido.

*****La Diputada señora González, doña Rosa, y los Diputados señores Bertolino, Encina, Jarpa y Vilches formularon una indicación para agregar el siguiente inciso final al artículo 71°-30:

> "La boleta o factura que extienda el concesionario de un servicio de distribución a sus clientes deberá señalar en forma separada los cobros por concepto de energía, potencia, transmisión troncal, subtransmisión, distribución y cualquier otro cargo que se efectúe en ella."

Los patrocinantes de la indicación señalaron que la finalidad que se presigue es que en la boleta final al consumidor se establezca claramente cada uno de los ítem que se cobran: energía, potencia, transmisión troncal, subtransmisión, distribución, etcétera. Su finalidad es incorporar una medida de transparencia para el cobro o los cobros que se les realicen a los consumidores.

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, señaló que técnicamente es posible calcular e individualizar el costo de cada uno de los puntos indicados. Sin embargo, ello implica un alto costo, el que finalmente será traspasado al consumidor, por lo que solicita que quede encomendada al reglamento la determinación de si tal desglose debe hacerse cada uno, dos, seis o doce meses.

- Puesta en votación la indicación, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes, con el siguiente agregado, a continuación del punto y aparte (.), que pasa a ser coma (,): "en la forma y periodicidad que determine el reglamento.".

*****El Ejecutivo presentó una indicación para sustituir el artículo 71°-30 por el siguiente:

“Artículo 71º-30.- La obligación de pago de las empresas usuarias del respectivo sistema de transmisión troncal y la repercusión de ese pago en los usuarios finales, se regirán por las siguientes reglas:

A) A los usuarios finales se aplicará un cargo único, por concepto de uso del sistema troncal, en sus consumos de energía efectuados hasta una potencia de cinco megawatts.

Para determinar el cargo único, se calculará la participación porcentual que el consumo señalado tiene en el total de la energía retirada de la respectiva barra del sistema troncal.

Los porcentajes que resulten se aplicarán al pago total por energía retirada que corresponde a dicha barra, establecido en conformidad a las letras D y E de este artículo, determinando de esta forma el aporte monetario que los consumos señalados efectúan a la remuneración del sistema troncal.

El monto del cargo único será equivalente a la suma de los aportes monetarios calculados en el inciso anterior, dividida por la energía total retirada por los consumos señalados en el párrafo primero de esta letra.

Las diferencias que se produzcan entre las recaudaciones obtenidas por la aplicación de los cargos señalados, y los pagos efectuados por la aplicación del peaje unitario indicado en la letra siguiente a los consumos señalados en esta letra deberán ser reliquidadas entre las empresas que retiran energía del sistema troncal.

B) Los propietarios de centrales de generación eléctrica pagarán un peaje de inyección que será equivalente a la suma de los pagos que les corresponden en el financiamiento de los tramos del área de influencia común y de los tramos del sistema troncal no incluidos en el área de influencia común.

Las empresas que efectúen retiros pagarán por cada unidad de energía, un peaje unitario de retiro que se establecerá por barra de retiro y será equivalente a la suma de los pagos que corresponden a dicha barra en el financiamiento de los tramos del área de influencia común y de los tramos del sistema troncal no incluidos en tal área, dividido por la energía total retirada en esa barra.

C) Área de influencia común es el área, fijada para efectos de remuneración del sistema troncal, constituida

por el conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos de dicho sistema, en la que concurren, simultáneamente, las siguientes características:

1.-Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la inyección total de energía del sistema;

2.-Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la demanda total del sistema; y

3.-Que la densidad de la utilización, dada por el cuociente entre el porcentaje de inyecciones dentro del área de influencia común respecto de las inyecciones totales del sistema y el porcentaje del V.I. de las instalaciones del área de influencia común respecto del V.I. del total de instalaciones del sistema troncal, sea máxima.

El reglamento establecerá el procedimiento que, sobre la base de las características señaladas, se deberá aplicar para definir el área de influencia común del sistema de transmisión troncal, en cada sistema eléctrico. Su revisión y, en su caso, actualización, se efectuarán en el estudio de transmisión troncal.

D) En los tramos pertenecientes al área de influencia común del sistema troncal, el pago del peaje total de cada tramo se repartirá conforme a lo siguiente:

1.-Los propietarios de las centrales de generación eléctrica financiarán el ochenta por ciento del peaje total de los tramos pertenecientes al área de influencia común del sistema troncal, a prorrata del uso esperado que sus inyecciones hacen de cada tramo.

2.-Las empresas que efectúen retiros financiarán el veinte por ciento restante del peaje total de los tramos del área de influencia común del sistema troncal, a prorrata del uso esperado que sus retiros hacen de cada tramo.

E) En los tramos del sistema troncal que no pertenezcan al área de influencia común, el pago del peaje total de cada tramo se asignará de la siguiente forma:

1.- El pago final que le corresponderá pagar a cada central generadora por el uso que hacen sus inyecciones de los tramos no pertenecientes al área de influencia común, será igual al valor esperado de los pagos determinados para cada escenario de operación de acuerdo al punto 4 siguiente.

2.- El pago final que le corresponderá pagar a cada empresa que efectúe retiros, por el uso que hacen éstos de los tramos no pertenecientes al área de influencia común, será igual al valor esperado de los pagos determinados para cada escenario de operación de acuerdo al punto 5 siguiente.

3.-Para cada escenario que se pueda dar en la operación del sistema, se simulará el sentido del flujo de potencia en cada tramo.

4.-En los tramos en que el sentido del flujo se dirija hacia el área de influencia común del sistema de transmisión troncal, el pago del peaje total del tramo, definido en el artículo 71º-29, se asignará a los propietarios de las centrales ubicados aguas arriba de los flujos, a prorrata del uso que sus inyecciones hacen del tramo, para dicho escenario.

5.-En los tramos en que el sentido del flujo no se dirija hacia el área de influencia común del sistema de transmisión troncal, el pago del peaje total del tramo se asignará a las empresas que efectúen retiros aguas abajo del flujo, a prorrata del uso que sus retiros hacen del tramo, para dicho escenario.

Los valores indicados en este artículo, así como las reliquidaciones a que hubiere lugar, serán calculados por el respectivo Centro de Despacho Económico de Carga, según lo señalado en la presente ley y conforme los procedimientos que el reglamento establezca.".

- Puesta en votación esta indicación que reemplaza el artículo 71°-30, fue aprobada por 10 votos a favor y 1 abstención. En consecuencia, se da por desechado el artículo 71-30 propuesto en el proyecto de ley original.

*****Los Diputados señores Bertolino, Encina, Jarpa, Leal, Mora, y Mulet formularon una indicación para sustituir, en la letra a) de la indicación del Ejecutivo, aprobada anteriormente, la expresión *"cinco megawatts"* por *"cincuenta megawatts"*.

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, en relación con esta indicación, explicó que el Gobierno fijó 5 MW por razones meramente arbitrarias. Señaló que, salvo que hubieran industrias muy grandes y específicas, que no pueden elegir donde ubicarse, no cree que en el resto el tema del peaje las lleve a reubicarse. Por ende, indicó que no observa que exista mayor problema en elevar el tope de 5 a 50 MW.

Agregó que los cambios de flujo están considerados en el sistema. Por lo tanto, una empresa de 20 MW que se instale en cualquier parte de la red troncal no va a alterar significativamente los flujos.

- Puesta en votación la indicación, fue aprobada por 7 votos a favor, 1 en contra y 3 abstenciones.

*****Los Diputados señores Encina, Girardi; González, doña Rosa; Ibáñez, doña Carmen; Leal, Lorenzini; Muñoz, don Pedro; Navarro y Vilches formularon una indicación para agregar el siguiente artículo 71°-30-1, nuevo:

"Artículo 71°-30-1.- *En el caso de nuevas interconexiones troncales entre sistemas eléctricos previamente independientes, la distribución del peaje anual por tramo se determinará en base a los beneficios netos esperados que los diversos usuarios de la interconexión obtienen por su construcción y operación.*

El estudio definido en el artículo 71-12 deberá identificar los cambios en los costos marginales a nivel de generación-transporte, en ambos sistemas, y sobre esta base estimar los beneficios que serán percibidos en cada uno de los sistemas originales, por los siguientes conceptos: reducción esperada de precios de nudo en el caso de los consumidores regulados; valor esperado de la reducción de costos marginales en los nudos de compra por parte de los comercializadores de energía a clientes finales libres, en ambos sistemas eléctricos; valor esperado del aumento de costos marginales en los nudos de venta de energía y potencia en el caso de los productores de ambos sistemas eléctricos.

El estudio estimará la proporción de los beneficios globales percibidos por los consumidores, comercializadores y generadores de ambos sistemas.

> El peaje total se distribuirá entre los segmentos mencionados de acuerdo a la proporción en que se distribuyen los beneficios, según el estudio. El peaje será cobrado a través de cargos por retiro y cargos por inyección, asignados por nudos, para la totalidad del sistema, según lo establezca el reglamento."

Los patrocinantes de la indicación manifiestaron que hay varias formas de plantear la interconexión, cuya línea puede ser o no ser troncal. Si la línea es troncal, se aplica lo dispuesto en los artículo 71-12 y 71-30. Si la línea de interconexión no es troncal, los peajes se acuerdan mediante contratos privados. Sin embargo, puede existir una tercera alternativa, que es la que plantea la indicación: si una interconexión hace bajar las tarifas del sistema, puede tener un régimen tarifario o de peajes distinto.

Por ende, el sistema de pago propuesto no contraviene lo ya aprobado. Por el contrario, constituye una alternativa para la interconexión y, más aun, la facilita.

Expresaron que no se puede esgrimir que en el país existirá sólo un sistema de pago de peajes, pues, de acuerdo con el propio artículo 71-30, ese peaje puede tener dos formas de pago: 80%-20% en el área de influencia común, y 70%-30% fuera del área de influencia común. Por eso, es perfectamente factible que se pueda establecer un tercer concepto para la unión de dos sistemas eléctricos independientes a través de una línea de interconexión calificada de troncal.

Por último, explicaron que con esta indicación se busca preservar el oligopolio existente. Negarse a buscar un criterio flexible para el pago de la línea de interconexión implica favorecer el monopolio de una de las tres grandes empresas de generación existentes

en el país. Por eso, claramente se propone un sistema de cobro distinto, lo cual es perfectamente legítimo.

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, expresó que, si las nuevas instalaciones de interconexión pasan a formar parte del troncal, se les aplicará el sistema de peajes ya definido en el artículo 71-30. Agregó que en la modalidad de peajes aprobada no hay dos sistemas distintos, sino que uno solo, con dos metodologías de cálculo: estampillado en el área más densa (área de influencia común) y caso a caso fuera del área de influencia común. Si en el largo o mediano plazos toda la red troncal cumpliera la condiciones del área de influencia común, toda la red va a ser pagada en 80% por los generadores y 20% por los consumidores.

Sin embargo, mediante la indicación se incorpora un nuevo sistema de cobro de peajes, sobre la base de los beneficios de los usuarios. Es cierto que pudiera haber un sistema más barato que el existente, pero ya está contemplada en la ley esa situación, así como la posibilidad de que el proyecto de interconexión sea construido por los privados y que sean ellos los que pacten la forma de cobro.

Lo complicado que pudiera tener la indicación es que, por establecer una nueva forma de cobro de peajes, se frustren proyectos más baratos. Además, el nuevo criterio para apreciar determinado tramo de la red de transmisión significa cambiar el criterio económico ya aprobado.

Planteó que todas las líneas de transmisión deben ser medidas con el mismo criterio. Sin embargo, la indicación incorpora un nuevo criterio, que se aplica sólo a un tramo de la línea, que después puede pasar a formar parte del sistema general.

Además, puede existir el riesgo de que cambien los beneficios netos obtenidos por los usuarios de la interconexión, dependiendo del movimiento de los flujos.

- Puesta en votación la indicación, fue rechazada por 3 votos a favor y 8 en contra.

*****Los Diputados Álvarez-Salamanca y Bertolino formularon una indicación para agregar el siguiente artículo 71°-30-1, nuevo:

"Artículo 71°-30-1.- *Cualquier línea de transmisión, sea troncal o de otra naturaleza, que interconecte sistemas eléctricos independientes permitiendo minimizar el costo total actualizado de abastecimiento para los consumidores conforme al artículo 71°-12, será financiada conforme al esquema de peajes contemplado en esta ley."*

Los patrocinantes de la indicación señalaron que la norma que se incorpora tiene por objeto aplicar el sistema de peajes ya aprobado a las instalaciones de interconexión que conecten sistemas eléctricos previamente independientes.

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

Artículo 71°-31.

"Para los efectos de determinar los pagos indicados en el artículo anterior, el CDEC deberá contar con un registro público de empresas generadoras, distribuidoras y usuarios no sometidos a regulación de precios que tengan contrato directamente con generadores. Asimismo, deberá contar con un sistema público de toda la información técnica y comercial, según la modalidad y oportunidad que estipule el reglamento, que permita determinar los pagos que cada una de estas empresas y clientes deben hacer al propietario del sistema de transmisión Troncal."

Se establece esta norma de publicidad e información por parte de los CDEC, a fin que los futuros inversionistas o usuarios del sistemas tengan los datos del sistema de peajes, contratos vigentes, precios, etcétera. Es una norma de transparencia e información para el desarrollo del sistema de transmisión troncal, especialmente dado su carácter de servicio público.

*****El Diputado señor Araya formuló una indicación para sustituir el artículo 71-31 por el siguiente:

"Artículo 71°-31. *Para los efectos de determinar los pagos indicados en el artículo anterior, el CDEC deberá contar con un registro público de empresas generadoras. Asimismo, deberá contar con un sistema público de toda la información técnica y comercial, según la modalidad y oportunidad que establezca el reglamento, que permita determinar los pagos que cada una de estas empresas deben hacer al propietario del sistema de transmisión Troncal."*

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, señaló que, de la lectura de la indicación, se desprende que se elimina del registro público del CDEC a las empresas distribuidoras y a los clientes libres. Sin embargo, si no están en el registro público, no se podrá saber cómo pagan. La indicación tenía sentido bajo el sistema de peaje 100%-0%, pero ahora carece de sentido.

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

- Puesto en votación el artículo 71-31, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes.

Artículo 71°-32.

"La determinación de la participación de los usuarios señalada en el artículo 71º-30 se basará en un análisis del uso esperado que éstos hacen del sistema de transmisión Troncal y será realizado por el CDEC en base a modelos de simulación que cumplan las características definidas en el reglamento, y que deberán ser aprobados por la Comisión.

Para estos efectos, el CDEC deberá simular la operación del sistema interconectado, asegurando el abastecimiento de la

demanda en las condiciones de seguridad y calidad que establece la ley y el reglamento. Asimismo, para dicha simulación, este organismo deberá considerar y ponderar los distintos escenarios que se puedan dar en la operación del sistema en el año respectivo, conforme se especifique en el reglamento, y teniendo presente a lo menos lo siguiente:

a) Para la oferta, centrales existentes y en construcción, características técnicas y costos de producción y períodos de mantenimiento programado de las mismas, las distintas condiciones hidrológicas, así como toda otra variable técnica o contingencia relevante que se requiera.

b) Para el sistema de transmisión, representación topológica de instalaciones existentes y en construcción, hasta el nivel de tensión que señale el reglamento, y sus respectivas características técnicas, y condiciones de operación acordes con las exigencias de calidad y seguridad de servicio vigentes.

c) Para la demanda de energía, su desagregación mensual y representación sobre la base de bloques de demanda por nudo, de acuerdo a las características propias de consumo de cada nudo.

El reglamento establecerá los procedimientos para determinar la participación individual de cada central y de cada barra de retiro del sistema de transmisión Troncal, en el uso del respectivo tramo.

Asimismo, el reglamento establecerá el mecanismo de ajuste de la participación esperada en el uso del sistema de transmisión Troncal, en caso de atrasos o adelantos de centrales generadoras o instalaciones de transmisión."

En este artículo se establecen los aspectos técnicos que deberá considerar el organismo coordinador del sistema eléctrico (CDEC) a fin de calcular el uso que cada empresa eléctrica o usuario final no sometido a regulación hace de la red. El reglamento deberá señalar el detalle de esta operación, pero en la ley están los aspectos a considerar y básicamente se trata de una modelación o proyección de las diversas operaciones que se pueden dar en un año, con distintas variables. Esto, a fin de proyectar el uso y cobrar conforme a esa proyección. Posteriormente, una vez ocurrida la operación, al año siguiente se reliquida si varió en forma determinante.

*****La Diputada señora González, doña Rosa, y los Diputados señores Bertolino, Encina, Jarpa y Vilches formularon una indicación para intercalar, en el inciso primero del artículo 71-32, a continuación de la palabra "*troncal*", la frase "*y como cada uno de ellos contribuye al flujo neto total de energía en las líneas, lo que*".

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

*El Ejecutivo presentó una indicación para introducir las siguientes modificaciones en el artículo 71°-32:

a) Reemplázanse los incisos primero y segundo por los siguientes:

“Artículo 71°-32.- La determinación de las prorratas de las empresas usuarias, señaladas en las letras D y E del artículo 71-30, se basará en un análisis del uso esperado que las mismas hacen del sistema de transmisión troncal, el que será realizado por el Centro de Despacho Económico de Carga sobre la base de modelos de simulación y de participación de flujos que cumplan las características definidas en el reglamento, y previamente aprobados por la Comisión. Estos modelos de simulación también serán utilizados para calcular el ingreso tarifario esperado por tramo señalado en el artículo 71-29.

Para estos efectos, el Centro de Despacho Económico de Carga deberá simular la operación del sistema interconectado, para los siguientes cuatro años, conforme a lo indicado en el artículo 71-34, utilizando los resultados del informe técnico definitivo señalado en el artículo 71-20, y asegurando el abastecimiento de la demanda en las condiciones de seguridad y calidad que establece la ley y el reglamento. Asimismo, para dicha simulación, este organismo deberá considerar y ponderar los distintos escenarios que se puedan dar en la operación del sistema, conforme se especifique en el reglamento, y teniendo presente a lo menos lo siguiente:”.

b)Agréganse, a continuación de la letra c), las siguientes letras d) y e), nuevas:

“d) Si, para un escenario, la participación asignable a una central resulta ser contraria al flujo del tramo en dicha condición, la prorrata de dicha central será nula en tal escenario.

e) Si, para un escenario, la participación asignable a un retiro resulta ser contraria al flujo del tramo en dicha condición, la prorrata de dicho retiro será nula en tal escenario.”.

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

*****La Diputada señora González, doña Rosa, y los Diputados señores Bertolino, Encina, Jarpa y Vilches formularon una indicación para agregar, en el inciso tercero del artículo 71°-32, una frase final, sustituyendo el punto aparte por una coma y agregando la frase “*según la contribución esperada de cada uno de ellos*”.

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

- Puesto en votación el artículo 71°-32 con la indicación del Ejecutivo aprobada, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes.

Artículo 71°-33.

“Si una ampliación de transmisión en un Sistema de Transmisión Troncal establecida en el decreto de expansión y valorización de la transmisión troncal retrasa su entrada en operación, y dicho atraso es imputable al propietario del respectivo tramo, éste deberá retribuir mensualmente a los propietarios de las centrales generadoras afectadas, un monto equivalente al mayor costo en que ellos incurrieron a consecuencia del atraso, de acuerdo a los procedimientos que establezca el reglamento.

El monto mensual máximo a pagar por la empresa transmisora por este concepto, no podrá ser superior a cinco veces el valor mensual del tramo correspondiente.”

Se establece en esta norma el mecanismo de sanción para el caso que una obra de transmisión, que debe hacerse por haber salido en el estudio del troncal, se retrasa. La sanción está en base a los costos del retraso, es decir, al daño que causó ese hecho. Se idea como un mecanismo de retribución entre particulares, es decir, entre los causantes y los afectados con el atraso. No se trata de una multa que va al fisco. Se estima que este mecanismo es más eficiente en un sector como el eléctrico, dado el nivel de inversiones, y sirve como un efecto autoregulador, que tiene menor costo para el Estado.

*****La Diputada señora González, doña Rosa, y los Diputados señores Bertolino y Vilches formularon una indicación para intercalar, en el inciso primero del artículo 71°-33, entre la expresión “mayor costo” y la palabra “en”, la frase *“de despacho de generación”*; e intercalar en dicho inciso primero, entre la palabra “incurrieron” y la expresión “a consecuencia”, la frase *“por congestión debida a limitación de capacidad en el tramo respectivo”*.

Los patrocinadores de la indicación señalaron que la modificación tiene por objeto especificar cuál es el mayor costo que deberá retribuir el transmisor a las generadoras en caso de atraso de la entrada en operación de una ampliación de transmisión establecida en el decreto de transmisión troncal.

Además, si hay un atraso en la puesta en operación de una instalación de transmisión, el propietario del tramo del sistema de transmisión respectivo debe retribuir a los generadores que se ven

perjudicados por dicho atraso. En consecuencia, es necesario especificar cuál es ese costo que se va a pagar.

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, explicó que el mayor costo de que habla el artículo es el costo eléctrico, en general. Agregó que no parece necesario hacer una mayor especificación, pues el contenido del costo que el transmisor debe retribuir al generador es el que se determine en cada caso, ya sea por las partes de común acuerdo o por el comité pericial permanente. Además, de acotarse, podrían dejarse afuera muchas situaciones no previstas. Por último, la expresión “de despacho de generación” que propone la indicación es poco afortunada.

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

- Puesto en votación el artículo 71°-33, con la indicación anterior, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes.

*****Además, se presentaron las siguientes indicaciones al Artículo 71°-33:

1. De la Diputada señora González y de los Diputados señores Bertolino y Vilches, para agregar los siguientes incisos finales en el artículo 71-33:

> “Si la fecha de entrada en operación de una central que fue comprometida por su propietario en el estudio de expansión y valorización de la transmisión troncal se retrasa por razones imputables al propietario de la central, éste deberá retribuir mensualmente a los propietarios de las otras centrales generadoras afectadas, un monto equivalente al mayor costo de despacho de generación en que ellos incurrieron a consecuencia del atraso, de acuerdo a los procedimientos que establezca el reglamento.
>
> *El monto mensual máximo a pagar por el propietario de la central por este concepto no podrá ser superior a cinco veces el valor mensual de la potencia firme de la central.”*

2. De los Diputados señores Leay, García-Huidobro, y González, doña Rosa, para agregar el siguiente inciso tercero, nuevo, al artículo 71°-33:

> “Los generadores que hubieren comprometido la entrada en operación de una central y como resultado de lo cual debiese ejecutarse una ampliación del sistema de transmisión troncal, deberán garantizar el

pago del respectivo peaje a la empresa transmisora. Dicha garantía será transable."

Los patrocinadores de las indicaciones plantearon que al hacer las modificaciones propuestas se podría castigar el atraso de los generadores al no poner en marcha una central cuya entrada en operación haya sido comprometida. Pero, al mismo tiempo, se busca acotar la multa.

Por otra parte, señalaron que si una empresa generadora se compromete a construir una central, evidentemente habrá otras empresas que se abstendrán de llevar a cabo sus proyectos de generación. Podría ocurrir que la central se construya, pero que el propietario decida no operarla, para que suba el precio de la electricidad. Desde ese punto de vista, produciría un daño a los que no quisieron construir la otra central, a la vez que obtendría un beneficio mayor al hacer subir el precio.

Por último, indicaron que la sanción propuesta no constituye una barrera de entrada a la generación, sino un límite a la posibilidad de especulación.

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodriguez, afirmó que no existe un sistema eléctrico en el que las empresas de generación se comprometan a construir una central. Explicó que cuando una central se declara en construcción –situación que ocurre cuando el terreno está adquirido y los permisos ambientales han sido conseguidos- la Comisión Nacional de Energía procede a incluirlas en el plan de obras, en el que se les fija un plazo de construcción. Sin embargo, no hay un sistema de compromiso vinculante o exigible.

El Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, señor Sánchez, añadió que la ley General de Servicios Eléctricos no contempla mecanismo compulsivo alguno en virtud del cual se aplique una multa u otra sanción a un inversionista en generación que por cualquier razón no cumplió los plazos de entrada en operación de una central o suspendió el proyecto. En materia de generación, la ley autoriza el desarrollo de inversiones de acuerdo con la iniciativa privada.

- Puestas en votación ambas indicaciones fueron rechazadas por mayoría de votos.

Artículo 71°-34.

"Antes del 31 de diciembre de cada año, el CDEC deberá hacer públicos y comunicar a sus integrantes los peajes individuales para el año siguiente, asociados a cada central que participe en el sistema y a cada barra del sistema de transmisión troncal."

Esta norma establece que el cálculo de pago de peajes se hace al final de un determinado año y se paga durante el año siguiente. Se establece la fecha en que el CDEC debe comunicar a las empresas esos pagos.

*El Ejecutivo formuló una indicación para sustituir el artículo 71°-34 por el siguiente:

"Artículo 71°-34.- Antes del 31 de diciembre del año en que se inicie la vigencia de un nuevo decreto de fijación de valores por tramo del sistema de transmisión troncal, cada Centro de Despacho Económico de Carga deberá hacer públicos y comunicar a las empresas usuarias del sistema de transmisión troncal, los pagos por peaje que a cada una de ellas corresponda de acuerdo a su uso esperado de las instalaciones del sistema, así como el ingreso tarifario esperado por tramo, para cada uno de los siguientes cuatro años. Los peajes por tramo tendrán asociadas las mismas fórmulas de indexación establecidas en el informe técnico definitivo señalado en el artículo 71°-20.

> Los pagos por peaje y el ingreso tarifario esperado por tramo deberán ser revisados anualmente, y modificados en caso de que no se cumplan los supuestos de dimensionamiento, localización o fecha de entrada en operación de instalaciones futuras, ya sea de transmisión o generación, establecidos en el informe técnico señalado en el artículo 71°-20."

El Jefe de la División Jurídico Legislativa del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, señor Sepúlveda, explicó que este artículo se ubica en la fase final del procedimiento en el que se ha calculado el valor de la transmisión por tramo, se han establecido las reglas de pago del peaje, etcétera. Al final, el CDEC debe determinar cuánto pago le corresponde a cada empresa, lo que debe hacer en cualquier momento en que disponga de la totalidad de los antecedentes, en todo caso antes del 31 de diciembre de cada año. Estos pagos se devengan desde el 1 de enero de cada año.

Agregó que se trata de una norma de publicidad, de información y de estimación de peajes a partir del nuevo decreto tarifario.

- Puesta en votación la indicación, es aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes. Se da por desechado el artículo 71°-34 original.

Artículo 71°-35.

"Toda controversia que surja de la aplicación de los artículos 71º-29 y siguientes deberá ser presentada antes del 31 de enero al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en la forma que establezca el reglamento, el cual deberá resolver dicha controversia antes del 31 de marzo, previo informe de la Comisión.

Una vez resuelta la controversia conforme al inciso anterior, deberá procederse al pago de los peajes individuales a la empresa de transmisión troncal, en la modalidad que disponga el reglamento. En todo caso, el ejercicio de acciones jurisdiccionales no obstará al pago de los peajes señalados."

Este artículo contempla un mecanismo de solución de conflictos genérico, siguiendo el mecanismo que existe actualmente en el DFL N° 1, que consiste en que el Ministro de economía resuelve, previo informe de la CNE que a su vez debe oir a todos los involucrados. Este mecanismo está determinado desde el año 1982 y se optó por presentarlo en el mensaje a fin de no innovar , no obstante que por la importancia de los procesos que se regulan en este proyecto, deberá diseñarse un mecanismo más completo y eficiente.

*****Los Diputados Leay, García-Huidobro y González, doña Rosa, formularon una indicación para reemplazar en el inciso primero del artículo 71°-35 las palabras "al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción," por "*al panel de expertos definido en el Título VI de esta ley*,".

Los patrocinadores explicaron que el único objetivo de la indicación es que las controversias que surjan con motivo de la determinación de los peajes sean sometidas al panel de expertos y no al Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción.

El Jefe de la División Jurídico Legislativa del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, señor Sepúlveda, aclaró que el panel de expertos no sólo resolverá discrepancias referidas a temas de transmisión, sino también de distribución y entre generadores. Por lo tanto, esta materia se entiende comprendida dentro de las atribuciones del panel de expertos. Sin perjuicio de ello, el Ejecutivo está de acuerdo con la indicación.

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

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

Artículo 71°-36.

"El valor anual de los sistemas de subtransmisión será calculado por la Comisión cada cuatro años, con dos años de diferencia respecto del cálculo de valores agregados de distribución establecido en esta ley y el reglamento.

El valor anual de los sistemas de subtransmisión se basará en instalaciones adaptadas a la demanda y eficientemente operadas, y considerará separadamente:

a) Pérdidas medias de subtransmisión en potencia y energía, y

b) Costos estándares de inversión, mantención, operación y administración anuales asociados a las instalaciones. Los costos anuales de inversión se calcularán considerando el V.I. de las instalaciones, dimensionadas para cubrir la demanda y que permitan minimizar el costo actualizado de inversión, operación, mantenimiento y administración en el período de su vida útil, y una tasa de actualización igual al 10% real anual."

Este artículo se refiere al transporte en sistemas de subtransmisión, los que también son definidos por decreto fundado del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y estarán conformados por instalaciones que no son troncales, pero que permiten inyectar energía eléctrica directamente a los puntos de suministro de los sistemas de distribución y de clientes no regulados, asegurando el acceso competitivo a dichos puntos.

El valor de las instalaciones, y por ende el peaje a pagar por los usuarios que realicen transporte en los sistemas de subtransmisión, se determinará mediante una metodología basada en la recuperación de los costos medios de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones, de acuerdo a criterios de eficiencia de operación y adaptación a la demanda de las instalaciones respectivas. El estudio respectivo será realizado por la Comisión Nacional de Energía cada cuatro años, entre fijaciones del valor a agregado de distribución.

*****Se presentaron las siguientes indicaciones para modificar el artículo 71°-36:

1. Del Diputado señor Araya, para reemplazar, en la letra b) del inciso segundo del artículo 71-36, la frase "y una tasa de actualización, igual al 10% real anual" por " *y una tasa de actualización, igual a la tasa interna de retorno promedio ofrecida por el Banco Central de Chile para sus instrumentos reajustables en moneda nacional de plazo igual o mayor a ocho años, más un premio por riesgo. El tipo de instrumento, su plazo, el período considerado para establecer el promedio y el premio por riesgo serán determinados por la Comisión Nacional de*

Energía. Respecto de los derechos relacionados con el uso del suelo, los gastos y las indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas, para efectos de incluirlos en el V.I. respectivo se considerará e! valor efectivamente pagado, indexado de acuerdo a la variación que experimente el Índice de Precios al Consumidor."

2. Del Diputado señor Bertolino, para reemplazar en la letra b) del artículo 71-36, la frase "igual al 10% real anual" por "*La tasa de actualización corresponderá a la tasa interna de retorno promedio ofrecida por el Banco Central de Chile para sus instrumentos reajustables en moneda nacional de plazo igual o mayor a ocho años, más un premio por riesgo. El tipo de instrumento, su plazo y el período considerado para establecer el promedio, el que no podrá ser inferior a seis ni superior a treinta y seis meses, serán determinados por la entidad normativa considerando las características de liquidez y estabilidad de cada instrumento, en la forma que señale el reglamento. El premio por riesgo será determinado en el estudio de transmisión troncal, según la evaluación de los factores de riesgo asociados a las características del mercado, las condiciones de explotación y las características de las inversiones, en la forma que señale el reglamento. En todo caso, la tasa de descuento no podrá ser inferior al 7%."*

3. Del Diputado señor Navarro para reducir todas las tasas de rentabilidad que se establecen en el proyecto de ley, de 10% a 8%.

El Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, señor Sánchez, indicó que el Ejecutivo insiste en mantener la tasa del 10% como tasa de actualización real anual, que es el criterio que actualmente considera la ley General de Servicios Eléctricos.

Explicó que la Comisión Nacional de Energía hizo una evaluación del comportamiento de las tasas de inversión en el sector eléctrico, tanto con criterios nacionales como con datos internacionales. El resultado indica que la tasa del 10% está bastante ajustada a la realidad. Incluso, en algunos segmentos del mercado eléctrico, hay tasas superiores al 10%, debido al mayor nivel de riesgo.

Por último, señaló que la tasa del sistema de transmisión se aprobó en el 10%, y no hay razón para establecer una menor en los sistemas de subtransmisión.

- Puesta en votación la indicación signada con el número 1, fue rechazada por 1 voto a favor, 5 en contra y 2 abstenciones.

- Puesta en votación la indicación signada con el número 2, fue rechazada por 2 votos a favor, 4 en contra y 1 abstención.

- Puesta en votación la indicación signada con el número 3, fue rechazada por 1 voto a favor, 6 en contra y 1 abstención.

- Puesto en votación el artículo 71-36, fue aprobado por 5 votos a favor, 1 en contra y 2 abstenciones.

Artículo 71°-37.

"En cada sistema de subtransmisión identificado en el decreto a que se refiere el artículo 71º-3, y en cada barra de retiro del mismo, se establecerán precios por unidad de energía y de potencia, en adelante "precios del servicio de subtransmisión", que, adicionados a los precios de nudo en sus respectivas barras de inyección, constituirán los precios de nudo en sus respectivas barras de retiro, de manera que cubran los costos anuales a que se refieren las letras a) y b) del artículo anterior.

Los usuarios de los sistemas de subtransmisión que transiten energía y/o potencia a través de dichos sistemas deberán pagar, a la o a las empresas propietarias de éstos, cada unidad de potencia y energía retirada a los precios señalados en el inciso anterior, de acuerdo con los procedimientos que señale el reglamento."

El procedimiento consignado en este artículo y en los siguientes adopta idénticos principios que los señalados en materia de sistemas troncales, es decir transparencia, publicidad y participación de los usuarios del sistema en la determinación de las tarifas que les afectarán.

*****El Ejecutivo propuso una indicación para introducir las siguientes modificaciones al artículo 71-37:

a) Para reemplazar, en el inciso primero, la expresión "precios del servicio de subtransmisión" por la expresión "*peajes de subtransmisión".*

b) Para agregar, a continuación del punto final del inciso primero, que se sustituye por una coma (,), la siguiente frase: *"más los costos de la energía y la potencia inyectada."*

c) Para agregar los siguientes incisos tercero, cuarto y quinto, nuevos:

"El pago anual por uso de sistemas de subtransmisión por parte de centrales generadoras que inyecten directamente su producción en dichos sistemas, será determinado en los estudios a que se refiere el artículo 71-38 de la presente ley. Dicho monto deberá corresponder al valor esperado que resulta de ponderar, para cada condición esperada de operación, la participación de pago de las centrales en cada tramo del sistema de subtransmisión. Para tal efecto, se considerará que en los tramos del

sistema de subtransmisión que presenten dirección de flujos hacia el sistema troncal en la correspondiente condición operacional, los pagos se asignarán a las centrales que conectadas directamente al sistema de subtransmisión, se ubiquen aguas arriba del tramo respectivo. Los tramos que en dicha condición operacional presenten la dirección de flujos contraria, se entenderán asignados a los retiros del sistema de subtransmisión en estudio.

El monto a que diere lugar dicho pago anual será descontado de los costos anuales de inversión, operación y administración a que se refiere el artículo 71-36 para efectos de la determinación de los peajes regulados aplicados sobre los retiros en dichos sistemas.

Los criterios para determinar cuándo un tramo presenta dirección hacia o desde el sistema troncal, así como los demás criterios y procedimientos necesarios para la determinación de los valores señalados serán establecidos en el reglamento.”.

El Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, señor Sánchez, explicó que es la primera vez que se regula en la ley Eléctrica el pago de peajes de subtransmisión, aunque es una materia que existe en la práctica.

El peaje de subtransmisión debe ser regulado, porque existe la posibilidad de que unidades generadoras se conecten directamente con los sistemas de subtransmisión, de lo que nace la necesidad de establecer la forma en que pagarán el peaje por transitar su energía por esas redes. Los criterios con los cuales se regula ese peaje son exactamente los mismos establecidos en el proyecto de ley para regular los peajes de transmisión troncal: según la dirección de los flujos.

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

- Puesto en votación el artículo 71°-37, más la indicación, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes.

Artículo 71°-38.

“Para los efectos de determinar el valor anual de los sistemas de subtransmisión, las empresas operadoras o propietarias de dichos sistemas, en adelante las “empresas subtransmisoras”, deberán desarrollar los estudios técnicos correspondientes, conforme a las bases

que al efecto elabore la Comisión, y de acuerdo con los procedimientos que se establecen en los artículos siguientes.

Para la realización de los estudios dispuestos en el inciso anterior, la Comisión abrirá un proceso de registro de usuarios e instituciones distintas de los participantes, en adelante los “usuarios e instituciones interesadas”, las cuales tendrán acceso a los antecedentes y resultados del estudio, conforme se señale en esta ley y el reglamento. Dicho registro se deberá reglamentar en los mismos términos del registro del artículo 71°-12.”

Mediante esta norma se regula el procedimiento de fijación de peajes de subtransmisión, en base a un estudio por cada sistema de subtransmisión. El estudio se desarrolla bajo criterios de eficiencia económica . La CNE hace las bases, las que son discutidas y observadas por las empresas y por los usuarios del sistema. Existe igualmente un registro, previo a estos procesos, de todos los usuarios que quieran participar responsablemente en el proceso.

El Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, señor Sánchez, explicó que este artículo es necesario complemento del que acaba de aprobarse, referido a la forma en que se determinará el valor anual de los sistemas de subtransmisión y a los estudios que deben ser realizados con ese propósito.

- Puesto en votación este artículo, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes, con la observación verbal de sustituir, al final del inciso segundo, “71°-12” por “71°-13”.

Artículo 71°-39.

“Antes de doce meses del término del período de vigencia de los precios del servicio de subtransmisión, la Comisión deberá poner en conocimiento de las empresas subtransmisoras y de los participantes las bases de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión. Para estos efectos, serán participantes las empresas generadoras, las empresas distribuidoras, los usuarios no sometidos a regulación de precios, y un representante de los usuarios o consumidores finales, designado en la forma que establezca el reglamento.

Las empresas subtransmisoras y los participantes podrán efectuar observaciones a las bases dentro de los quince días siguientes a la fecha de su recepción. La Comisión acogerá o rechazará fundadamente estas observaciones, y comunicará las bases definitivas, las que, en todo caso, deberán ser aprobadas por ésta antes de once meses del término de vigencia de los precios vigentes y serán públicas.

El reglamento definirá un procedimiento para la participación de los usuarios e instituciones interesadas.

Para cada sistema de subtransmisión, el estudio será efectuado por una empresa consultora contratada por la o las empresas que operen en el respectivo sistema de subtransmisión, que será seleccionada de una lista de empresas consultoras acordada previamente con la Comisión, de acuerdo con lo que establezca el reglamento.

Antes de seis meses del término de la vigencia de las tarifas, las empresas subtransmisoras presentarán a la Comisión un informe con el valor anual de los sistemas de subtransmisión resultante del estudio y las fórmulas de indexación propuestas. El reglamento y las bases establecerán la forma y contenido de los antecedentes que deberán ser aportados para respaldar los resultados del estudio, los que deberán permitir la reproducción completa de los resultados señalados por parte de la Comisión.

Recibidos los estudios, la Comisión dispondrá del plazo de tres meses para revisar, efectuar las correcciones que estime pertinentes y estructurar las tarifas correspondientes. La Comisión deberá remitir a las empresas un informe técnico que contenga las observaciones y correcciones al estudio, y las fórmulas tarifarias respectivas. Las empresas dispondrán de treinta días para formalizar su acuerdo o desacuerdo con la Comisión.

En caso de no alcanzarse acuerdo en el período señalado, las empresas podrán presentar sus observaciones fundadas a la Comisión dentro del plazo de cinco días."

Este artículo regula el procedimiento propiamente tal, dejando claramente establecidas las diversas etapas del proceso, la licitación, las observaciones a las bases, quiénes participan, cómo se selecciona a la consultora que hará el estudio (en base a una lista acordada entre la CNE y la empresa de subtranmsisión), los informes que debe entregar el consultor, las observaciones a dicho informe y una etapa de acuerdo entre las empresas dueñas del sistema de subtransmisión , la autoridad regulatoria y las empresas usuarias del sistema de subtranmsisión.

Establece que el reglamento señalará los procedimientos, garantizando la transparencia, participación y señalando la forma en que se deberán llevar todos los antecedentes a fin de que el proceso sea eficiente y transparente.

En caso de no lograrse acuerdo en torno a las observaciones de todos los participantes en el procedimiento, hay un plazo para dejar las observaciones finales y entrabar la controversia en el proceso

*****El Ejecutivo presentó una indicación para sustituir, en el inciso primero del artículo 71°-39, la frase *"los usuarios no sometidos a regulación de precios, y un representante de los usuarios o consumidores finales"* por *"y un representante de los usuarios no sometidos a regulación de precios"*.

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

*****El Diputado señor Araya formuló una indicación para sustituir, en el inciso primero del artículo 71°-39, la frase *"y un representante de los usuarios o consumidores finales"* por *"y un*

representante de las organizaciones de los usuarios o consumidores finales".

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

*****La Diputada señora González, doña Rosa, y los Diputados señores Bertolino y Vilches formularon una indicación para agregar en el inciso séptimo del artículo 71°-39, a continuación de la expresión "cinco días.", la siguiente expresión, *"En este caso, la Comisión deberá convocar a la CTR."*

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

*****La Diputada señora González, doña Rosa, y los Diputados señores Bertolino y Vilches formularon una indicación para agregar los siguientes incisos finales en el artículo 71°-39:

"La Comisión deberá enviar a la CTR las observaciones formuladas, el Informe Técnico y el resto de los antecedentes, dentro de los cinco días siguientes a la fecha en que ésta se haya constituido. La CTR deberá resolver las observaciones y enviar su dictamen a la Comisión, el que tendrá el carácter de resolutivo y final, en un plazo máximo de 45 días contados desde que reciba los antecedentes.

La Comisión deberá incorporar las conclusiones de la CTR en el Informe Técnico."

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

*****El Ejecutivo presentó una indicación para sustituir el artículo 71-39 por el siguiente:

"Artículo 71°-39.- Antes de trece meses del término del período de vigencia de los peajes de subtransmisión, la Comisión deberá poner en conocimiento de las empresas subtransmisoras, de los participantes, usuarios e instituciones interesadas, las bases técnicas de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión. Para estos efectos, serán participantes las empresas generadoras, las empresas distribuidoras y los usuarios no sujetos a regulación de precios.

Las empresas subtransmisoras, los participantes, los usuarios y las instituciones interesadas, podrán efectuar observaciones a las bases dentro de los quince días siguientes a la fecha de su recepción. La Comisión acogerá o rechazará fundadamente estas observaciones y comunicará las bases técnicas definitivas, dentro de los diez días siguientes al vencimiento del plazo referido.

Si se mantuviesen discrepancias, cualquiera de empresas subtransmisoras, los participantes o usuarios e instituciones interesadas, podrá solicitar la opinión del panel de expertos, dentro del plazo de diez días contados desde la comunicación de las bases técnicas definitivas. El panel de expertos deberá resolver la discrepancia en el plazo de quince días, contado desde el vencimiento del plazo anterior.

Vencido el plazo para formular discrepancias o una vez resueltas, la Comisión deberá formalizar las bases técnicas definitivas a través de una resolución que se publicará en un medio de amplio acceso y se comunicará a las empresas subtransmisoras, los participantes, usuarios e instituciones interesadas.

Para cada sistema de subtransmisión, el estudio será efectuado por una empresa consultora contratada por la o las empresas que operen en el respectivo sistema de subtransmisión, que será seleccionada de una lista de empresas consultoras acordada previamente con la Comisión, de acuerdo a lo que establezca el reglamento.

Antes de seis meses del término de la vigencia de las tarifas, las empresas subtransmisoras presentarán a la Comisión un informe con el valor anual de los sistemas de subtransmisión que resulte del estudio y con las fórmulas de indexación propuestas. El reglamento y las bases establecerán la forma y contenido de los antecedentes que deberán ser aportados para respaldar los resultados del estudio, los que deberán permitir la reproducción completa de los resultados señalados por parte de la Comisión.

La Comisión, en un plazo de quince días contado desde la recepción del Estudio, convocará a una audiencia pública a las empresas subtransmisoras, los participantes, usuarios e instituciones interesadas, en la que el Consultor expondrá los resultados del Estudio de subtransmisión. El reglamento establecerá el procedimiento y las demás normas a que se sujetará esta audiencia. En el plazo de quince días contado desde su celebración, las empresas subtransmisoras, los participantes, usuarios e instituciones interesadas, podrán realizar observaciones al estudio presentado.

Realizada la audiencia, la Comisión dispondrá del plazo de tres meses para revisar y, en su caso, corregir el Estudio, y estructurar las tarifas correspondientes, remitiendo a las empresas subtransmisoras, los participantes, usuarios e instituciones interesadas un Informe Técnico que contenga las observaciones y correcciones, junto con las fórmulas tarifarias respectivas.

En caso de discrepancias, las empresas subtransmisoras, los participantes, los usuarios e instituciones interesadas deberán requerir la intervención del panel de expertos dentro del plazo de quince días contado desde la comunicación del Informe Técnico y serán dictaminadas por el panel de expertos dentro de los treinta días siguientes a su presentación.”.

El Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, señor Sánchez, explicó que en el artículo 71°-39 se regula el procedimiento por el cual se van a resolver las discrepancias que surjan durante el proceso de fijación de los peajes de subtransmisión, asimilando el procedimiento al que ya ha sido aprobado para los peajes de transmisión. Todas las discrepancias que surjan se resolverán por el panel de expertos.

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

Artículo 71°-40.

“Transcurrido el plazo dispuesto en el artículo anterior sin que se haya manifestado desacuerdo o, en su caso, el plazo para formular observaciones fundadas, la Comisión deberá remitir al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, dentro de los siguientes quince días, su informe técnico con las tarifas de subtransmisión y sus respectivas fórmulas de indexación para el siguiente período, los antecedentes del estudio y un informe que se pronuncie fundadamente sobre las observaciones presentadas oportunamente por las empresas.

El Ministro fijará las tarifas de subtransmisión y sus respectivas fórmulas de indexación para el período siguiente, mediante decreto supremo expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, el que deberá publicarse en el Diario Oficial dentro de los siguientes quince días de recibido el informe de la Comisión.

Una vez vencido el período de vigencia del decreto señalado en el inciso anterior, los valores establecidos en él y sus fórmulas de indexación seguirán rigiendo, mientras no se dicte el siguiente decreto.

No obstante lo señalado en el inciso anterior, se deberán abonar o cargar a los usuarios, de acuerdo con el procedimiento que establezca el reglamento, las diferencias que se produzcan entre lo efectivamente facturado y lo que corresponda acorde a las nuevas tarifas, por todo el período transcurrido hasta la fecha de publicación del nuevo decreto. Las reliquidaciones que sean procedentes serán reajustadas de

acuerdo con el interés corriente vigente a la fecha de publicación de los nuevos valores, por todo el período a que se refiere el inciso anterior.

En todo caso, se entenderá que los nuevos valores entrarán en vigencia a contar del vencimiento de las tarifas del decreto anterior.

Las bases, los estudios realizados por las empresas y los informes de la Comisión y del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, serán públicos una vez publicado el respectivo decreto en el Diario Oficial, para los efectos de la ley N°18.575.

Respecto de los mecanismos de participación de los usuarios e instituciones interesadas, tanto en la etapa de formulación de las bases como para presentar observaciones al estudio de subtransmisión, se aplicarán las normas del artículo 71º-18 y siguientes."

Esta norma regula el informe final que la Comisión debe entregar al Ministerio para que en definitiva dicha instancia fije por decreto las fórmulas tarifarias de subtransmisión.

Se establece, además, que si el procedimiento va a la etapa de la resolución de controversia por falta de acuerdo, las tarifas siempre rigen desde el vencimiento del anterior período, por tanto debe reliquidarse en la cuenta de los usuarios del sistema de subtransmisión los respectivos cargos o abonos.

*****La Diputada señora González, doña Rosa, y los Diputados señores Bertolino y Vilches formularon una indicación para sustituir, en el inciso primero del artículo 71-40, la expresión *"el plazo para formular observaciones fundadas"* por la expresión *"una vez recibida la decisión de la CTR"*; y la expresión *", y un informe que se pronuncie fundadamente sobre las observaciones presentadas oportunamente por las empresas"* por la expresión *"y , en su caso, el dictamen de la CTR"*.

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

*****La Diputada señora González, doña Rosa, y los Diputados señores Bertolino y Vilches formularon una indicación para intercalar, en el inciso sexto del artículo 71°-40, entre las expresiones *"los informes"* y *"de la Comisión"*, la expresión *"de la CTR,".*

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

*****El Ejecutivo presentó una indicación para introducir las siguientes modificaciones en el artículo 71°-40:

a) Para reemplazar el inciso primero por el siguiente:

“Artículo 71°-40.- Transcurrido el plazo dispuesto en el artículo anterior para formular discrepancias sin que se hayan presentado o, en su caso, evacuado el dictamen por el panel de expertos, dentro del plazo de quince días, la Comisión deberá remitir al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el Informe Técnico con las tarifas de subtransmisión y sus respectivas fórmulas de indexación para el período siguiente, los antecedentes del Estudio y el dictamen del panel de expertos, si correspondiere.”.

b) Para intercalar, en el inciso sexto, a continuación de la expresión *“las empresas”*, la expresión *“el dictamen del panel de expertos”*, precedida por una coma (,).

c) Para eliminar el inciso final.

El Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, señor Sánchez, explicó que la finalidad de este artículo es remitir la resolución de todas las discrepancias al panel de expertos.

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

- Puesto en votación el artículo 71°-40 con la indicación incorporada, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes.

Artículo 71°-41.

“El transporte por sistemas adicionales se regirá por lo previsto en los respectivos contratos de transporte entre los usuarios y los propietarios de las instalaciones. El peaje a que da derecho dicho transporte se deberá calcular en base a un valor de transmisión anual, equivalente al valor presente de las inversiones menos el valor residual, más los costos proyectados de operación y mantenimiento, más los costos de administración, conforme se disponga en el reglamento. En todo caso, todos los antecedentes y valores para calcular el peaje deberán ser técnica y económicamente respaldados y de público acceso a todos los interesados.”

Esta norma trata lo relativo al transporte de los sistemas adicionales, los que están conformados por aquel conjunto de instalaciones que, no obstante estar interconectado a un sistema eléctrico, no forma parte de los sistemas de transmisión troncal ni de los sistemas de subtransmisión.

El valor de estas instalaciones deberá ser determinado por los propietarios, sobre la base de una metodología que debe considerar el valor presente de las inversiones, el valor residual, los costos de operación y mantenimiento, el cual deberá ser aplicado por unidad de potencia transitada por

dichas instalaciones, según lo establecido en los respectivos contratos de suministro. Este peaje deberá ser calculado cada cuatro años, y tanto la información como los resultados utilizados en su determinación, deberán ser debidamente respaldados y de acceso público para todos los interesados.

*****El Ejecutivo presentó una indicación para agregar al artículo 71°-41 el siguiente inciso segundo, nuevo:

"En aquellos casos en que existan usuarios sometidos a regulación de precios abastecidos directamente desde sistemas de transmisión adicional, los precios a nivel de generación - transporte aplicables a dichos suministros deberán reflejar los costos que éstos importan a los propietarios de los sistemas señalados. El procedimiento de determinación de precios correspondiente será establecido en el reglamento.".

El Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, señor Sánchez, explicó que la indicación establece la forma de fijar el precio de nudo en los sistemas adicionales y lo remite al reglamento.

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

- Puesto en votación el artículo 71°-41 con la indicación, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes.

Artículo 71°-42.

"Los propietarios de instalaciones de los sistemas de transmisión deberán publicar en el Diario Oficial, en el mes de diciembre de cada año, tener a disposición de los interesados en un medio electrónico de acceso público, y enviar a la Comisión la siguiente información:

a) Anualidad del V.I. y COMA de cada una de sus instalaciones, según procedimientos indicados en el reglamento.

b) Características técnicas básicas según lo indicado en el reglamento.

c) Potencia máxima transitada, según lo indicado en el reglamento."

Esta es una norma que refuerza la publicidad de los datos y antecedentes de pagos y determinación de peajes de subtransmisión, a fin de otorgar claridad al sector y a los inversionistas.

- Puesto en votación el artículo 71°-42, fue aprobado, sin debate, por la unanimidad de los Diputados presentes.

Artículo 71°-43.

"Los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad estarán obligados a prestar el servicio de transporte, permitiendo el acceso a sus instalaciones, tales como líneas aéreas o subterráneas, subestaciones y obras anexas, para que terceros accedan a usuarios no sometidos a regulación de precios que estén conectados a estas instalaciones.

Quienes transporten electricidad y hagan uso de estas instalaciones conforme al inciso anterior, estarán obligados a pagar al concesionario un peaje determinado en base al valor agregado de distribución vigente que corresponda.

El Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe de la Comisión, fijará estos peajes en conjunto con la fijación de tarifas de distribución correspondiente. El reglamento establecerá el procedimiento para la fijación y aplicación de dichos peajes."

Este artículo regula la fijación de peajes de distribución y es de gran importancia para hacer efectivo el mercado de clientes libres. La autoridad fijará los peajes que deberán pagarse para que clientes libres tengan acceso a suministro desde generadores directamente, sin que esto implique un recargo o una merma a la función de las empresas distribuidoras que deben recibir el peaje correcto, eficiente y real del transporte de la electricidad a esos clientes libres. Actualmente, no está fijado por la autoridad; por lo tanto, es una barrera para que los clientes libres accedan a la electricidad directamente desde un generador. No se tiene certeza de cuánto es el peaje que se debe pagar por el nivel de distribución.

Esta determinación se hará con ocasión y en conjunto con el valor agregado de distribución cada cuatro años.

*****La Diputada señora González, doña Rosa, y los Diputados señores Bertolino y Vilches formularon una indicación para agregar, en el inciso final del artículo 71°-43, a continuación de la expresión *"de dichos peajes"*, lo siguiente *", debiendo contemplar la posibilidad de recurrir al pronunciamiento final de la CTR en caso de haber disconformidad por parte de las empresas eléctricas afectadas"*.

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

*****El Ejecutivo presentó una indicación para sustituir el 71°-43 por el siguiente:

> “Artículo 71°-43.- Los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad estarán obligados a prestar el servicio de transporte, permitiendo el acceso a sus instalaciones, tales como líneas aéreas o subterráneas, subestaciones y obras anexas, para que terceros den suministro a usuarios no sometidos regulación de precios ubicados dentro de su zona de concesión.
>
> *Quienes transporten electricidad y hagan uso de estas instalaciones conforme al inciso anterior, estarán obligados a pagar al concesionario un peaje máximo por unidad de potencia retirada igual al valor agregado de distribución vigente en la zona en que se encuentra el usuario, dentro de la respectiva área típica.*
>
> *El Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe de la Comisión, fijará estos peajes en conjunto y con ocasión de la fijación de tarifas de distribución correspondiente. El reglamento establecerá el procedimiento para la fijación y aplicación de dichos peajes.”.*

El Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, señor Sánchez, señaló que mediante esta indicación se hace una precisión importante en el marco regulatorio, consistente en precisar el valor y la forma de establecer los peajes de distribución, lo que se hace en forma equivalente a la fijación del valor agregado de distribución (VAD). Esta norma otorga certidumbre a quienes pagan peajes a empresas concesionarias de distribución dentro de la respectiva área de concesión y se fundamenta en que algunos clientes libres pequeños han sido objeto de discriminación.

- Puesta en votación la indicación, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes. En consecuencia, se da por desechado el artículo 71°-43 original.

Con ocasión de la discusión que se suscitó sobre el artículo 71°-45 se propuso intercalar como inciso tercero, nuevo, pasando el actual tercero a ser cuarto, el texto de la siguiente indicación, formulada por los Diputados señores Álvarez-Salamanca, Bertolino, Encina, Jarpa, Leal, Mora y Valenzuela:

> “Los propietarios de medios de generación conectados directamente a instalaciones de un sistema de distribución, y cuyo excedente de potencia suministrable al sistema interconectado no supere los 9.000 kw, estarán liberados del pago de peajes por el uso de las redes de dicho sistema de distribución, mientras la potencia agregada de los

generadores de menos de 9.000 kw conectados en el mismo sistema de distribución no supere el 10% de la demanda máxima de dicho sistema. En caso que dicha potencia agregada supere dicho porcentaje, deberán pagar peajes a la empresa distribuidora por dicho exceso, considerando tanto los costos adicionales en las zonas adyacentes a los puntos de inyección como los ahorros de costos en el resto de la red de distribución, conforme los procedimientos que para la determinación de estos peajes establezca el reglamento."

El asesor de la Comisión Nacional de Energía, señor Lira, explicó que esta norma se refiere a una generadora ubicada dentro del área de concesión de una distribuidora. Agregó que las empresas distribuidoras constituyen un monopsonio, por lo que la pequeña central ubicada dentro del área de concesión de la distribuidora sólo puede venderle a ella. Mediante la indicación, al exceptuarlas del pago del peaje de distribución, se les da la oportunidad de vender su energía.

Señaló que el precio alternativo económico sería el costo marginal más el valor agregado de distribución (VAD). En este caso, sólo se vende a costo marginal, de modo que, implícitamente, por lo tanto, sólo se paga el valor agregado de distribución.

Por último, indicó que es positivo que la norma se refiera a todas las generadoras pequeñas y no sólo a las que utilizan fuentes de energía no convencionales.

- Puesta en votación la indicación, fue aprobada por 7 votos a favor, 2 en contra y 2 abstenciones. Por lo tanto, se acordó intercalar esta norma como inciso tercero del artículo 71°-43, pasando el actual inciso tercero de este artículo a ser artículo cuarto.

*****S.E. el Presidente de la República formuló una indicación para agregar los artículos 71°-44 a 71°-50, nuevos, con el texto propuesto que se indicará en cada caso.

Artículo 71°-44.

"Artículo 71°-44.- El desarrollo y operación de un sistema de interconexión entre sistemas eléctricos independientes ubicados dentro del territorio nacional, cuya ejecución no sea determinada por el decreto de expansión y valorización de la transmisión troncal que se establece en el artículo 71º-20, se regirá por las disposiciones que se establecen en los artículos siguientes y en las normas reglamentarias que se dicten para su aplicación."

Esta norma regula la situación en que una interconexión no sea recomendada por el estudio de transmisión troncal y permite igualmente que la línea se haga por particulares, señalando cómo operará y cómo se financiará.

*****Los Diputados señores Leay y García-Huidobro formularon una indicación para eliminar, en el inciso primero del artículo 71°-44 propuesto por el Ejecutivo, la oración *"cuya ejecución no sea determinada por el decreto de expansión y valorización de la transmisión troncal que se establece en el artículo 71°-20,"*.

La Jefa del Departamento de Desarrollo de Mercados del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, señora Butelmann, planteó que, si en el estudio se recomienda una interconexión que va a pasar a ser troncal, ya se ha definido un sistema de peajes. Como será troncal, será de acceso abierto, de modo que cualquier generadora podrá inyectar.

El sistema propuesto en el artículo 71-44 se refiere a interconexiones que no sean declaradas como troncales y que sean de acceso cerrado; es decir, que se trate de una línea privada, por la cual sólo podrán transmitir su energía los que tienen participación en ella. Por ende, de excluirse la frase que la indicación propone eliminar, quedaría indefinido el sistema de peajes para una línea de interconexión cerrada y correría el riesgo de no ser debidamente financiada.

A fin de aclarar la idea, señaló que, si en el estudio de transmisión se determina que debe construirse determinado proyecto de interconexión, tendrá un sistema de peajes definido. Pero, de aprobarse la indicación presentada por los señores Diputados, puede llegar a existir una interconexión sin un sistema de peajes o sujeto a la negociación entre las partes, lo cual es serio si se considera que será una situación monopólica, porque el acceso a la línea será cerrado. Incluso más, puede ocurrir otra situación: que habiendo declarado el estudio de transmisión troncal que una línea de interconexión es rentable, habiéndose considerado en el decreto y fijado fecha para su ejecución, un privado puede adelantarse en su ejecución y, además, gozar del monopolio sobre la línea.

Los Diputados patrocinantes de la indicación recordaron que en todos los artículos anteriores se ha definido la forma de hacer el estudio de transmisión troncal, en el que puede quedar definida o propuesta una interconexión, aunque no se materialice, pues ello depende del CDEC. Sin embargo, el solo hecho de contemplar la interconexión en el decreto de expansión de la transmisión hará que nunca se lleve a cabo otra línea de interconexión independiente.

Reiteraron que, si la interconexión está contemplada en el decreto de expansión, no se aplicaría la disposición del artículo 71°-44. Sin embargo, puede ocurrir que ese proyecto de interconexión contemplado en el decreto de expansión jamás de concrete.

Señalaron que desde hace muchos años el plan de obras de la Comisión Nacional de Energía ha contemplado una interconexión, la que nunca se ha construido. Por eso, es lógico que el

decreto de expansión también la contemple, además de que sería impensable no considerarla como una alternativa. Sin embargo, por el simple hecho de estar contemplada en el decreto, anula la posibilidad de construir una línea de interconexión privada en los términos del artículo 71°-44, ya que estaría en riesgo su rentabilidad.

Por último indicaron que, independientemente del hecho de que el estudio de transmisión sea obligatorio o indicativo, la Comisión ya aprobó en el artículo 71°-27 el hecho de que la priorización de los proyectos que se ejecutarán la determine el CDEC, para lo cual deberá dictarse un nuevo decreto. Suponiendo que el estudio de expansión propone la interconexión y queda decretada, el CDEC podría proponer la postergación de ese proyecto. Transcurridos cuatro años, debe hacerse un nuevo estudio de transmisión, en el que puede ocurrir lo mismo. En esas condiciones, habría que preguntarse ¿cuándo existirá una concesión de la línea de interconexión? Pareciera que nunca, con lo que los artículos 71°-44 y siguientes serán letra muerta, porque nadie construirá una línea de interconexión en los supuestos a que se refieren esos artículos si se decreta hacer la interconexión como troncal, ya que significaría correr el riesgo de contar con dos líneas de interconexión. De hecho, una interconexión SIC-SING con la regulación actual podría llevar a la quiebra a los inversionistas.

El Jefe de la División Jurídico Legislativa del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, señor Sepúlveda, aclaró que existe la posibilidad de realizar dos proyectos de interconexión: la prevista en el decreto de expansión de la transmisión y la no prevista. A esta última se refiere el artículo 71°-44. En el caso de ejecutarse esta última como negocio privado, producirá como efecto la postergación del proyecto de interconexión considerado en el decreto.

El Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, señor Sánchez, dijo entender que las obras determinadas en el decreto de expansión del sistema troncal deben ser realizadas en los plazos y términos que establece el propio decreto.

Señaló que la razón por la cual el artículo 71°-44 considera la posibilidad de que se materialice un proyecto de interconexión no considerado en el decreto de expansión de la transmisión troncal se debe a que el que está contemplado en el decreto necesariamente debe realizarse. Esta interconexión ya tiene un sistema de peajes regulado en la ley.

Finalmente, planteó que, con la indicación de los señores diputados, se abre la posibilidad de establecer un sistema de concesión de uso para realizar un proyecto de interconexión independiente de cualquier consideración del decreto de expansión de la transmisión troncal que pudiera incluir o no incluir un proyecto de interconexión.

- Puesta en votación la indicación, fue aprobada por 5 votos a favor, 1 en contra y 1 abstención.

- Puesto en votación el artículo 71°-44 con la indicación, fue aprobado por 5 votos a favor y 1 abstención.

Artículo 71°-44 A.

*****La Diputada señora González, doña Rosa, y los Diputados señores Bertolino y Vilches formularon una indicación para incorporar el siguiente artículo 71°-44, nuevo, a continuación del artículo 71°-43:

"Artículo 71°-44.- Para los efectos y en las oportunidades señalados en la presente ley, la Comisión convocará, en cada proceso de fijación tarifaria en los Sistemas de Transmisión Troncal, Subtransmisión y Medianos y determinación de los peajes en distribución, a la Comisión Técnica Resolutiva, en adelante e indistintamente CTR. La CTR estará integrada por tres miembros titulares, dos profesionales expertos en el área eléctrica-económica y un abogado experto en legislación eléctrica. Cada uno de ellos tendrá su respectivo suplente.

Los miembros de la CTR deberán tener una destacada trayectoria y prestigio profesional reconocido en sus áreas de actividad, además de cumplir con los requisitos de independencia que la legislación exige para los árbitros, y contar con una experiencia profesional de no menos de ocho años.

Los miembros de la CTR serán elegidos de la manera que se indica a continuación. Las empresas de las áreas de generación, transmisión y distribución eléctrica confeccionarán una lista de expertos con 90 días de anticipación a la fecha en que deba iniciarse un proceso de fijación tarifaria. Para estos efectos, cada conjunto de empresas de las áreas referidas elegirá dos profesionales expertos del área eléctrica-económica y un abogado experto en legislación eléctrica. Las empresas relacionadas entre sí o que tengan un controlador común o que pertenezcan a un mismo grupo empresarial, y que participen en distintos segmentos, deberán optar por uno de ellos para los efectos de la confección de la lista de expertos. En caso que algún conjunto de empresas no haga la nominación de los expertos dentro del plazo fijado, la Comisión hará las correspondientes designaciones dentro de los 10 días siguientes al vencimiento del plazo. De la lista así confeccionada, la Comisión elegirá los dos miembros titulares y suplentes expertos del área eléctrica-económica, dentro de los 30 días siguientes al plazo señalado. Dentro del plazo de 15 días contados desde su designación, los integrantes elegidos en la forma señalada nombrarán, de común acuerdo, a un abogado de los señalados en la nómina indicada, como tercer miembro titular y a su suplente. A falta de acuerdo, la designación la hará la Comisión.

Los miembros de la CTR durarán en sus cargos por todo el período que dure el respectivo proceso de fijación tarifaria, en conformidad a la presente ley, pudiendo ser removidos sólo por sentencia ejecutoriada de la Ilustrísima Corte de Apelaciones de Santiago en caso de inhabilidad o por causa fundada en el incumplimiento de las condiciones, requisitos y obligaciones del cargo.

Los gastos y honorarios de la CTR serán solventados por la Comisión y por las partes que motiven su pronunciamiento, por partes iguales. Los honorarios de los miembros de la CTR corresponderán a aquellos que se encuentren previamente determinados en el arancel de honorarios de un cuerpo de árbitros que funcione en Chile, el que será determinado en el reglamento.

El reglamento establecerá los requisitos que deberá cumplir el proceso de selección y nombramiento de los miembros de la CTR y las demás normas, procedimientos y plazos respecto a su organización y funcionamiento."

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

Artículo 71°-44 B.

*****Los Diputados Álvarez-Salamanca, Bertolino, Encina, Jarpa, Leal, Mora y Valenzuela formularon una indicación para agregar el siguiente artículo 71°-44, nuevo:

"Artículo 71°-44. Los propietarios de medios de generación conectados a instalaciones del sistema troncal, de subtransmisión o de distribución, y cuyos excedentes de potencia sumistrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kw, estarán liberados del pago de peajes por el uso de los sistemas de transmisión troncal mientras la capacidad agregada de tales excedentes de potencia no supere el 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico respectivo. En caso que dicha capacidad agregada exceda el 5% de la capacidad instalada total del sistema, los propietarios de los medios de generación señalados deberán pagar los peajes correspondientes determinados conforme a las normas generales de peajes, ponderados por un factor proporcional único igual al cuociente entre el excedente agregado por sobre el 5% y dicho 5% de la capacidad total instalada del sistema."

El Presidente de la Comisión, Diputado señor Leay, hizo presente que el artículo 71°-7 es el que establece que todos los generadores deben pagar peajes de transmisión por sus inyecciones o retiros. Agregó que la indicación sugiere que ciertos generadores no

paguen peajes de transmisión: los de potencia inyectada de menos de 9.000 kilowatts que no representen más del 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico en el que operen.

Señaló no concordar con esa idea, por considerarla discriminatoria. Sin embargo, si hubiere que exceptuar del pago del peaje de transmisión a algunos generadores, lo limitaría sólo a los que generen energía eléctrica que provenga de fuentes de energía renovables o no convencionales, lo que ya ha sido contemplado en el inciso segundo del artículo 71-7.

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

Artículo 71°-45.

"Artículo 71°-45.- Cualquier empresa eléctrica interesada en desarrollar, operar o utilizar un sistema de interconexión entre sistemas eléctricos previamente establecidos podrá, a través de un procedimiento público, convocar a toda empresa eléctrica a un proceso de negociación abierto, con la finalidad de determinar las características técnicas y plazos de entrada en operación de dicho proyecto, así como la participación en el pago anual que se efectuará a la empresa que lo desarrolle, por parte de quienes resulten interesados en su ejecución.

La participación en el mencionado pago anual que haya comprometido cada uno de los interesados conforme lo señalado en el inciso anterior constituirá el derecho de uso que cada uno de ellos poseerá sobre el sistema de interconexión. Tales derechos se mantendrán por el período que resulte de la negociación, que no podrá ser inferior a diez años ni superior a veinte años, al cabo del cual el sistema de interconexión pasará a regirse por las disposiciones generales establecidas en esta ley.

El procedimiento señalado deberá ser transparente y no discriminatorio. Este procedimiento deberá desarrollarse conforme las etapas, plazos y mecanismos de entrega de información que establecerá el reglamento."

Esta norma regula un mecanismo especial en virtud del cual se puede realizar una interconexión entre sistemas. Especialmente se ha diseñado una fórmula de mercado, en que los interesados en invertir realicen su inversión y, a cambio, se les otorga un reconocimiento exclusivo de uso, que permitirá en definitiva que ellos recuperen su inversión. Este mecanismo permite que el pago de esa línea sea realizado por quienes competitivamente ven la necesidad y la utilidad de hacer la línea, se pagará por quienes la ocupen y el mercado decidirá si hay posibilidade económicas y si es rentable hacerla. Se hará a través de una licitación abierta en la que pueden participar todas las empresas y concurrir al uso y al pago respectivo. La licitación define si el derecho de uso exclusivo es por diez o por veinte años.

El Jefe del Área Eléctrica de la CNE, señor Iglesias, explicó que este artículo da cuenta de la posibilidad de convenir el desarrollo de las líneas de interconexión entre varios agentes interesados y da la garantía de veinte años de uso exclusivo por los derechos de utilización del sistema.

- Puesta en votación la indicación del Ejecutivo que incorpora este artículo 71°-45, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes.

Artículo 71°-46.

"Artículo 71°-46.- La operación de los sistemas eléctricos que resulten interconectados deberá coordinarse con el fin de preservar la seguridad del servicio y garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones.

Asimismo, el sistema de interconexión se regirá por las normas generales sobre seguridad y calidad de servicio establecidas en la presente ley y sus reglamentos."

Por este artículo se le hacen exigibles a esta línea de interconexión las mismas normas que regulan al resto del sistema eléctrico.

El Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, señor Sánchez, señaló que este artículo es complementario del 71-45 e indica la forma en que van a coordinarse los sistemas eléctricos que resulten interconectados luego de materializada una concesión de uso de una línea de interconexión.

El Jefe del Área Eléctrica de la CNE, señor Iglesias, explicó que la expresión "deberá coordinarse" se refiere a que deberá ser coordinada por otro ente. Por eso, no puede decir "deberá coordinarse entre sí", aludiendo a que son los dueños de los sistemas interconectados los que deciden cómo coordinar su operación, como sugiere el Diputado señor Rojas.

En relación con el resto de los artículos propuestos (71°-46 a 71°-50), todos referidos a interconexión, explicó que los generadores o cualquier agente del mercado que quiera desarrollar un proyecto de interconexión pueden negociar entre sí las condiciones y los términos por los cuales el proyecto se va a materializar. El espíritu general es que la propia norma establezca cómo se va a generar el sistema de costos e ingresos derivados de una operación conjunta del sistema de interconexión, de manera que quienes estén dispuestos a desarrollar los proyectos tengan expectativas respecto de los beneficios que van a obtener de la operación del sistema.

Añadió que el artículo 71°-46 da cuenta de cómo deberá operar el sistema eléctrico en presencia de una interconexión entre sistemas. El objetivo de la norma es que la operación sea coordinada, de

manera de cumplir los objetivos de operar a mínimo costo y asegurar la calidad del servicio.

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, señaló que se propondrá una norma para que cualquier generador pequeño que inyecte su energía pueda vender en el mercado “spot”. Desde ese punto de vista, si alguien inyecta con un pequeño motor diesel de 3 MW, tendrá derecho a que le paguen de acuerdo con el precio “spot” en ese momento, pues se trata de una medida que ayuda a mitigar el racionamiento eléctrico. Esta situación no ocurre actualmente: todo generador pequeño que inyecte debe previamente buscar a alguien dispuesto a comprarle su electricidad.

En el caso de un sistema eléctrico que inyecte su energía en otro sistema, deberá comprársele energía a los generadores pequeños a precio “spot”. Será el pequeño generador el que decidirá si le conviene o no le conviene vender su electricidad.

- Puesta en votación la indicación del Ejecutivo que incorpora este artículo 71°-46, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes.

Artículo 71°-47.

“Artículo 71°-47.- Las transferencias de energía que resulten de la coordinación de la operación de los sistemas interconectados serán valorizadas de acuerdo a los costos marginales instantáneos de cada sistema eléctrico, los cuales serán calculados por el organismo de coordinación de la operación o centro de despacho económico de carga que corresponda.

Las transferencias de potencia se determinarán conforme a lo establecido en el artículo 71°-50 de esta ley.

Los ingresos tarifarios resultantes de las diferencias que se produzcan por la aplicación de los costos marginales instantáneos y precios de nudo de la potencia que rijan en los respectivos extremos del sistema de interconexión, serán percibidos por quienes constituyan derechos de uso sobre dicho sistema, y a prorrata de los mismos.

Para los efectos de la prestación de servicios complementarios, deberán concurrir a las respectivas transferencias quienes posean derechos de uso sobre el sistema de interconexión, a prorrata de los mismos.”

Se establece que las transferencias de energía, estos es, las compras y ventas de energía entre empresas eléctricas que operan coordinadamente, se regirán en presencia de una interconexión, por las normas generales, sin efectuar distinción sobre los agentes que desarrollaron el proyecto de interconexión y que tienen los derecho de uso. Las transferencias de potencia, por su parte, se regirán por la normativa especial que se señala en el artículo 71-50, que especifica la forma de determinar la magnitud de potencia total que aporta el sistema

exportador neto, así como la proporción en que cada agente exportador de potencia participa de esta cantidad. La norma señala, también, que los ingresos generados por las diferencias de precios que se produzcan entre los dos sistemas como resultado de la operación coordinada serán percibidos por los tenedores de derechos de uso y a prorrata de estos derechos.

El Jefe del Área Eléctrica de la CNE, señor Iglesias, explicó que este artículo señala cómo van a ser remuneradas las transacciones de energía y de potencia en los sistemas interconectados, para que los agentes sepan de dónde van a provenir sus ingresos futuros.

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, explicó que el sistema eléctrico vigente opera sobre la base de que los dueños de las centrales eléctricas no tienen derecho a decidir cuánto producen en cada minuto, sino que están obligados a producir si es que están dentro de los más baratos del sistema en el momento en que se les solicita, de acuerdo con la demanda.

Agregó que la norma dice que, cuando se cuente con dos sistemas interconectados, cada uno de ellos con su propio CDEC, y se empiece a demandar electricidad, el CDEC del sistema que demanda verá de dónde es más barato conseguir más electricidad: si del generador que sigue en precio o del sistema interconectado. Con ese criterio se asegura que siempre se producirá la energía más barata en el país.

Sin embargo, también se señala que aquellos que hubieren constituido derechos en la línea de transmisión y que tengan vendida esa electricidad a algún cliente, tendrán derecho a ingresos tarifarios y también a percibir la diferencia del precio.

Finalmente, señaló que lo propuesto en el artículo 71°-47 es lo mismo que ocurre al interior de cada sistema eléctrico.

- Puesta en votación la indicación del Ejecutivo que incorpora este artículo 71°-47, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes.

Artículo 71°-48.

"Artículo 71°-48.- Sólo las empresas que hayan constituido los derechos de uso a que se refiere el artículo 71°-45 podrán convenir contratos para suministros firmes de energía y potencia, sometidos o no a fijación de precios, ubicados en cualquiera de los sistemas que resulten interconectados.

El monto de suministro firme de potencia que una empresa desee comprometer mediante tales contratos estará limitado a sus respectivos derechos de uso.

Las empresas que hayan constituido derechos de uso podrán ofertar y transferir a los posibles interesados aquellos derechos de uso que no tengan comprometidos. Los pagos y los períodos

involucrados en estas transferencias se regirán por acuerdos entre las partes."

Esta norma establece las prerrogativas de quienes poseen los derechos de uso sobre la línea, las que consisten básicamente en la libertad de comercializar energía y potencia a través de contratos en ambos sistemas, ventaja comercial que no tienen quienes no poseen estos derechos. Los derechos no son ilimitados para estos agentes, sino que se limitan a la potencia que resulta de prorratear la participación de los derechos de cada agente sobre la potencia total de la línea. Esta limitación le otorga valor económico a estos derechos y, por lo tanto, pueden ser transados, permitiendo la norma que esta transacción sea libre.

*****El Diputado señor Bertolino formuló una indicación para intercalar, en el inciso segundo del artículo 71-48, entre la expresión *"suministro firme de"* y el vocablo *"potencia"*, las palabras *"energía y"*.

El Diputado Bertolino, en relación con su indicación, explicó que lo que una empresa reserva es energía y potencia. Si no se agrega la energía, por lo tanto, estarán expuestas a la aparición de los "free-riders", que consumirán la energía.

Agregó que lo que se busca con la indicación es que quien contrata tenga la seguridad que va a consumir lo contratado y que nadie se meta en la línea.

El Jefe del Área Eléctrica de la CNE, señor Iglesias, explicó que, en este artículo, el adjetivo "firme" tiene que ver con un calificador que recae sobre la potencia. Lo que interesa es definir el monto de la potencia firme para después generar el derecho correlativo de comercializar ese nivel de potencia. La energía se puede transar y comprar en el sistema en cantidades grandes o pequeñas. Pero, el propósito de dimensionar el tamaño de un contrato está dado por la potencia. Por eso, lo sustantivo de la norma es la potencia. Es la potencia lo que califica el derecho comercial de tener un contrato de cierta magnitud. Incluso, el vocablo "firme" podría ser prescindible.

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, señaló que al hablar de energía firme en un contrato de abastecimiento de energía se está diciendo que quien compra garantiza que comprará toda esa cantidad de energía. Cuando se habla de potencia firme, quiere decir que una de las partes necesitará hasta determinado nivel de potencia, pero puede ocurrir que no compre todo el tiempo la misma potencia por hora, porque no consumirá la misma cantidad todo el tiempo.

Los contratos siempre tienen potencia firme, pero no necesariamente energía firme.

Por último, aclaró que el tema al que hace alusión el artículo es el siguiente: se establece el derecho exclusivo de uso sobre una línea y cuatro empresas contratan en el lado que exporta. Si aparece una quinta, no puede hacer contratos con empresas del otro sistema, pues

no tiene forma de hacer llegar su energía, aunque sea su electricidad la que esté pasando, pero por otras razones (porque su energía es más barata y está siempre despachando).

El Jefe de la División Jurídico Legislativa del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, señor Sepúlveda, explicó que el inciso segundo quiere decir que una empresa no se comprometa a vender más de lo que tiene, que es sólo potencia, o sea, un determinado monto de la capacidad de la red disponible para vender. Lo que la norma dice es que no se exceda de ello.

- Puesta en votación la indicación del Diputado señor Bertolino, fue rechazada por 1 voto a favor, 5 en contra y 2 abstenciones.

- Puesta en votación la indicación del Ejecutivo que incorpora este artículo 71°-48, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes.

Artículo 71°-49.

"Artículo 71°-49.- Quienes posean derechos de uso sobre el sistema de interconexión deberán pagar los correspondientes peajes por inyección o retiro en las instalaciones del sistema troncal de cada uno de los sistemas que se interconecten, determinados conforme a los procedimientos generales."

Se establece que las importaciones de energía desde un sistema a otro deben pagar los peajes por el uso de las instalaciones de transmisión ubicadas en el sistema importador. Asimismo, los tenedores de derechos de uso deben concurrir al pago de peajes de retiro en cualquier sistema si es que tienen contratos de suministro con clientes que usan los sistemas de transmisión. En definitiva, la norma se refiere al pago de peajes por uso de los sistemas de transmisión internos de los sistemas interconectados.

El Jefe del Área Eléctrica de la CNE, señor Iglesias explicó que esta norma indica que se sujetan al mecanismo de peajes los comercializadores de los sistemas de interconexión.

- Puesta en votación la indicación del Ejecutivo que incorpora este artículo 71°-49, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes.

Artículo 71°-50.

"Artículo 71°-50.- Las magnitudes de potencia por considerar en las transferencias a que se refiere el artículo 71°-47 se establecerán para cada sistema eléctrico interconectado, independientemente del sentido de los flujos de potencia instantánea.

Cada año se deberá determinar la condición de exportador o importador de cada sistema eléctrico. Para tal efecto, se considerará como sistema exportador al sistema que posea el mayor cuociente entre su capacidad propia de generación y la demanda propia en horas de máxima utilización. El sistema que presente el cuociente menor se considerará importador. Para la determinación de la respectiva capacidad propia de generación se considerará la capacidad de cada unidad generadora, descontado los efectos de consumos propios, indisponibilidad y variabilidad hidrológica, según corresponda.

La transferencia de potencia a través del sistema de interconexión se determinará igual al menor valor entre la capacidad del sistema de interconexión y la transferencia de potencia que iguala los cuocientes entre capacidad propia y demanda propia en horas de máxima utilización, para cada sistema.

Se entenderá que quienes poseen derechos de uso sobre el sistema de interconexión efectúan inyecciones de potencia en el sistema importador, las cuales serán iguales a la transferencia de potencia resultante del inciso anterior, a prorrata de los derechos de uso.

Estas potencias inyectadas, incrementadas por pérdidas de potencia, corresponderán a los retiros de potencia desde el sistema exportador.

El ajuste entre demanda y oferta de potencia en cada sistema se realizará incluyendo las inyecciones o retiros de potencia señalados en este artículo."

Esta norma explica técnicamente cómo se realizan las transferencias, valorización y cómputo de la potencia cuando exista una línea de interconexión desarrollada por privados entre los dos sistemas existentes. Es concordante con los principios establecidos respecto de quienes pueden hacer uso de esa interconexión y de quienes pagan esa inversión, y especifica la forma de determinar qué sistema resulta ser el exportador de potencia o capacidad, la magnitud de la potencia total que aporta el sistema exportador, así como la proporción en que cada agente exportador de potencia participa de esta cantidad, esto es, a prorrata de sus derechos de uso.

*El Diputado señor Bertolino formuló una indicación para sustituir el artículo 71°-50 por el siguiente:

"Artículo 71°-50.- Las transferencias de potencia a que se refiere el artículo 71°-47 se establecerán para cada sistema eléctrico interconectado, independientemente del sentido de los flujos de potencia instantánea. Las magnitudes de la potencia por considerar se determinarán de acuerdo con el siguiente procedimiento.

Cada año se deberá determinar la condición de exportador o importador de cada sistema eléctrico. Para este efecto, se considerará como sistema exportador al sistema que posea el mayor cuociente entre su capacidad propia de generación y la demanda propia en horas de máxima utilización. El sistema que presente el cuociente menor se considerará importador. Para la determinación de la respectiva capacidad propia de generación se considerará la capacidad de cada unidad generadora, descontando los efectos de consumod propios, indisponibilidad y variabilidad hidrológica, según corresponda, de acuerdo a los criterios que se señale en el reglamento.

La transferencia de potencia a través del sistema de interconexión se determinará igual al menor valor entre la capacidad del sistema de interconexión y la transferencia de potencia que iguala los cuocientes entre capacidad propia y demanda propia en horas de máxima utilización, para cada sistema. La capacidad y demanda propia se determinará de acuerdo a lo que se señale en el reglamento.

Quienes posean derechos de uso sobre el sistema de interconexión se entenderá que efectúan inyecciones de potencia en el sistema importador, las cuales serán iguales a la transferencia de potencia resultante del inciso anterior, a prorrata de los derechos de uso. La remuneración de la inyección de potencia en el sistema importador corresponderá a la de la potencia firme que resulte de aplicar el procedimiento correspondiente al sistema importador, considerando como dato de entrada la potencia inyectada determinada de acuerdo al procedimiento descrito previamente, y se distribuirá entre quienes posean derechos de uso a prorrata de dichos derechos.

La potencia firme incrementada por pérdidas de potencia, corresponderá al retiro de potencia desde el sistema exportador. Este retiro deberá ser reconocido en el balance de potencia del sistema exportador por los propietarios de los derechos de uso sobre el sistema de

interconexión, a prorrata de dichos derechos de uso.

Para efectos del balance de potencia firme de cada sistema, el ajuste entre demanda y oferta de potencia de cada sistema se realizará incluyendo las inyecciones o retiros de potencia señalados en este artículo.”.

El patrocinante de la indicación señaló que la indicación tiene por objeto evitar la intromisión de los “free-riders” en el sistema.

Desde el punto de vista del texto, la indicación es muy parecida al artículo del Ejecutivo, pero tiene una diferencia en la forma de los usos del sistema, para evitar la intromisión de los “free-riders”. Además, hace referencia al reglamento.

El Jefe del Área Eléctrica de la CNE, señor Iglesias, expresó que el artículo 71°-50 interpreta la forma en que se van producir las transferencias de potencia entre los dos sistemas interconectados.

- Puesta en votación la indicación del Diputado señor Bertolino, fue rechazada por 3 votos a favor, 6 en contra y 1 abstención.

- Puesta en votación la indicación del Ejecutivo que incorpora este artículo 71°-50, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes.

-o-o-o-o-o-o-o-o-o-o-o-

ARTÍCULO 2°

Mediante este artículo se incorpora en el Título IV del decreto con fuerza de ley Nº1, de 1982, de Minería, ley General de Servicios Eléctricos, un Capítulo III, nuevo, denominado “De la operación y los precios en los sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts”, que está compuesto por los artículos 120-1 a 120-10.

Sin embargo, el Diputado señor Leay propuso agregar, a continuación del artículo 104, el sistema de cálculo de precio de nudo, trasladando a esa ubicación los artículos 120-1 y siguientes del mensaje, a excepción de los artículos 120-3 y 120-4, referidos al mercado de distribución y eliminar, en los artículos que se traspasan, lo referente a la distribución, de manera que quede sólo lo relativo al cálculo del precio de nudo.

-.Puesta en votación la proposición del Diputado Leay, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes.

“CAPITULO III.

De la operación y los precios en los sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts

- En virtud de lo propuesto por el Diputado señor Leay, se acordó modificar el encabezado del artículo 2°, pues se desechó incorporar un Capítulo III, nuevo, que pasaba a ser Capítulo IV.

Artículo 120°-1 (que pasa a ser artículo 104°-1).

“En los sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación es inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts, en adelante, Sistemas Medianos, se deberá propender al desarrollo óptimo de las inversiones, así como operar las instalaciones de modo de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, y garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.

En dichos sistemas se aplicarán las normas pertinentes respecto de las exigencias de seguridad y calidad de servicio, así como las normas de obligatoriedad y racionamiento establecidas en esta Ley, conforme se establezca en el reglamento.

Cuando en dichos sistemas exista más de una empresa generadora, deberán operarse todas las instalaciones interconectadas en forma coordinada, de modo de garantizar el cumplimiento de los objetivos asociados a la operación de las instalaciones establecidos en el inciso precedente. El reglamento establecerá las normas que se requieran para cumplir con la operación y administración de dicho sistema en las condiciones señaladas en este inciso.”

Esta norma establece determinados principios que deben regir en los sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts, en adelante, “sistemas medianos”.

La ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Blanlot, señaló que en la actualidad existen sistemas medianos en las regiones XI y XII, en los cuales no existe competencia en el segmento de la generación, a diferencia del Sistema Interconectado Central (SIC) y del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Se trata de empresas y mercados de tamaño reducido, que se encuentran en una etapa incipiente en el desarrollo del sistema eléctrico y donde hay economías de escala en la instalación de centrales generadoras, que están por debajo de 10 megawatts.

Indicó que durante muchos años en los sistemas de las regiones XI y XII se han castigado las opciones de generación de mayor tamaño y de menores costos medios.

Con este proyecto, los sistemas que son inferiores a 200 megawatts y superiores a 1.500 kilowatts serían considerados medianos y se aplicaría la tarificación del modo indicado, en forma distinta

e independiente al que se aplica en el Sistema Interconectado Central (SIC) y en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

Precisó que, en el caso de las centrales de 200 ó 300 megawatts, ya no existen economías de escala en el segmento de la generación.

- Puesto en votación el artículo 120°-1, que pasó a ser artículo 104°-1, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes.

Artículo 120°-2 (que pasa a ser artículo 104°-2).

"Los planes de expansión de las instalaciones de generación y de transmisión y los precios regulados a nivel de distribución, de generación y de transmisión de cada Sistema Mediano, se determinarán conjuntamente y cada cuatro años, mediante la elaboración de los Estudios Técnicos establecidos en los artículos siguientes. Los precios señalados se calcularán sobre la base del costo incremental de desarrollo y del costo total de largo plazo de los segmentos de generación, transmisión y distribución, según corresponda, de sistemas eficientemente dimensionados, y considerando el abastecimiento total de la demanda del sistema eléctrico.

La estructura general de tarifas se basará en el costo incremental de desarrollo de cada segmento. El nivel general de tarifas, por su parte, deberá ser suficiente para cubrir el costo total de largo plazo del segmento correspondiente. No obstante, en los casos en que las instalaciones de generación, transmisión y distribución, o una proporción de ellas mayor al 50% pertenezca a una misma empresa con sistemas verticalmente integrados, el nivel de tarifas de las instalaciones correspondientes se fijará de modo de cubrir el costo total de largo plazo global de la empresa.

Para los efectos de lo establecido en el inciso anterior, los cálculos respectivos deberán considerar una tasa de actualización igual al 10% real anual.

El reglamento establecerá las condiciones y requisitos para calificar las instalaciones presentes en los Sistemas Medianos, como instalaciones de generación, de transmisión o de distribución."

Mediante este artículo se regula la forma de determinar los planes de expansión de las instalaciones de generación y de transmisión y los precios regulados a nivel de distribución, de generación y de transmisión de cada sistema mediano. Asimismo, establece las bases para calcular los precios y la estructura general de tarifas y prescribe que en los casos en que las instalaciones de generación, transmisión y distribución, o una proporción de ellas mayor al 50% pertenezca a una misma empresa con sistemas verticalmente integrados, el nivel de tarifas de las instalaciones correspondientes se fijará de modo de cubrir el costo total de largo plazo global de la empresa. Establece, además, que los cálculos respectivos deberán considerar una tasa de actualización igual al 10% real anual y que el reglamento establecerá las condiciones y requisitos para calificar las instalaciones

presentes en los sistemas medianos como instalaciones de generación, de transmisión o de distribución.

*****El Diputado señor Araya formuló una indicación para sustituir el inciso tercero por el siguiente:

"Para los efectos de lo establecido en el inciso anterior, los cálculos respectivos deberán considerar una tasa de actualización igual a la tasa interna de retorno promedio ofrecida por el Banco Central de Chile para sus instrumentos reajustables en moneda nacional de plazo igual o mayor a ocho años, más un premio por riesgo. El tipo de instrumento, su plazo, el período considerado para establecer el promedio y el premio por riesgo serán determinados por la Comisión Nacional de Energía".

El Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, señor Rodríguez, señaló que ha habido una discusión acerca de los elementos que permiten evaluar correctamente el riesgo, que presenta diferencias si se comparan las empresas de generación, de transmisión y de distribución y se ha preferido postergar el tratamiento de este tema para la tramitación de la denominada “ley larga”. Si se incorporase en el proyecto en actual estudio la propuesta del Diputado señor Araya, se requeriría un plazo mínimo de cinco años para efectuar una primera estimación, dado que si bien existen modelos para calcular esas tasas con riesgo, son de difícil aplicación en nuestro país. Indica que lo ideal sería tener en el futuro una tasa de actualización más viable, acorde con el mercado.

Explicó que los costos marginales constituyen una manera correcta de operar los mercados si no existen economías de escala. Cuando disminuye el costo promedio, el costo marginal igualmente baja. Mientras se mantengan los precios basados en el costo marginal, se expande en forma insuficiente el sistema eléctrico. Por ello, se propone modificar el costo marginal por el costo incremental de expansión.

La ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Vivian Blanlot, explicó que en la XII región hay tres sistemas separados: el de Punta Arenas, el de Puerto Natales y el de Porvenir. Planteó el caso de un sistema que tiene una capacidad instalada diesel (central) de un megawatt, lo que implica un costo de inversión de 580 dólares por kilowatt y un costo variable de 120.000 dólares por kilowatt/hora, con un costo medio de 133.000 dólares por kilowatt/hora. Si tuviese que aumentar la capacidad a 5 megawatts, el costo variable sería de 107.000 kilowatts/hora y el costo medio sería de 120.000 kilowatts/hora, disminuiría la tarifa y el costo medio será superior, por lo cual le es más conveniente invertir en la central de un megawatt. La tarificación marginalista se justifica para una industria que tiene una gran demanda, costos marginales y variables de largo plazo tales que para dicha demanda ambos son iguales. Sin embargo, en sistemas más pequeños, los costos marginales son menores que los costos medios para cualquier tamaño de planta.

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

- Puesto en votación el artículo 120°-2, que pasó a ser artículo 104°-2, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes, con la eliminación de la palabra "distribución" en los incisos primero, segundo y cuarto.

Artículo 120°-3.

"Los costos incrementales de desarrollo y los costos totales de largo plazo del segmento de distribución se calcularán por áreas de concesión de distribución para instalaciones optimizadas capaces de abastecer la demanda en dichas áreas. El reglamento establecerá la metodología detallada de cálculo de costos, así como las características de las bases de los Estudios que deberán realizarse para la fijación de tarifas del segmento de distribución."

Esta norma dispone que los costos incrementales de desarrollo y los costos totales de largo plazo del segmento de distribución se calcularán por áreas de concesión de distribución para instalaciones optimizadas capaces de abastecer la demanda en dichas áreas y que el reglamento establecerá la metodología detallada de cálculo de costos, así como las características de las bases de los estudios que deberán realizarse para la fijación de tarifas del segmento de distribución.

La ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Vivian Blanlot, explicó que si bien se trata de sistemas pequeños que están aislados de los grandes sistemas interconectados, tienen mercados específicos de distribución, como es el caso de Coihaique, Puerto Aysén, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir, que funcionan separadamente. Aclaró que el hecho de que los costos se calculen por áreas de concesión significa que las redes de distribución se consideran en forma separada.

- Puesto en votación el artículo 120°-3, fue rechazado por la unanimidad de los Diputados presentes.

Artículo 120°-4.

"Se entenderá por costo incremental de desarrollo de un sistema eficiente de distribución, al costo medio de las ampliaciones de capacidad y del incremento de los costos de explotación necesarios para satisfacer la demanda incremental de un período no inferior a 15 años, que cumplan con la condición de minimizar los costos totales actualizados de expansión del sistema.

Se entenderá por costo total de largo plazo de un sistema eficiente de distribución, aquel valor anual constante requerido para cubrir los costos de explotación y de inversión, que se incurran durante el período tarifario de cuatro años que sucede a la fijación, de un proyecto de

reposición que minimiza el total de los costos de inversión y explotación de largo plazo del servicio."

Mediante esta norma se define lo que debe entenderse por "costo incremental de desarrollo de un sistema eficiente de distribución" y por "costo total de largo plazo de un sistema eficiente de distribución".

La ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Vivian Blanlot, señaló que la definición de "costo incremental de desarrollo de un sistema eficiente de distribución" equivale a la referencia a las empresas modelo. El desarrollo de un sistema eficiente de distribución supone que se ha previsto una demanda, que aumenta a través del tiempo, de modo que para esa demanda la fórmula de mínimo costo para abastecer las necesidades de distribución implica ciertos costos de inversión e incrementales. En general, el costo incremental se define como la sumatoria de los costos de inversión más los costos de operación y mantenimiento dividida en el largo plazo por la sumatoria actualizada de los aumentos de demanda del período.

El Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, señor Rodríguez, acotó que el costo incremental de desarrollo se puede asociar al costo medio total. El costo marginal se relaciona con la variación que ocurre si se aumenta o disminuye la producción. En cambio, el costo incremental está asociado con el aumento de las plantas y la operación de las mismas.

- Puesto en votación el artículo 120°-4, fue rechazado por la unanimidad de los Diputados presentes.

Artículo 120°-5 (que pasa a ser artículo 104°-3).

"Los costos incrementales de desarrollo y los costos totales de largo plazo de los segmentos de generación y de transmisión se calcularán, respectivamente, para un conjunto eficiente de instalaciones de generación y transmisión que permiten abastecer la demanda proyectada en cada Sistema Mediano. El reglamento establecerá la metodología detallada de cálculo de costos y de proyección de demanda, así como las características de las bases de los Estudios que deberán realizarse para la fijación de precios a nivel de generación y transmisión."

Mediante esta norma se establece que los costos incrementales de desarrollo y los costos totales de largo plazo de los segmentos de generación y de transmisión se calcularán, respectivamente, para un conjunto eficiente de instalaciones de generación y transmisión que permitan abastecer la demanda proyectada en cada sistema mediano, y que el reglamento establecerá la metodología detallada de cálculo de costos y de proyección de demanda, así como las características de las bases de los estudios que deberán realizarse para la fijación de precios a nivel de generación y transmisión.

- Puesto en votación el artículo 120°-5, que pasó a ser artículo 104°-3, fue aprobado, sin debate, por la unanimidad de los Diputados presentes,

Artículo 120°-6 (que pasa a ser artículo 104°-4).

"El costo incremental de desarrollo a nivel de generación y a nivel de transmisión, es el costo medio por unidad de demanda incremental de potencia y energía de un proyecto de expansión eficiente del sistema, cuyo valor actual neto es igual a cero. Dicho costo se obtendrá de la suma de los costos de inversión de las ampliaciones y del aumento de los costos de operación, de un sistema en que se realizan las ampliaciones de capacidad de generación y transmisión que minimizan el costo actualizado de inversión, operación, mantenimiento y energía no suministrada, en un período de planificación no inferior a 15 años. Para su cálculo, se deberá establecer el plan de expansión que minimiza el costo actualizado de inversión, operación y mantenimiento del sistema para el período de planificación.

Para evaluar el plan de expansión óptimo se deberá considerar la variabilidad hidrológica, así como la incertidumbre relacionada con los costos de los insumos principales, tales como los precios de combustibles y otros costos asociados a las opciones tecnológicas de generación y transmisión.

El costo total de largo plazo en el segmento de generación y de transmisión, es aquel valor anual constante requerido para cubrir los costos de explotación y de inversión, que se incurran durante el período tarifario de cuatro años que sucede a la fijación, de un proyecto de reposición que minimiza el total de los costos de inversión y explotación de largo plazo del servicio, de una empresa eficiente que parte de cero."

Mediante este artículo se define lo que debe entenderse por "costo incremental de desarrollo a nivel de generación y a nivel de transmisión" y la forma de obtenerlo y calcularlo. Asimismo, señala los factores que deben considerarse para evaluar el plan de expansión óptimo. Por otra parte, define lo que debe entenderse por el "costo total de largo plazo en el segmento de generación y de transmisión".

*****S.E. el Presidente de la República, formuló una indicación para suprimir en el inciso tercero del artículo 120-6, la frase "*de una empresa eficiente que parte de cero.*", pasando el punto final (.) a ser una coma (,).

La Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Blanlot, explicó que para simular sistemas eficientes existen distintas opciones: se puede optimizar el desarrollo futuro del sistema o bien instalar la mejor tecnología para obtener suministro y satisfacer la demanda. Esto último corresponde a la situación de la empresa que parte de cero. Acotó que cuando se habla de costo

incremental se mide lo que se debe invertir en promedio en el futuro y normalmente se hace sobre la base de la mejor tecnología existente. En estricto rigor, no debiera haber diferencias entre abastecer una demanda adicional con la mejor tecnología o abastecer la demanda existente. Los sistemas que se utilizan para la tarificación de la distribución eléctrica toman en consideración una empresa existente que es modelada, de modo que sea la mejor que podría existir.

- Puesto en votación el artículo 120°-6, que pasó a ser artículo 104°-4, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes, conjuntamente con la indicación del Ejecutivo.

Artículo 120°-7 (que pasa a ser artículo 104°-5).

"Antes de 12 meses del término del período de vigencia de los precios de generación, de transmisión y de distribución, la Comisión deberá poner en conocimiento de las empresas que operen en Sistemas Medianos, las bases de los estudios para la determinación el plan de expansión de las instalaciones de generación y de transmisión, y para el cálculo del costo incremental de desarrollo y el costo total de largo plazo de los segmentos de generación, de transmisión y de distribución, según corresponda. Las empresas podrán efectuar observaciones a las bases dentro de los 15 días siguientes a la fecha de recibidas. La Comisión acogerá o rechazará fundadamente las observaciones de las empresas, y comunicará las bases definitivas, las que en todo caso deberán ser aprobadas por ésta antes de 11 meses del término de vigencia de los precios vigentes y serán públicas.

En cada Sistema Mediano, el Estudio será efectuado por una empresa consultora contratada por la o las empresas que operen en el respectivo sistema, que será seleccionada de una lista de empresas consultoras acordadas previamente con la Comisión, conforme a lo que establezca el reglamento.

Cada Estudio deberá identificar los planes de expansión de las instalaciones de generación y de transmisión del sistema correspondiente y los respectivos costos incrementales de desarrollo y costos totales de largo plazo para cada uno de los segmentos de generación, transmisión y distribución del sistema en cuestión.

Antes de 6 meses del término de la vigencia de las tarifas, las empresas que operan en Sistemas Medianos presentarán a la Comisión el resultado de los Estudios, indicando los planes de expansión, los costos por segmento y las fórmulas de indexación propuestas. El reglamento, las bases del Estudio y el contrato respectivo, establecerán la forma y contenido de los antecedentes que deberán ser aportados para respaldar los resultados del estudio, antecedentes que deberán permitir la reproducción completa de los resultados señalados por parte de la Comisión.

Recibidos los Estudios, la Comisión dispondrá de un plazo de tres meses para revisarlos, efectuar las correcciones que estime pertinentes y estructurar las tarifas correspondientes. La Comisión deberá remitir a las empresas un Informe Técnico que contenga las observaciones y correcciones al Estudio y las fórmulas tarifarias respectivas. Las empresas dispondrán de 30 días para formalizar su acuerdo o desacuerdo con la

Comisión. En caso de no alcanzarse acuerdo en el período señalado, las empresas podrán presentar sus observaciones fundadas a la Comisión, dentro del plazo de 5 días."

Este artículo prescribe que la Comisión deberá poner en conocimiento de las empresas que operen en sistemas medianos las bases de los estudios para la determinación del plan de expansión de las instalaciones de generación y de transmisión, y para el cálculo del costo incremental de desarrollo y el costo total de largo plazo de los segmentos de generación, de transmisión y de distribución, según corresponda. Asimismo, establece el procedimiento para que las empresas efectúen observaciones a las bases, las que pueden ser acogidas o rechazadas fundadamente por la Comisión, que debe comunicar las bases definitivas. Por otra parte, determina quién debe efectuar el estudio, el contenido del mismo y establece que las empresas que operan en sistemas medianos presentarán a la Comisión el resultado de los estudios, indicando los planes de expansión, los costos por segmento y las fórmulas de indexación propuestas. Finalmente, señala que la Comisión deberá revisar los estudios, efectuar las correcciones que estime pertinentes, estructurar las tarifas correspondientes y remitir a las empresas un informe técnico que contenga las observaciones y correcciones al estudio y las fórmulas tarifarias respectivas, las que formalizarán su acuerdo o desacuerdo con la Comisión. En caso de no alcanzarse acuerdo en el período que indica, las empresas podrán presentar sus observaciones fundadas a la Comisión, dentro del plazo de cinco días.

La ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Vivian Blanlot, explicó que esta disposición se refiere a la forma de participación de los distintos agentes del mercado en la fijación de tarifas y a la resolución de controversias sobre las tarifas de los sistemas medianos (Comisión de Expertos). Indica que el Ejecutivo ha desarrollado una propuesta alternativa en la que en un solo artículo se contemplaría todo lo referente a comisiones de expertos que resuelven divergencias tarifarias referentes a esta ley, que se ubicaría como artículo 71°-35.

No obstante, el artículo 120°-7 del mensaje habría que revisarlo, para adecuarlo a lo que se propondrá sobre esos dos temas: forma de participación de los agentes del mercado en el proceso tarifario y constitución del comité de expertos. La Comisión Nacional de Energía es partidaria de incorporar el comité de expertos en el artículo 71°-35.

*****La Diputada señora González, doña Rosa, formuló una indicación para reemplazar, en el inciso final del artículo 120°-7, que pasa a ser 104-5, todas las frases a continuación de la expresión "fórmulas tarifarias respectivas" por las siguientes: "Las empresas dispondrán de quince días para formalizar su acuerdo o desacuerdo con la Comisión. En caso de no alcanzar acuerdo, la Comisión enviará los antecedentes al panel de expertos, el que resolverá en el plazo de quince días."

La patrocinante de la indicación explicó que con la modificación propuesta se desea adecuar las discrepancias a las normas sobre panel de expertos a que se refiere el artículo 3° del proyecto de ley.

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

- Puesto en votación el artículo 120°-7, que pasó a ser 104°-5, con la indicación incluida, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes.

Artículo 120°-8 (que pasa a ser artículo 104°-6).

"Transcurrido el plazo dispuesto en el artículo anterior sin que se haya manifestado desacuerdo o, en su caso, el plazo para formular observaciones fundadas, la Comisión deberá remitir al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción dentro de los siguientes 15 días, un Informe Técnico Definitivo con las tarifas para el siguiente periodo, con los antecedentes de los respectivos Estudios, y un informe que se pronuncie fundadamente sobre las observaciones presentadas oportunamente por las empresas.

El Ministro fijará las tarifas de generación, de transmisión, y de distribución y sus respectivas fórmulas de indexación para el período siguiente, mediante decreto supremo expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", el que deberá publicarse en el Diario Oficial dentro de los siguientes 15 días de recibido el Informe de la Comisión.

Una vez vencido el período de vigencia del decreto señalado en el inciso anterior, los valores en él establecidos y sus respectivas fórmulas de indexación seguirán rigiendo, mientras no se dicte el siguiente decreto.

No obstante lo señalado en el inciso anterior, se deberán abonar o cargar a los usuarios, de acuerdo al procedimiento que establezca el reglamento, las diferencias que se produzcan entre lo efectivamente facturado y lo que corresponda acorde a las nuevas tarifas, por todo el período transcurrido hasta la fecha de publicación del nuevo decreto. Las reliquidaciones que sean procedentes serán reajustadas de acuerdo al interés corriente vigente a la fecha de publicación de los nuevos valores, por todo el período a que se refiere el inciso anterior.

En todo caso, se entenderá que los nuevos valores entrarán en vigencia a contar del vencimiento de las tarifas del decreto anterior.

Las bases, los Estudios realizados por las empresas y los informes de la Comisión y del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, serán públicos una vez publicado el respectivo decreto en el Diario Oficial, para efectos de la ley N° 18.575."

Este artículo dispone que, una vez transcurrido el plazo sin que se haya manifestado desacuerdo o, en su caso, el plazo para formular observaciones fundadas, la Comisión deberá remitir al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción un informe técnico definitivo con las tarifas para el siguiente período, con los antecedentes de los respectivos estudios, y un informe que se pronuncie fundadamente sobre las observaciones presentadas oportunamente por las empresas. Asimismo, establece que el Ministro fijará las tarifas de generación, de transmisión, y de distribución y sus respectivas fórmulas de indexación para el período siguiente, mediante un decreto. Una vez vencido el

período de vigencia de este último, los valores en él establecidos y sus respectivas fórmulas de indexación seguirán rigiendo, mientras no se dicte el siguiente decreto. Establece que se deberán abonar o cargar a los usuarios, de acuerdo con el procedimiento que establezca el reglamento, las diferencias que se produzcan entre lo efectivamente facturado y lo que corresponda acorde a las nuevas tarifas, por todo el período transcurrido hasta la fecha de publicación del nuevo decreto. Indica que las bases, los estudios realizados por las empresas y los informes de la Comisión y del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, serán públicos una vez publicado el respectivo decreto en el Diario Oficial.

*****Los Diputados señores Leay, Vilches, Escobar, Bayo y Valenzuela formularon una indicación para introducir las siguientes modificaciones en el artículo 120°-8 (que pasa a ser Artículo 104°-6):

a) Sustitúyese, en el inciso primero, la frase **"**en su caso, el plazo para formular observaciones fundadas,**"** por "*resuelto el mismo por el Consejo de Expertos,".*

b) Intercálase, en el inciso primero, entre las expresiones **"**sobre**"** y **"**las observaciones**"**, la palabra "*todas*".

c) Reemplázase, en el inciso primero, las palabras **"**por las empresas" por la expresión "*durante el proceso de tarificación*".

d) Intercálase, en el inciso final, entre la palabra **"**Comisión**"** y la frase "*y del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción", la expresión "del Consejo de Expertos*".

La ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Blanlot explica que, una vez terminado el proceso de participación, viene la parte formal de remisión del informe técnico al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Las indicaciones perfeccionan unos detalles del proceso.

a) La primera indicación persigue que el informe tarifario se remita al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción una vez que se haya oído al Consejo de Expertos.

b) En cuanto a la segunda, la inclusión del vocablo "todas" persigue que no se deje ni una sola observación sin resolver.

c) El reemplazo de la expresión "por las empresas" se justifica porque no son sólo las empresas las que formulan observaciones durante el proceso de tarificación, sino también otros agentes.

d) La última indicación persigue que los documentos del Consejo de Expertos sean públicos, como lo son los de la Comisión Nacional de Energía y del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

- Puesto en votación el artículo 120°-8, que pasó a ser artículo 104°-6, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes, conjuntamente con la indicación presentada.

-.Se acordó además, eliminar en el inciso segundo, la expresión "y de distribución".

Artículo 120°-9 (que pasa a ser artículo 104°-7).

"Los planes de expansión en instalaciones de generación y transmisión a que se refiere el Artículo 120°-6, que resulten de los Estudios referidos en los artículos precedentes y que sean establecidos en el o los decretos respectivos, tendrán carácter de obligatorios para las empresas que operan en Sistemas Medianos, mientras dichos planes se encuentren vigentes.

En particular, las obras generación o de transmisión cuyo inicio de construcción se definan conforme al respectivo plan expansión, para dentro del siguiente período de cuatro años, deberán ser ejecutadas por las empresas que operan en Sistemas Medianos conforme al tipo, dimensionamiento y plazos con que ellas fueron establecidas en el señalado plan."

> Esta norma establece que los planes de expansión en instalaciones de generación y transmisión a que se refiere el artículo 120°-6, que resulten de los estudios referidos en los artículos precedentes y que sean establecidos en el o en los decretos respectivos, tendrán carácter de obligatorios para las empresas que operen en sistemas medianos, mientras dichos planes se encuentren vigentes. Indica que las obras de generación o de transmisión cuyo inicio de construcción se definan conforme al respectivo plan de expansión, para dentro del siguiente período de cuatro años, deberán ser ejecutadas por las empresas que operen en sistemas medianos, conforme al tipo, dimensionamiento y plazos con que ellas fueron establecidas en el señalado plan.

La ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Vivian Blanlot, explicó que dado que se trata de sistemas regulados a los que se les reconocen los costos medios, debe garantizarse que las inversiones se efectúen. Actualmente, debido a que las tarifas se fijan sobre la base de un plan de expansión, es obligatorio para las empresas.

Señaló, además, que en el caso de los sistemas medianos no existen las restricciones que tiene el sistema de transmisión troncal en cuanto a la integración vertical, en virtud de las cuales las empresas de transmisión no pueden participar en la generación o la distribución, con excepción de aquéllas que actualmente tienen instalaciones de transmisión, ya que las podría mantener, pero no podrán

aumentar su capacidad. En cambio, en los sistemas medianos se entiende que lo más probable es que una misma empresa participe en los segmentos de generación, transmisión y distribución, esto es, que sea integrada verticalmente, lo que es económicamente más eficiente.

- Puesto en votación el artículo 120°-9, que pasó a ser artículo 104°-7, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes.

- Se acordó adecuar su texto a lo aprobado anteriormente, en el sentido de sustituir la referencia al artículo 120°-6 por 104°-4.

Artículo 120°-10 (que pasa a ser artículo 104°-8).

"Los Estudios que dieron origen a los planes señalados establecerán, en su oportunidad, el rango de validez de las hipótesis técnicas y económicas que sustentan la conveniencia de la implementación de estos planes en la forma, dimensión y plazos recomendados.

En el período que media entre dos fijaciones tarifarias, las empresas podrán solicitar a la Comisión la realización de un nuevo Estudio de expansión y de costos, si se produjesen desviaciones en las condiciones de oferta o de demanda que se ubiquen fuera de las tolerancias establecidas conforme lo señalado en el inciso precedente, en cuyo caso los efectos tarifarios y los planes de expansión resultantes del nuevo Estudio tendrán vigencia hasta el término del cuadrienio en curso.

En todo caso, las empresas siempre podrán adelantar o atrasar las inversiones respecto de las fechas establecidas en el plan de expansión vigente, sin mediar la condición establecida en el inciso precedente, previa autorización de la Comisión. En dicho caso, no habrá efectos en tarifas."

Este artículo dispone que los estudios establecerán el rango de validez de las hipótesis técnicas y económicas que sustenten la conveniencia de la implementación de estos planes en la forma, dimensión y plazos recomendados. Asimismo, señala que en el período que medie entre dos fijaciones tarifarias, las empresas podrán solicitar a la Comisión la realización de un nuevo estudio de expansión y de costos en el caso que indica. Además, prescribe que las empresas podrán adelantar o atrasar las inversiones respecto de las fechas establecidas en el plan de expansión vigente, con excepción de la condición que señala, previa autorización de la Comisión, en cuyo caso no habrá efectos en las tarifas.

- Puesto en votación el artículo 120°-10, que pasó a ser artículo 104°-8, fue aprobado, sin debate, por la unanimidad de los Diputados presentes.

-o-o-o-o-o-o-o-o-o-o-

ARTÍCULO 3°.

S.E. el Presidente de la República presentó una indicación, por la cual intercala el siguiente artículo 3°, nuevo, referido al panel de expertos, pasando el actual artículo 3° a ser artículo 4°.

"Artículo 3º.- Incorpórase, a continuación del artículo 129, el siguiente Título VI, nuevo, pasando los actuales títulos VI, VII y VIII, a ser Títulos VII, VIII y IX, respectivamente:

"TÍTULO VI

DEL PANEL DE EXPERTOS

Artículo 130°.

"Artículo 130°.- Serán sometidas al dictamen de un panel de expertos, las discrepancias que se produzcan, únicamente, con motivo de los siguientes procedimientos:

1.- Determinación de las bases técnicas y administrativas definitivas previstas en el artículo 71°-14;

2.- Elaboración del informe técnico basado en los resultados del estudio de transmisión troncal que le corresponde a la Comisión, de acuerdo al artículo 71°-19;

3.- Elaboración de las bases de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión, indicado en el artículo 71-39;

4.- Fijación del peaje determinado en base al valor agregado de distribución, referido en el artículo 71°-43;

5.- Elaboración de las bases de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas eléctricos cuyo tamaño es inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación, en conformidad al artículo 97°;

6.- Determinación de las componentes del valor agregado por concepto de costos de distribución, calculadas para el número de áreas de distribución típicas que fije la Comisión, así como la fijación de estas últimas, de acuerdo al artículo 107°;

7.- Fijación de los precios de los servicios no consistentes en suministros de energía a que se refiere el número 4 del artículo 90°, en conformidad al artículo 107° bis;

8.- Determinación de los costos de explotación para las empresas distribuidoras de acuerdo a lo señalado en el artículo 116°;

9.- Fijación del Valor Nuevo de Reemplazo, según lo previsto en el artículo 118°;

10.- Las demás discrepancias que las empresas eléctricas tengan entre sí con motivo de la aplicación técnica o económica de la normativa del sector eléctrico y que, de común acuerdo, sometan a su dictamen.

Asimismo, se someterá a dictamen del panel de expertos, la adopción de acuerdos por un CDEC en aquellas materias que se determinen reglamentariamente."

Este capítulo y este artículo específicamente establecen la existencia de un mecanismo y una instancia de resolución de conflictos y discrepancias en el sector eléctrico. Se deja esta resolcuión a expertos, quienes deben decidir vinculantemente sobre materias técnicas específicas. Se detallan las materias que son sometidas a esta determinación de expertos.

*****Los Diputados González, doña Rosa, y Leay formularon una indicación para incorporar en el artículo 130°, nuevo, el siguiente número 3, nuevo, pasando los actuales números 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10 a ser 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 y 11, respectivamente:

"3.- Del informe preliminar con los valores de transmisión por tramo y las fórmulas de indexación que le corresponde a la Comisión, de acuerdo al artículo 4° transitorio."

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

*****Los Diputados González, doña Rosa, y Leay formularon una indicación para incorporar en el artículo 130°, nuevo, el siguiente número 5, nuevo, pasando los actuales números 5, 6, 7, 8, 9 y 10 a ser 6, 7, 8, 9, 10 y 11, respectivamente:

"5.- Fijación de los peajes de subtransmisión, indicados en el artículo 71°-40."

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

*****Los Diputados González, doña Rosa, y Leay formularon una indicación para sustituir, en el inciso final del artículo 130, la expresión *"la adopción de acuerdos por un CDEC en"* por la expresión *"los conflictos que se susciten en el interior de un CDEC, respecto de"*.

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

- Puesto en votación el artículo 130°, con las indicaciones aprobadas, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes.

- Se aprobó, además, reemplazar, en el encabezado del artículo 130°, la expresión *“, únicamente, con motivo de los siguientes procedimientos”* por las palabras *“en relación con”*.

- También se aprobó adecuar la redacción del inicio de cada numeral.

Artículo 131°.

“Artículo 131°.- El panel de expertos estará integrado por cinco profesionales ingenieros o licenciados en ciencias económicas, que posean un post grado en ciencias de la ingeniería o económicas y que acrediten cinco años de experiencia en el sector eléctrico, designados por la Comisión Resolutiva establecida en el Decreto Ley Nº 211 de 1973, mediante concurso público de antecedentes fundado en condiciones objetivas, transparentes y no discriminatorias.

El nombramiento de los integrantes así designados, se efectuará mediante Resolución del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Los integrantes del panel de expertos ejercerán su función por seis años y podrán ser designados por un nuevo período, para lo cual deberán participar en el concurso señalado en el número anterior. La renovación de los integrantes se efectuará parcialmente cada dos años.

Una vez constituido, el panel elegirá de entre sus integrantes, al experto que lo presidirá por los siguientes dos años. El quórum mínimo para sesionar será de tres integrantes y los acuerdos se adoptarán por simple mayoría, decidiendo el voto del presidente en caso de empate.

Es incompatible la función de integrante del panel con la condición de funcionario público y también con la calidad de director, gerente, trabajador dependiente, asesor independiente, o la condición de tenedor, poseedor o propietario de acciones o derechos, por sí o a través de una persona jurídica, de empresas generadoras, transmisoras, comercializadoras y distribuidoras de energía eléctrica, sean o no concesionarias, o de sus matrices, filiales o coligadas. Las personas que al momento de su nombramiento detenten cualquiera de dichas condiciones, deberán renunciar a ella. Las limitaciones contenidas en

este artículo se mantendrán hasta un año después de haber terminado el período del integrante de que se trate. En todo caso, el desempeño como integrante del panel es compatible con funciones y cargos docentes.

Los integrantes del panel deberán, además, de mutuo propio o a petición de parte, inhabilitarse de intervenir en las discrepancias que se sometieren a su conocimiento, comunicándolo inmediatamente a las partes a través del secretario abogado, en caso que, personalmente, incurran en alguno de los motivos de abstención contemplados en el artículo 12 de la Ley N° 19.880, con excepción de su número 4. Si la inhabilitación fuese a petición de parte, será resuelta por el panel de expertos, con exclusión del integrante cuya inhabilitación se solicita, previo informe del secretario abogado."

Se señala la integración del panel de expertos y los requisitos exigidos a los expertos, con lo que se busca que éstos tengan el más alto nivel técnico, al objeto de garantizar la calidad de su función, así como la independencia y transparencia del proceso de definición y solución de conlfictos.

*****El Diputado señor Encina, formuló una indicación para eliminar, en el inciso primero del artículo 131°, la frase *"que posean un post grado en ciencias de la ingeniería o económicas".*

Los Diputados integrantes de la Comisión señalaron su complacencia con la indicación, por cuanto con las modificación propuesta se elimina la exigencia del postgrado. Añadieron que lo que debe considerarse es el grado o título académico, que es el que otorgan las universidades chilenas. Una persona con el simple grado o título puede estar perfectamente bien capacitada para integrar el panel de expertos.

Recalcaron que es el título profesional y no el grado académico el que habilita a una persona para ejercer una profesión. Por ende, no corresponde exigir un requisito que no habilita para el ejercicio de una profesión.

Por último, señalaron que, según información del Ministerio de Educación, sólo el año 2002 más de 800 personas en el país hicieron un postgrado en el área económica. Por ende, hay profesionales de sobra de entre los cuales elegir a 5 profesionales con experiencia.

- Puesta en votación la indicación, fue aprobada por 6 votos a favor, 3 en contra y 1 abstención.

*****El Diputado señor Leay formuló una indicación para sustituir la expresión *"sector eléctrico"* por *"área eléctrica".*

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, señaló estar de acuerdo con la indicación, por cuanto la expresión “área eléctrica” es mucho más amplia que la expresión “sector eléctrico”. De esa manera, quedarían incluidos los académicos que posean los años de experiencia necesarios.

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

*****Los Diputados señores Leay, Rojas, Valenzuela y Vilches y de la Diputada señora Rosa González formularon una indicación para agregar, al final del inciso primero del artículo 131°, sustituyendo el punto y aparte (.) por punto y seguido (.), lo siguiente: *“El concurso público para conformar el panel de expertos deberá también ser publicado, a lo menos, en un diario de cada región.”*

Los patrocinantes de la indicación consideran indispensable que los llamados a concurso público para integrar el panel de expertos se publiquen en diarios regionales, por tal motivo presentaron dicha proposición.

- Puesta en votación la indicación, fue aprobada por 9 votos a favor y 1 abstención.

*****El Diputado señor Encina, formuló una indicación para reemplazar, en el inciso tercero del artículo 131°, la palabra *“seis”* por *“cuatro”*.

Respecto de esta modificación hubo interés, tanto del Diputado que patrocinó la indicación, como de otros señores parlamentarios de modificar la cantidad de años de permanencia de los integrantes del panel de expertos en sus cargos. Se indicó que seis años era mucho tiempo y podría significar la entronización de profesionales que tienen que tomar importantes decisiones para el mercado eléctrico. Además, como pueden ser reelegidos, podrían completar hasta doce años en el panel, lo cual parece excesivo. Cuatro años es un plazo adecuado.

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, explicó que en el artículo 134° se establece que los integrantes del panel estarán sometidos a las normas sobre responsabilidad administrativa y probidad contenidas en la ley N°18.575, orgánica constitucional de Bases Generales de la Administración del Estado, y en el artículo 260 del Código Penal.

Señaló además, que se debe tener presente el artículo 12 transitorio, inciso segundo, para efectos de la renovación parcial, que señala que “para los efectos de la renovación parcial del panel, el período inicial de vigencia del nombramiento de cada uno de los primeros integrantes será determinado por el Presidente de la Comisión Resolutiva, quien oficiará al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción para efectos que curse la correspondiente resolución de nombramiento, designando por seis años al integrante que hubiese obtenido la más alta calificación dentro del concurso público de antecedentes, por cuatro años a los dos integrantes que obtuviesen las calificaciones inmediatamente siguientes de acuerdo al mismo concurso y

por dos años a los demás integrantes. Agregó que el mismo oficio indicará la persona que hubiese sido designada en calidad de secretario abogado, quien permanecerá en su cargo por seis años, renovándose, por consiguiente, en conjunto con el del integrante que termina su período en el mismo plazo".

- Puesta en votación la indicación, fue rechazada por 3 votos a favor, 6 en contra y 1 abstención.

- Puesto en votación el artículo 131°, con las indicaciones anteriormente aprobadas, fue aprobado por 9 votos a favor y 1 abstención.

Artículo 132°.

"Artículo 132°.- El panel contará con un secretario abogado, que tendrá las funciones indicadas en este Título y, especialmente, las siguientes:

a) Recibir, registrar y certificar el ingreso de las discrepancias y demás presentaciones que se formulen al panel;

b) Efectuar el examen de admisibilidad formal de las discrepancias que se presenten para conocimiento del panel, el cual se referirá exclusivamente al cumplimiento de los plazos fijados para cada discrepancia y de las materias indicadas en el artículo 130°;

c) Poner en conocimiento de los integrantes del panel, dentro de las veinticuatro horas siguientes a su presentación, las discrepancias que se sometan al dictamen del panel; y

d) Las demás que señale el Reglamento.

El secretario abogado será designado por la Comisión Resolutiva mediante un concurso público de antecedentes sujeto a las mismas condiciones establecidas para los integrantes del panel, permanecerá seis años en su cargo, pudiendo ser nombrado para un nuevo período y estará sujeto a las mismas incompatibilidades e inhabilidades señaladas en el artículo anterior.

Los postulantes deberán estar en posesión del título de abogado y acreditar cinco años de experiencia en áreas relacionadas con regulaciones económicas o eléctricas. El nombramiento se efectuará mediante Resolución del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción."

Este artículo establece una instancia de funcionamiento de este panel, entregando a un profesional abogado, que deberá velar por los aspectos legales, sectoriales y administrativos durante el funcionamiento y conocimiento de los conflictos. Se le exige a este profesional igualmente un alto nivel de formación en los temas del sector eléctrico, a fin de que sea un aporte y apoyo real en las materias sometidas a conocimiento y decisión del panel.

- Puesto en votación el artículo 132°, fue aprobado, sin debate, por la unanimidad de los Diputados presentes.

Artículo 133°.

"Artículo 133°.- La presentación de la discrepancia deberá efectuarse por escrito, exponer claramente los puntos o materias que la sustentan, de acuerdo al procedimiento legal en que se haya originado, sin que puedan ser adicionados, rectificados o enmendados los antecedentes existentes al momento de surgir la discrepancia; e indicar el domicilio dentro de la ciudad de Santiago y el representante del requirente al cual deberán practicarse las notificaciones que correspondieren.

Requerida la intervención del panel de expertos, se convocará a una sesión especial dentro de los cinco días siguientes a la presentación de la discrepancia, debiendo establecer en ella un programa de trabajo que considerará una audiencia pública con las partes y los interesados de la que se dejará constancia escrita, entendiéndose siempre que la Comisión Nacional de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles tienen la condición de interesados en la esfera de sus respectivas atribuciones. El panel evacuará el dictamen dentro del plazo de treinta días contados desde la presentación de la discrepancia, salvo que la normativa legal o reglamentaria establezca un plazo diferente. El dictamen será fundado y todos los antecedentes recibidos serán públicos desde la notificación del dictamen.

El dictamen del panel de expertos se pronunciará exclusivamente sobre los aspectos en que exista discrepancia y conforme al mérito de los antecedentes existentes a la fecha de su surgimiento, será vinculante para todos los que participen en el procedimiento respectivo y no procederá ninguna clase de recursos, jurisdiccionales o administrativos, de naturaleza ordinaria o extraordinaria.

No obstante, el Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, con acuerdo del Consejo Directivo, mediante resolución exenta fundada, podrá, dentro del plazo de diez días contado desde la notificación del dictamen, declararlo inaplicable en caso que se refiera a materias ajenas a las señaladas en el artículo 130° o cuando ponga en riesgo manifiesto la seguridad del suministro eléctrico.

> En todo lo que no fuere contradictorio con la presente ley y el reglamento, se aplicará en forma supletoria el procedimiento administrativo que rige los actos de los órganos de la Administración del Estado, contemplado en la ley N°19.880."

Esta norma es de definición de los criterios de decisión, tramitación y análisis de los temas que verán los expertos. Deja al reglamento los aspectos de aplicación práctica y administración de este sistema de resolución de conflictos.

*****Los Diputados González, doña Rosa, y Leay formularon una indicación para sustituir, en el inciso tercero del artículo 133°, la frase *"y conforme al mérito de los antecedentes existentes a la fecha de su surgimiento"* por la siguiente: *"debiendo optar por una u otra alternativa en discusión, sin que pueda adoptar valores intermedios".*

Los Diputados que presentaron la indicación señalaron que la modificación tiene por objeto obligar al panel de expertos a optar por una de las alternativas en discusión en cada divergencia, sin que pueda adoptar valores o soluciones intermedias. Ya que el panel de expertos no es un tribunal, no corresponde que adopte soluciones intermedias a las planteadas por las partes en conflicto.

Indicaron además, que según las materias indicadas en el artículo 130°, es muy poco probable que haya más soluciones que las planteadas en la divergencia.

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, manifiestó su disconformidad con la indicación, pues ella se refiere a valores económicos, en circunstancias que no es lo único a que se referirán los dictámenes del panel de expertos. Además, es válido que existan valores distintos de los planteados por las partes. De ese modo, por otra parte, no se corre el riesgo de tener que acoger una de las peticiones que sea demasiado extrema.

El Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, señor Sánchez, complementó la respuesta del Ministro, señalando que las materias del panel son divergencias técnicas y económicas que no necesariamente son dos valores. En la práctica, cada divergencia puede tener múltiples soluciones.

La Jefa del Departamento de Desarrollo de Mercados del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, señora Butelmann, explicó que en materia de servicios sanitarios se intentó establecer una norma como la propuesta en la indicación, pero no dio resultado, y eso que el conflicto era entre dos entes: la sanitaria y el regulador. En materia de servicios eléctricos los intervinientes en las discrepancias normalmente serán 3, cada uno con un interés distinto: el estudio de la Comisión Nacional de Energía, el transmisor y el generador.

- Puesta en votación la indicación, fue aprobada por 6 votos a favor y 5 en contra.

*****Los Diputados González, doña Rosa, y Leay formularon una indicación para intercalar, en el inciso cuarto del artículo 133, entre las palabras *“inaplicable”* y *“en caso”*, la frase *“temporalmente, por el período que determine la resolución exenta,”*.

Los patrocinadores de la indicación señalaron que la modificación tiene por objeto que la declaración de inaplicabilidad del dictamen que se concede a la autoridad sea sólo temporal, por razones de certeza jurídica.

- Puesta en votación la indicación, fue aprobada por 7 votos a favor y 3 en contra.

*****El Presidente de la Comisión, Diputado señor Leay, propuso verbalmente eliminar el inciso final del artículo 133°, pues la referencia a la ley N°19.880 establece un plazo de impugnación de dos años, lo que restaría certeza al dictamen del panel.

El Jefe de la División Jurídico Legislativa del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, señor Sepúlveda, aclaró que no es un acto administrativo el que emana del panel de expertos.

El Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, señor Sánchez, manifestó no estar de acuerdo con lo propuesto por el Presidente de la Comisión. Planteó que el inciso tercero del artículo en debate establece claramente que contra el dictamen del panel de expertos no procederá ningún recurso jurisdiccional ni administrativo, ordinario o extraordinario. Por ende, en materia de recursos no tiene cabida la aprensión del Diputado señor Leay.

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

- Puesto en votación el artículo 133° con las indicaciones, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes.

Artículo 134.

“Artículo 134.- Los costos correspondientes al funcionamiento del panel de expertos serán determinados por el Reglamento, considerando antecedentes históricos sobre el número, frecuencia, tipo y estimación de las discrepancias que se pudieren producir en conformidad a la ley.

Los costos de funcionamiento comprenderán los honorarios de los expertos y del secretario abogado, los gastos en personal administrativo y demás gastos generales. Estos costos serán de cargo de

las empresas eléctricas de generación, transmisión y concesionarias de servicio público de distribución de energía eléctrica, mediante una prorrata que podrá considerar tanto el valor de sus activos como el número estimado de discrepancias que les afecten y la naturaleza o complejidad de éstas.

Corresponderá a la Comisión coordinar y ejecutar las actividades necesarias para la administración de estos gastos y para el funcionamiento del panel.

> El pago se efectuará en la forma que señale el reglamento, el cual deberá considerar un arancel fijo y periódico, en función de una proyección sobre el número, frecuencia y tipo de discrepancias, más un arancel variable predeterminado por discrepancia, sobre la base de los mismos criterios.

Los honorarios mensuales de los integrantes del panel y del secretario abogado serán de ciento veinte unidades tributarias mensuales. Los integrantes del panel tendrán, además, derecho a percibir un monto adicional que para cada tipo de discrepancias, determinará el reglamento.

El panel tendrá su sede en la ciudad de Santiago y sesionará a lo menos una vez por semana para efectos de proveer el despacho de mero trámite, además de las sesiones que establezca en los programas de trabajo determinados para cada discrepancia sometida a su conocimiento.

> Los integrantes del panel, el secretario abogado y el personal auxiliar del panel, no tendrán carácter de personal de la Administración del Estado. No obstante, les serán aplicables las normas sobre responsabilidad administrativa y probidad contenidas en la Ley N° 18.575 y las previstas en el Título V del Código Penal sobre delitos de los empleados públicos, considerándoseles, por consiguiente, comprendidos en el artículo 260 del referido Código para estos efectos. Corresponderá a la Secretaría Ejecutiva de la Comisión o, en su caso, al Ministerio Público, ejercer la acción que corresponda según la naturaleza de la infracción.

Un reglamento, dictado mediante decreto supremo del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, desarrollará los procedimientos y materias que sean necesarios para ejecutar las disposiciones contenidas en este título.”.

Por este artículo se establece el sistema de financiamiento del panel, estimándose que se trata de un instrumento que da transparencia y certeza al sector eléctrico, por lo que debe ser financiado por las empresas del sector.

El Presidente de la Comisión Diputado señor Leay propuso verbalmente reemplazar el término “pago” por la palabra “f*inanciamiento*” y eliminar el arancel variable.

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

*****La Diputada señora González, doña Rosa, formuló una indicación para sustituir el inciso quinto del artículo 134 por el siguiente:

“Los honorarios mensuales de los integrantes del panel serán de 320 unidades tributarias mensuales, y los del secretario abogado, de 120 unidades tributarias mensuales.

La Jefa del Área Jurídica de la CNE, señora Bravo, ante una consulta hecha por el Presidente de la Comisión, respecto si se les puede aplicar normas de responsabilidad y probidad administrativas a personal que no pertenece a la Administración del Estado, explicó que tal situación es perfectamente posible. Agregó que, de hecho, las mismas normas se aplican a varias otras personas que no dependen de la Administración del Estado, como son los trabajadores de las empresas del Estado, de las universidades públicas, etcétera. Aunque no hay muchos más casos, no es la primera vez que se hace tal aplicación.

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, ante lo planteado anteriormente, agregó que el Ejecutivo no desea cambiar la norma sobre el tema contractual de los expertos.

Respecto del monto adicional que se establece en la normativa, explicó que sin dicho monto adicional no habrá interesados, porque el honorario base es de 120 unidades tributarias mensuales, algo así como 3 millones de pesos brutos, monto del cual hay que descontar impuestos, lo que puede llegar al 40%.

El Jefe de la División Jurídico Legislativa del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, señor Sepúlveda, respecto de la discusión producida por el tema de los honorarios, hizo presente que el honorario establecido en la indicación es muy bajo. Explicó, a modo de ejemplo, que los peritos de la comisión pericial de telecomunicaciones que analizó el decreto tarifario de Telefónica CTC Chile recibieron 50 millones de pesos cada uno por un asunto que despacharon en treinta días.

Agregó que, en materia eléctrica, las tarifas de distribución y de transmisión se fijan cada cuatro años. Son dos grandes procesos cada cuatro años, además de las divergencias que se producen mensualmente. Por lo tanto, se trata de un trabajo permanente.

- Puesta en votación la indicación, fue aprobada por 7 votos a favor,1 en contra y 1 abstención.

- Puesto en votación el artículo 134° con las indicaciones incluidas, fue aprobado por 8 votos a favor y 2 abstenciones.

-o-o-o-o-o-o-o-o-o-o-

ARTÍCULO 3° (PASA A SER ARTÍCULO 4°).

Mediante una indicación formulada por S.E. el Presidente de la República, se incluyó un artículo 3°, nuevo, por lo que el actual artículo 3°, pasó a ser artículo 4°.

Por este artículo se introduce una serie de adecuaciones en el decreto con fuerza de ley N°1, de 1982, de Minería, ley General de Servicios Eléctricos.

Este es un artículo misceláneo, pues contiene concordancias y algunas materias importantes, como la banda de precios, precios de nudo, servicios complementarios, adecuaciones del Centro de Despacho Económico de Carga, transferencia de concesiones de distribución, definiciones y otros.

La ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Vivian Blanlot, explicó que el artículo 3° del proyecto es misceláneo, contiene concordancias y se refiere a materias importantes.

a) Servicios complementarios.

El artículo 91 bis reconoce uno de esos temas importantes: los servicios complementarios o auxiliares. En la actualidad, dichos servicios se prestan, pero no se valorizan. Al no existir valorización formal ni un sistema normado, no existe un sistema expedito de transacciones ni de prestación de tales servicios, lo que provoca una obstaculización a la operación del sistema en óptima calidad de servicio. Por ejemplo, es servicio complementario el auxilio que presta una pequeña central con capacidad de partida rápida frente a una caída del sistema debido a la salida de una central o al corte de una línea, a fin de no dejar con apagón una zona extensa; o la desconexión de carga, que implica que grandes consumidores disminuyan su demanda según lo que el CDEC disponga frente a una falla, lo que significa que puedan tener pérdidas de producción o ineficiencias en la misma. Además, el mensaje persigue que se paguen estos servicios cada vez que son prestados, lo que hoy no sucede.

También, los servicios complementarios incluyen a los clientes particulares, a través del servicio de desconexión de carga, al que debiera reconocérsele un pago.

Por otra parte, es importante mencionar los servicios complementarios que hoy se conocen y que se prestan. Sin embargo, deben acompañarse de la expresión “entre otros”, de modo de dejar abierta la posibilidad de incluir los que lleguen a existir, pues el desarrollo de la tecnología dará lugar a nuevos servicios auxiliares.

Advirtió que el Ejecutivo presentó una indicación sobre los servicios complementarios, para modificar el inciso primero del artículo 91 bis propuesto en el mensaje, en el sentido de hacer obligatoria, y no facultativa –como dice el proyecto-, la prestación de los servicios complementarios de que dispongan los propietarios de instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí.

Agregó que existen servicios complementarios dirigidos a distintos objetivos. Los principales objetivos son el control de frecuencia, el control de tensión y la recuperación del sistema en caso de fallas.

Dentro de los servicios que permiten realizar control de frecuencia se encuentra la regulación primaria de frecuencia, que requiere la presencia de reservas instantáneas de potencia. La regulación secundaria de frecuencia requiere una reserva rápida de potencia activa. Para control de frecuencia también se necesita que existan sistemas de desconexión automática o instantánea de consumo. Para esto, también existe lo que se conoce como esquemas de desconexión automática de la generación, o sea, desconexión de centrales generadoras.

En cuanto al control de tensión, ésta se regula a través de la reserva de potencia reactiva, la que normalmente es aportada por los generadores.

En lo tocante a la recuperación del sistema, también existe la reserva rápida de potencia activa, que también es aportada por unidades generadoras.

Señaló que la proposición del Ejecutivo es establecer en la ley los grandes objetivos de los servicios complementarios e identificar los más importantes, con el señalamiento de que esa enumeración es sin perjuicio de otros que pudieren existir. Los demás debieran quedar en el reglamento.

Operación de los servicios complementarios.

En cuanto a la operación, debiera quedar redactada en la ley sólo en términos generales. En esencia, lo que hay que hacer es identificar una serie de servicios que tienen por objeto permitir que en la operación del sistema se haga uso de ellos para mantener los niveles de seguridad y calidad en la operación. Por ende, son servicios que deben estar disponibles por todos los operadores que tienen instalaciones interconectadas en el sistema (generadoras, transmisoras, distribuidoras y clientes finales).

Explicó que para los operadores participantes de un sistema no debe ser obligación hacer inversiones en servicios complementarios más allá de lo que estrictamente y en términos técnicos se necesite como el mínimo para participar en el sistema. Existe un mínimo técnico que permite que los interesados ingresen en el sistema y se interconecten garantizando cierto nivel de seguridad. Ese mínimo técnico está establecido en normas del reglamento interno del CDEC –aprobado por la Comisión Nacional de Energía- y es coherente con las normas de calidad de servicio y de suministro.

Tarificación de los servicios complementarios.

Determinado ese mínimo técnico, debe existir un sistema de tarificación por el cual se cobre a cada uno de los operadores que requiere los servicios complementarios el costo variable que el sistema tiene para prestar esos servicios. Para tal efecto, se aplica el costo marginal, es decir, siempre se recurrirá en primer lugar a los servicios complementarios más baratos y, en último

lugar, a los más caros. Si el costo marginal da incentivos suficientes como para que los que requieren los servicios complementarios decidan tener otras formas más baratas para, por ejemplo, manejar frecuencia, debe permitírseles invertir en ellas, pero no debe ser una obligación.

Indicó que en cada año, en cada momento, habrá disponibilidad de todos los operadores de la red de prestar los servicios complementarios. Deberán proporcionar al CDEC los costos variables en los que incurrirían para poner en operación esos sistemas. Así, habrá un listado de precios de mínimo a máximo y, en consecuencia, una secuencia de utilización. De esa manera, el CDEC despachará los servicios en orden de menor a mayor costo.

Costos para los consumidores finales.

Actualmente, en el precio al consumidor final existe un pequeño cargo por control de frecuencia y control de tensión. Son parte de la tarificación del precio de nudo. Eso se mantendría en una versión mejorada, pues se establece claramente que lo que se cobra al consumidor final es el costo marginal de los servicios complementarios de control de frecuencia o control de tensión.

Añadió que, en la actualidad, el cargo por regulación de frecuencia y regulación de tensión es traspasado en forma regulada a los usuarios. Equivale al 1,2 hasta el 2% del mercado de la energía primaria. En la experiencia comparada, ese cargo oscila entre el 4% y el 6%.

Señaló que ese cargo solo no va a retribuir todo lo que se requiere para financiar la totalidad de los servicios prestados en el año, pues ese cargo se aplica sólo a los clientes finales regulados. Por ende, en lugar de mantener la recaudación por estos servicios en poder de los comercializadores de energía –como ocurre hoy-, ella deberá ser entregada al CDEC, el que tendrá que practicar las liquidaciones y determinar los pagos entre empresas.

Reiteró por último, que el objeto es que los conceptos principales queden claramente establecidos en la ley, igual que el procedimiento y la responsabilidad de todos los organismos que participan en estos servicios (el Centro de Despacho Económico de Carga, la Comisión Nacional de Energía, los operadores, el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, etcétera).

Si bien la propuesta del mensaje es bastante general, el Ejecutivo ha presentado una redacción más detallada que precisa los procedimientos.

b) <u>Rebaja del límite para ser cliente libre</u>.

También es muy importante conocer la forma como se divide el mercado en términos de tamaño de clientes y caracterización de los clientes según su tamaño. La Comisión Nacional de Energía ha formulado una propuesta para rebajar de 2.000 a 1.000 kilovatios la potencia conectada mínima para que el cliente pueda optar a un régimen de suministro de precios libres. Lo que hay que analizar es la capacidad de negociación de contratos de los clientes libres. La Comisión Nacional

de Energía tiene serias dudas de la capacidad de negociación de los clientes de menos de 1.000 kilovatios. Los contratos de suministro son complejos. Las empresas grandes que negocian esos contratos necesitan de los servicios de grandes empresas consultoras especializadas, cuyos servicios son caros. Eso significa que los pequeños clientes libres estarán bastante desprotegidos en la negociación.

N°1.

1) Suprímese, en la letra b) del número 4 del artículo 2°, la expresión "*o para el transporte de energía eléctrica*".

Se elimina la expresión señalada porque el transporte de energía eléctrica pasa a ser un "servicio" y no una "servidumbre de paso". Consecuentemente, el régimen de precios del servicio de transporte de energía pasa a estar regulado de manera permanente, abandonando el acuerdo bilateral de precios que ha existido hasta el presente.

La ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Blanlot, explicó que el artículo 2°, número 4, de la ley enumera ciertas instalaciones sujetas a servidumbre. Como en el proyecto de ley se ha considerado que el transporte de energía eléctrica sea un servicio público, las servidumbres para transportar energía propia por redes de otros pasa a tener su propia regulación.

Esta modificación excluye de las servidumbres mencionadas a las líneas de transmisión, es decir, de alto voltaje, y nada tiene que ver con las líneas de distribución y los conflictos que en este segmento pudieren existir en relación con el alumbrado público por la servidumbre para usar los postes, pues ésta se refiere al concepto civilístico de servidumbre, considerada como el derecho a pasar por el predio de otro.

La Jefa del Área Jurídica de la Comisión Nacional de Energía, señora Pilar Bravo, indicó que la exclusión del concepto de transporte de electricidad de esta disposición tiene que ver con la idea de excluirlo del concepto de servidumbre, pues el proyecto crea un servicio público de transporte de energía eléctrica. En el fondo, este nuevo servicio público de transporte de electricidad viene a reemplazar a la actual servidumbre de tipo predial.

- Puesto en votación el número 1) del artículo 3° del proyecto, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes.

N°2.

2) Intercálanse, en el número 5 del artículo 2º, a continuación de la expresión **"**ventas de energía eléctrica**"** y antes de la conjunción **"**y**"**, las palabras "*el transporte de electricidad*", precedidas de una coma (,).

La ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Blanlot, explicó que esta modificación tiene por objeto que el nuevo servicio público de transporte de energía que se crea por el proyecto quedará sometido a un régimen de precios.

- Puesto en votación el número 2) del artículo 3° del proyecto, fue aprobado, sin debate, por la unanimidad de los Diputados presentes.

N°3.

3) Agrégase, como inciso final del artículo 7°, el siguiente:

> "Asimismo, es servicio público eléctrico el transporte de electricidad por sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión."

Se categoriza la subtransmisión como servicio público, lo cual implica definir los grados de obligatoriedad para proporcionar el servicio de transporte.

La ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Blanlot, señaló que esta modificación se relaciona con las demás, en el sentido que se declara que el transporte de energía eléctrica es una actividad de servicio público, lo que conlleva que se le imponen las obligaciones de continuidad y calidad de servicio, régimen de precios, etcétera.

El Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, señor Jorge Rodríguez, indicó que la autoridad no impone niveles de calidad de servicio por criterios meramente técnicos o arbitrarios, sino en razón del tipo de servicio que desea que la gente o las empresas consuman.

Lo que persigue la modificación es dar mayor seguridad al segmento eléctrico, pues hoy, de no contar con las empresas responsables que existen, sería posible que, frente a un no pago reiterado, el dueño de la empresa transmisora decida retirar sus instalaciones.

Además, recuerda que hay consecuencias negativas para el que corte o suspenda un servicio público.

- Puesto en votación el número 3) del artículo 3° del proyecto, fue aprobado por seis votos a favor y una abstención.

N°4.

4) Suprímese, en el artículo 8°, la expresión "*y transporte*" que sigue a la frase **"**instalaciones de generación**"**.

- Puesto en votación el número 4) del artículo 3° del proyecto, fue aprobado, sin debate, por cinco votos a favor y una abstención.

N°5.

5) Reemplázanse los incisos primero y segundo del artículo 46, del Capítulo IV, Título II, por los siguientes:

> "Sin la previa autorización del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, oída la Superintendencia y la Comisión, no se podrá transferir las concesiones de servicio público de distribución, o parte de ellas, sea por enajenación, arriendo, fusión, traspaso de la concesión de una persona natural a otra jurídica de la cual aquella sea asociada, transformación, absorción o fusión de sociedades, o bien por cualquier otro acto según el cuál se transfiera el dominio o el derecho de explotación.

En particular, el informe de la Comisión deberá identificar los efectos que se generarán en las tarifas de los usuarios a consecuencia de la transferencia, e indicar las medidas y condiciones que sean necesarias para atenuar dichos impactos en las siguientes fijaciones tarifarias.

El decreto que conceda la autorización fijará las condiciones y medidas referidas en el inciso anterior, si ello fuere procedente y, en todo caso, establecerá que las tarifas aplicables a los usuarios de la zona de concesión que se transfiere no sufrirán modificaciones en virtud de la transferencia hasta el siguiente proceso de fijación tarifaria."

Esta norma perfecciona los mecanismos de control de la autoridad administrativa sobre los traspasos de concesiones de servicio público de distribución de energía. Se incluye tanto el traspaso de una persona natural a una jurídica asociada o a través de la fusión de sociedades.

Asimismo, se innova sobre los contenidos de la resolución que autoriza esta enajenación o traspaso, la que debe hacer mención sobre las consecuencias tarifarias y de calidad del servicio que dicha operación tendrá para los usuarios, junto a las medidas de corrección que deberán implementarse para aminorar los efectos eventualmente negativos que se presenten.

El fundamento de esta norma está relacionada con la norma propuesta en el artículo 71-5, por la que se establecen límites a la concentración accionaria entre empresas operadoras de diversos segmentos del sistema eléctrico.

*****S.E. el Presidente de la República formuló la siguiente indicación sustitutiva:

7) Para sustituir el número 5 por el siguiente:

"5) Reemplázanse los incisos primero y segundo del artículo 46º del Título II, Capítulo IV, por los siguientes:

"Sin la previa autorización del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, oída la Superintendencia y la Comisión, no se podrá transferir las concesiones de servicio público de distribución, o parte de ellas, sea por enajenación, arriendo, fusión, traspaso de la concesión de una persona natural a otra jurídica de la cual aquella sea asociada, transformación, absorción o fusión de sociedades, o bien por cualquier otro acto según el cuál se transfiera el dominio o el derecho de explotación.

En particular, el informe de la Comisión que el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción deberá tener presente indicará si la transferencia de concesión en cuestión genera o no pérdidas de eficiencia en el sistema de distribución afectado. Se entenderá que existe pérdida de eficiencia en el sistema de distribución afectado si, como producto de la transferencia de concesión señalada, la prestación del servicio de distribución en la zona abastecida por dicho sistema debe efectuarse a un costo (medio) total anual superior al mismo que la prestación referida exhibe en la situación sin transferencia.

Asimismo, y para estos efectos, se entenderá que la zona abastecida por el sistema de distribución afectado comprende la totalidad de las concesiones de distribución de las empresas que participan en la transferencia, cediendo o recibiendo la concesión cuya transferencia se analiza. A su vez, por costo de explotación se entenderá el definido en el artículo 116º de esta ley.

El Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción deberá propender a que las transferencias de concesiones no produzcan pérdidas de eficiencia en los sistemas de distribución. Sin embargo, si el informe de la Comisión evidencia la existencia de pérdidas de eficiencia por efecto de la transferencia de concesión en cuestión, el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción podrá otorgar su autorización, y la pérdida de eficiencia como producto de la transferencia no deberá ser reflejada en las tarifas de los suministros sujetos a regulación de precios que se efectúen en el sistema de distribución afectado."

La ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Blanlot, explicó que el artículo 46 contiene la regulación aplicable a las transferencias de concesiones de distribución.

En la práctica se han presentado situaciones en las que se han producido diferencias dramáticas entre las tarifas anteriores a la transferencia y las posteriores a ella, en razón de la forma en que se fijan esas tarifas. En términos económicos, es inaceptable que, por una

simple transferencia de derechos, la prestación del servicio sea más cara. Es el caso de la empresa Litoral.

Para evitar situaciones como esa, se optó por regular de mejor manera las transferencias de concesiones de distribución. En esencia, se propone exigir más requisitos a la transferencia, como que el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción debe oír a la Comisión Nacional de Energía. La Superintendencia de Electricidad y Combustibles, que actualmente debe ser oída, sólo vela por la legalidad formal en la transferencia de la concesión, pero carece de atribuciones y de capacidad para revisar los efectos económico y tarifario en el nivel del consumidor final. Por eso, la indicación propone que, en el momento de pedirse la transferencia de la concesión de distribución, la Comisión Nacional de Energía deberá elaborar un informe sobre esos efectos. En caso de que el informe concluya que la prestación del servicio de distribución en la zona abastecida por dicho sistema debe efectuarse a un costo medio total anual superior al mismo que la prestación referida exhibe en la situación sin transferencia y el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción autorice dicha transferencia, el Estado deberá pagar la diferencia, a fin de no afectar a los consumidores finales.

- Puesta en votación la indicación sustitutiva, fue aprobada por seis votos a favor y una abstención.

- En consecuencia, por la misma votación se rechazó el número 5) del artículo 3° del proyecto de ley.

N°6.

6) Sustitúyese el artículo 51 por el siguiente:

“Artículo 51.- Los propietarios de líneas eléctricas estarán obligados a permitir el uso de sus postes o torres para el establecimiento de otras líneas eléctricas. Esta obligación sólo es válida para aquellas líneas que hagan uso de las servidumbres a que se refiere el artículo 50º y las que usen bienes nacionales de uso público, como calles y vías públicas, en su trazado.”

La modificación persigue separar nítidamente las servidumbres necesarias para la instalación física de postes y torres sobre el dominio ajeno privado, del servicio de transporte de electricidad, con un tratamiento aparte. Por lo mismo, se regula el deber de soportar el apoyo de otras líneas eléctricas en las torres y postes que usan bienes nacionales de uso público. Como se indicó, el transporte deja de ser el resultado de una imposición de servidumbres.

La ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Blanlot, explicó que el artículo 51 versa sobre la obligación de los propietarios de líneas eléctricas de permitir el uso de sus postes y torres para tender otras líneas eléctricas y de sus demás instalaciones para pasar por ellas energía eléctrica (líneas aéreas o subterráneas, subestaciones y obras anexas). Actualmente, la obligación es válida para las líneas que hagan uso de la servidumbre a que se refiere el artículo 50.

En la norma propuesta por el mensaje deja de hacerse referencia al concepto de servidumbre de paso de energía eléctrica, por lo que se trata de una adecuación de la norma a las modificaciones introducidas en los artículo 2°, 7° y 8° de la ley General de Servicios Eléctricos, que declara el transporte de energía como actividad de servicio público.

En cuanto a los costos para los usuarios, recordó que hace pocos años se aprobó una ley que obliga a tarificar los servicios asociados al suministro, como el uso de postes de terceros. La Comisión Nacional de Energía ha destinado una gran parte de sus recursos humanos a establecer la forma de tarificar una gran cantidad de servicios asociados al suministro. Esto no cambia con la norma propuesta.

*****Varios señores Diputados proponen intercalar, a continuación de las palabras **"**postes o torres**"**, la expresión *"y de otras instalaciones necesarias".*

- Puesto en votación el número 6) del artículo 3° del proyecto, incluida la indicación verbal señalada, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes.

N°7.

7) Deróganse los artículos 51°A al 51°G del Capítulo V, Título II.

La derogación de los artículos 51 A al 51 G responde a una simple concordancia con lo dispuesto a partir del artículo 71-1, en orden a regular de manera diferenciada el segmento de transmisión, atendida la importancia relativa que ha adquirido en los últimos años y la necesidad de incentivar el crecimiento de las inversiones en este sector.

De esta manera, se separa el segmento de generación con el de transmisión, permitiendo establecer los incentivos correctos para el desarrollo de las inversiones en el sector.

La Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Blanlot, explicó que estos artículos se refieren a los peajes de transmisión, que pasan a regularse en los artículos 71-1 a 71-43.

- Puesto en votación el N°7, fue aprobado, sin debate, por la unanimidad de los Diputados presentes.

N°8.

8) Sustitúyese, en los incisos primero y segundo del artículo 79, la expresión **“**suministro**”** por “*servicio*”.

La ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Blanlot, indicó que el reemplazo del término **“**suministro**”** por “servicio” es coherente con que los sistemas de transporte no suministran energía, sino que dan el servicio de transporte para la energía de otros que pasa por sus redes.

- Puesto en votación el número 8) del artículo 3° del proyecto, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes.

*****Posteriormente, los Diputados señores Mora, Mulet y Vilches formularon una indicación para incorporar un inciso segundo, nuevo, en el artículo 79.

- Previamente a la discusión de esta nueva indicación, la Comisión acordó rever este número por la unanimidad de los Diputados presentes.

La indicación de los Diputados Mora, Mulet y Vilches, intercala el siguiente inciso segundo, nuevo, al artículo 79°:

> “En todo caso, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, previa consulta con las empresas distribuidoras, podrá determinar una fecha en cada año en que las empresas distribuidoras efectuarán licitaciones de bloques de energía necesarias para abastecer la demanda, según lo indique el reglamento, a medida que sus contratos de energía vayan expirando.”

Los patrocinadores de la indicación señalaron que con esta modificación se permite que las distribuidoras hagan paquetes de ofertas, para obtener un mejor precio y asegurar el abastecimiento.

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, señaló que la norma propuesta permite que las empresas distribuidoras liciten en la misma oportunidad los bloques de energía eléctrica que necesitan para abastecer su demanda, lo que podría permitir generar un mayor interés por ofertar a generadoras que no estén en el sistema. Con esta norma podría ser más atractivo para un actor económico que no forme parte del conjunto de generadoras ir al sistema que sea a ofrecer su producción.

Además, se podría incentivar el poder llevar adelante una interconexión.

El Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, señor Sánchez, dijo compartir la idea de la indicación. Sin embargo, se podría establecer que sea más de una la fecha en la que se

liciten bloques de energía. Lo importante es que, efectivamente, existan ofertas de compra de energía en bloque.

- Puesta en votación la indicación, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes, con la obervación formal de reemplazar la expresión "determinará una fecha" por la expresión "podrá determinar una o más fechas".

N°9.

9) Reemplázase el número 3 del inciso segundo del artículo 81 por el siguiente:

"3.- Garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión, en conformidad a esta ley."

Norma que aclara el concepto de seguridad y calidad de servicio. El presente proyecto de ley se ocupa de efectuar precisiones en la denominación de los conceptos, de modo evitar confusiones habituales respecto a conceptos como "confiabilidad de suministro", "calidad de servicio", "seguridad de servicio", que en el ámbito técnico obedecen a efectos distintos, pero que en lo meramente retórico suelen usarse indistintamente para hacer referencia a un mismo efecto, lo que es un error..

*****S.E. el Presidente de la República formuló una indicación para reemplazar el número 9) por el siguiente:

"9) Modifícase el inciso segundo del artículo 81º en los siguientes términos:

a) Sustitúyese la expresión "de los concesionarios que operen interconectados" por la frase "que operen interconectadas", y

b) Reemplázase el número 3 por el siguiente:

"3.- Garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión, en conformidad a esta ley."

La ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Blanlot, refiriéndose a la indicación sustitutiva del Ejecutivo, explicó que la signada con la letra a) se basa en que lo que debe coordinarse es la operación de las instalaciones eléctricas que operen interconectadas, y no la operación de las instalaciones eléctricas de los concesionarios que operen interconectados entre sí. En la ley actual, los únicos concesionarios son los del servicio de distribución, uno que otro generador que ha pedido concesión del derecho de aprovechamiento de agua para construir sus centrales hidroeléctricas y un transmisor, a fin de establecer servidumbres. Sin embargo, existe una enorme cantidad de instalaciones que operan interconectadas que no pertenecen a concesionarios, pero que necesariamente deben ser operadas coordinadamente en el CDEC, pues todas influyen en la calidad, confiabilidad y seguridad del sistema. En consecuencia, lo que importan son las instalaciones interconectadas. Son ellas las que deben ser operadas coordinadamente.

Señaló que han habido situaciones de posibles restricciones de suministro debido a la falla de una central generadora. Ante ese hecho, es necesario que estén disponibles ciertas instalaciones para conectarse o desconectarse. Sin embargo, los propietarios de esas instalaciones interconectadas, que no son concesionarios, dicen que no son parte del CDEC y que éste no puede impartirles instrucciones. Incluso hay integrantes del CDEC que tienen instalaciones interconectadas y que no son concesionarios, como casi todos los generadores. En efecto, las empresas generadoras térmicas no son concesionarias. Y las hidráulicas son concesionarias, pero de derechos de agua.

Explicó que son muchas las empresas que tienen instalaciones interconectadas que no forman parte del CDEC. En efecto, se encuentran en esa situación todas las empresas distribuidoras y los clientes grandes que tienen líneas de transmisión o subestaciones importantes. Ahora bien, las empresas distribuidoras que son concesionarias están obligadas por la ley a actuar coordinadamente, pero hay muchas instalaciones pertenecientes a empresas no concesionarias. Con la modificación propuesta esas empresas no se incorporan en el CDEC, pero se les impone la obligación de que sus instalaciones interconectadas operen coordinadamente, mediante las instrucciones de operación que pueda darles el CDEC, para mantener la confiabilidad, seguridad y estabilidad del sistema.

En resumen, la modificación propuesta es importante para las empresas no concesionarias, pues, una vez interconectadas sus instalaciones –a lo que nadie las obliga-, deben actuar coordinadamente.

- Puesta en votación la indicación sustitutiva formulada por S.E. el Presidente de la República, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes.

- Por la misma votación se rechazó el número 9) del artículo 3° del proyecto de ley.

N°10 (nuevo).

*****La Diputada señora González, doña Rosa, y los Diputados señores Encina, Jarpa y Vilches formularon una indicación, para introducir el siguiente número 10), nuevo, en el artículo 3°:

> “10) Intercálanse, a continuación del artículo 81, los siguientes artículos 81-1 y 81-2, nuevos:
>
> “Artículo 81-1.- En caso de discrepancias o divergencias en la coordinación de empresas que operan interconectadas entre sí, el desacuerdo será resuelto por una Comisión Pericial Permanente, constituida según lo dispuesto en el artículo 81-2.
>
> Artículo 81-2.- la Comisión Pericial Permanente estará integrada por tres profesionales nombrados por el Presidente de

la República sobre la base de una lista de no menos de cinco expertos elaborada por la Comisión Nacional de Energía. Dicha lista será puesta a disposición de las empresas de transmisión y distribución, las cuales tendrán un plazo de diez días para presentar ante la Comisión Nacional de Energía objeciones fundadas sobre la participación de los profesionales nominados. Los profesionales propuestos deberán tener una trayectoria y prestigio reconocidos en las áreas de regulación de servicios públicos, administración de sistemas concesionados de infraestructura y/o administración de empresas eléctricas, además de cumplir con los requisitos de independencia que la legislación exige para los reguladores y fiscalizadores, y contar con una experiencia profesional de no menos de ocho años, que incluya las áreas de tarificación de redes eléctricas y valoración de instalaciones eléctricas. Los miembros de la Comisión durarán cuatro años en sus cargos, pudiendo ser removidos anticipadamente sólo por causa fundada en el incumplimiento de las condiciones, requisitos y obligaciones del cargo. Los comisionados serán reemplazados en distintos períodos, de modo de garantizar la adecuada continuidad en los criterios de decisión y la mantención y el traspaso de memoria institucional en el funcionamiento de la Comisión. El reglamento establecerá los requisitos que deberá cumplir el proceso de selección y nombramiento de los comisionados y las demás normas, procedimientos y plazos respecto de la organización y funcionamiento de esta Comisión, incluyendo las acciones a adoptar en caso de incumplimiento de cualquiera de las partes en lo que dicho cuerpo legal señale.”

El Presidente de la Comisión explicó que la indicación se refiere a la comisión pericial permanente, tema que se encuentra legislado en el artículo 3° del proyecto de ley, sobre el panel de expertos.

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

N°10.

10) Sustitúyese, en el inciso primero del artículo 83, la expresión **"**y continuidad del**"** por *"de".*

La ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Blanlot, explicó que la supresión del término "continuidad" se debe a que el concepto de "calidad" involucra todos los otros aspectos del buen servicio: continuidad, confiabilidad, niveles de voltaje, etcétera.

Añadió que la Comisión Nacional de Energía tiene un Reglamento de Calidad de Servicio. De mantenerse la expresión "y continuidad", puede ocurrir que haya una violación a la continuidad del servicio y las empresas se defiendan ante los tribunales argumentando que no existe un Reglamento de Continuidad de Servicio, sino sólo de Calidad.

El Jefe del Área Eléctrica de la Comisión Nacional de Energía, señor Iglesias, explicó que se trata de una corrección formal. En el último tiempo ha habido errores de interpretación de conceptos entre los propios agentes del mercado cuando se discuten temas de calidad, confiabilidad, continuidad o seguridad de servicio. Esto ha generado problemas en la interacción con la autoridad como en los procesos de fiscalización.

En definitiva, en el mercado eléctrico no hay consenso de términos que muchas veces se usan indistintamente. Por eso, se ha aprovechado este proyecto de ley para introducir definiciones formales más precisas en el artículo 150 de la ley General de Servicios Eléctricos. Así, se introduce una definición bastante precisa de calidad de servicio, entendiendo por tal "el atributo de un sistema eléctrico determinado conjuntamente por la calidad del producto, la calidad del suministro y la calidad de servicio comercial entregado a sus distintos usuarios y clientes". Por lo mismo, se diferencia claramente la calidad de la continuidad. A ésta se hace referencia en el concepto de calidad de suministro, al referirse a "la duración de las interrupciones de suministro".

- Puesto en votación el número 10), fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes.

N°11 (nuevo).

*****La Diputada señora González, doña Rosa, y los Diputados señores Encina, Jarpa y Vilches formularon una indicación para introducir el siguiente número 11), nuevo, en el artículo 3°:

"11) Modifícanse los números 1 y 2 del artículo 90, en el sentido de reemplazar, en ambos, el número "2.000" por el número "200".

Los patrocinadores de la indicación señalaron que la rebaja del límite de consumo para ser considerado cliente no regulado ha sido uno de los temas más controvertidos del proyecto de ley. Es una modificación fundamental para dar mayor dinamismo al mercado eléctrico.

Señalaron que existe consenso para rebajar la potencia conectada de 2.000 kilowatts para ser considerado cliente libre. Esta rebaja permitirá que muchos clientes ubicados en los centros de consumo puedan comprar su energía directamente a los generadores a precio más competitivo.

Indicaron que uno de los argumentos en contra de la disminución propuesta es que, al no existir una bolsa de energía, podría ocasionar que los consumidores libres más pequeños sean dominados por las generadoras.

La ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Blanlot, observó que, el mensaje presidencial no ha incluido la rebaja de los clientes no regulados y que esa materia quedará relegada a un futuro proyecto de ley destinado a aumentar la competencia en el mercado. Además, desde el punto de vista jurídico, una norma que deje fuera de la regulación de precio a un segmento del mercado debe ser de iniciativa exclusiva del Presidente de la República, aun cuando este punto pueda ser discutible.

Luego, exhibió una minuta en la que se aprecia la composición del mercado por tamaño de consumo. Según la información que aparece en esa minuta, el 65,6% de los consumidores son clientes de las empresas distribuidoras, mientras que el 34,4% restante adquiere su energía directamente de las generadoras.

Explicó, que los clientes no regulados de las distribuidoras constituyen el 11,7%, y los regulados se conforman de la siguiente manera:

Regulados sobre 2.000 KW	0,5%
Regulados entre 1.000 y 2.000 KW	3,0%
Regulados entre 500 y 1.000 KW	8,0%
Regulados entre 200 y 500 KW	12,3%
Regulados bajo 200 KW	30,1%

Con la indicación presentada, el 70% del mercado quedaría liberado. El inconveniente se presenta en el hecho de que hoy no existe un sistema de fijación de peajes de distribución. En el proyecto de ley por primera vez se introduce el concepto de peaje en el nivel de distribución. Por ende, una actitud responsable exige que, antes de liberalizar el mercado en los niveles propuestos, se pongan a prueba los sistemas de tarifa de distribución. La mayoría de los países que tienen mercados liberalizados en sus comienzos han tenido años de muchas dificultades para determinar los peajes de distribución. En consecuencia, pasar abruptamente a un mercado en el cual el 70% de los clientes tendrá que negociar los peajes es de una complejidad enorme.

La reducción propuesta en la indicación no tendría por qué afectar a ninguna empresa distribuidora, pues éstas recuperarán la inversión efectuada en instalaciones.

Pero para explicar lo anteriormente dicho, es del caso señalar que un centro comercial grande se sitúa por sobre los 1.000 KW de potencia conectada y que entre los 200 y 500 KW se encuentran consumos de clientes comerciales muy pequeños.

Añadió que se reunió con el Presidente de la Asociación de Consumidores de Energía No Regulados (Acenor A.G.) y

éste reconoció que muchos de sus asociados no tienen capacidad de negociación con las generadoras. Por ende, si el sistema de peajes fijado por la autoridad no se encuentra en operación, todos los clientes comerciales e industriales pequeños dependerán de lo que digan las generadoras.

En consecuencia, habría que estudiar cuidadosamente la posibilidad de bajar la potencia conectada a 1.000 KW y, antes de proceder a las siguientes reducciones –para lo cual habría que fijar un calendario gradual-, sería fundamental esperar por lo menos un período de fijación tarifaria.

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

*****El Ejecutivo presentó una indicación para agregar, en el inciso final del artículo 90, la siguiente letra d), nueva:

> "d) Cuando la potencia conectada del usuario final sea superior a 1.000 kilowatts. En este caso, el usuario final tendrá derecho a acogerse de nuevo a la tarifa regulada, habiendo transcurrido al menos dos años desde el inicio de su contrato a precio libre. El Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción podrá rebajar el límite de 1.000 kilowatts indicado en este punto, previo informe de la Comisión Resolutiva."

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, explicó la indicación del Ejecutivo. Dijo que, mediante ella, a los clientes que pasan a ser libres se les da la posibilidad de volver al régimen de precios regulados, pero con la limitación de no permanecer como libres menos de dos años.

Además, se establece que el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción podrá rebajar el límite de 1.000 kilowatts, dependiendo de cómo funciona el mercado con clientes libres más pequeños, previo informe del tribunal de la libre competencia.

Aclaró que la indicación no propone rebajar el límite de 2.000 a 1.000 kilowatts, sino que añadir una excepción a las que ya contempla la ley.

Explicó que entre clientes libres y regulados hay enorme heterogeneidad, sobre todo entre los clientes que se encuentran en el rango de los que serán libres. No es lo mismo vender electricidad a una industria que funciona las 24 horas del día que hacerlo a una casa habitación.

En la actualidad, todos los clientes bajo los 2 MW de consumo pagan precio de nudo. Por lo tanto, al bajar el límite de 2.000 a 1.000 kilowatts deberá haber un proceso de aprendizaje de parte de las empresas y de los usuarios. Y se van a producir importantes diferencias de precios, pues no cabe duda de que entre los nuevos clientes libres habrá empresas muy atractivas para las generadoras y otras no tanto. A

estas últimas se les debe otorgar la posibilidad de volver a ser clientes regulados.

El límite debiera ser de dos años, como mínimo, como cliente libre o como regulado, sin limitar la cantidad de veces que el cliente podrá cambiar entre una y otra modalidad. Lo importante es que no pueda hacerlo a cada rato.

Por último, indicó que, a sugerencia de las distribuidoras, en el artículo 9° transitorio se otorga un plazo para poner en práctica el peaje de distribición a los clientes libres.

El Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, señor Sánchez, explicó que es un tema de conveniencia. Si las ofertas que hacen las generadoras a los clientes libres más pequeños es razonable, les convendrá ser clientes no sometidos a fijación de precios. Sin embargo, si el trato de las generadoras no es adecuado, esos clientes tienen el derecho para volver a ser regulados y comprar a precio de nudo.

*****El Diputado señor Mulet formuló una indicación para incorporar una letra d), nueva, en el artículo 90:

> “d) Cuando la potencia conectada del usuario final sea superior a 500 kilowatts. En este caso, el usuario final tendrá derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, por un período mínimo de tres años de permanencia en cada régimen.
>
> El Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción podrá rebajar el límite de 500 kilowatts indicado en esta letra, previo informe de la Comisión Resolutiva establecida en el decreto ley N°211, de 1973.”

El Diputado patrocinante de la indicación señaló que, en virtud del debate habido en el seno de esta Comisión, respecto del tema en discusión, presentó la indicación para rebajar el límite a 500 kilowatts para contratar el suministro de electricidad a precio libre, con un período mínimo de permanencia como cliente libre de tres años, luego del cual podrá volver a ser regulado, también por tres años antes de cambiar a libre nuevamente, opción que puede ser ejercida indefinidamente, y que mantiene la norma de la indicación del Ejecutivo en el sentido de permitir al Gobierno rebajar aun más ese límite.

- Puesta en votación la indicación del Diputado señor Mulet, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes. En consecuencia, se da por desechada la indicación del Ejecutivo.

N°11 (que pasa a ser N°12).

12) Agrégase, en el artículo 91, el siguiente inciso tercero, nuevo:

> "Por su parte, las transferencias de potencia entre empresas que poseen medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 81º, serán valorizadas al precio de nudo de la potencia, conforme se determine en el reglamento."

Esta norma aclara el tratamiento que debe darse a la potencia, con el fin de dejar claramente establecido en la ley que las empresas realizan transferencias de energía y de potencia y que cada una de éstas se valorizan separadamente y expresamente en la ley se señala la forma.

*****S.E. el Presidente de la República formuló una indicación para intercalar, en el inciso tercero que el número 11) agrega al artículo 91 de la ley General de Servicios Eléctricos, a continuación de la expresión "nudo de la potencia," y sustituyendo la coma (,) por un punto seguido (.), la siguiente oración: *"Estas transferencias deberán realizarse en función de la capacidad de generación compatible con la suficiencia y los compromisos de demanda de punta existentes,".*

La ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Blanlot, explicó que la ley vigente sólo reconoce las transferencias de energía, mas no de potencia, con lo que, desde el punto de vista netamente legal, no existiría la posibilidad de transar potencia entre empresas generadoras, sino sólo energía. Por eso, cada vez que se crea una divergencia sobre el precio al cual debe transarse la potencia –que es un servicio necesario en el mercado "spot"-, se producen dificultades para su resolución.

Actualmente, el precio al cual se transa potencia en el mercado "spot" es el precio de nudo de la potencia, es decir, el precio regulado de la misma. Así se ha determinado por la práctica, pues no está establecido en ninguna disposición. Por ende, la norma que se propone viene a llenar un vacío legal. De aprobarse, los tres productos esenciales quedarán regulados: energía, potencia y servicios complementarios.

Señaló que esta omisión del legislador de 1982 tiene su explicación en el hecho de que, en esa época, había una gran empresa generadora en el país, por lo que no se concebía la necesidad de transar potencia. Sin embargo, hoy existen muchas empresas que compiten entre sí y tratan de maximizar sus ingresos y reducir sus costos. Por ende, el producto potencia debe ser expresamente reconocido.

En cuanto a su cálculo, el precio de la potencia equivale al valor de inversión y operación de la central generadora más económica que existe en el mercado y consiste en analizar cuál es la central más barata para instalar un MW de potencia adicional (normalmente se trata de turbinas de gas).

Hizo presente que en el reglamento sí existe una fórmula para calcular el precio de nudo de la potencia.

Finalmente, observó que esta norma obedece a una solicitud de las empresas.

- Puesto en votación este numeral con la indicación, ambos fueron aprobados por la unanimidad de los Diputados presentes.

- Posteriormente se acordó reabrir debate de esta norma, por la unanimidad de los Diputados presentes.

*****Los Diputados señores Álvarez-Salamanca, Bertolino, Encina, Jarpa, Leal, Mora y Valenzuela formularon una indicación para agregar al artículo 91 el siguiente inciso cuarto, nuevo:

"Todo propietario de medios de generación sincronizados al sistema eléctrico, tendrá derecho a vender la energía que evacúe al sistema al costo marginal instantáneo, así como sus excedentes de potencia al precio de nudo la potencia, debiendo participar en las transferencias a que se refieren los incisos segundo y tercero del presente artículo. El reglamento establecerá los procedimientos para la determinación de estos precios cuando los medios de generación señalados se conecten directamente a instalaciones del sistema troncal, de subtransmisión o de distribución, así como los mecanismos de estabilización de precios aplicables a la energía inyectada por medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kw y la forma en la que se realizará el despacho y la coordinación de estas centrales por el Centro de Despacho Económico de Carga respectivo."

Los patrocinadores de la indicación señalaron que la norma propuesta en la indicación persigue que los generadores pequeños puedan vender en el mercado "spot" al precio de mercado, cosa que hoy no pueden hacer, porque no forman parte del CDEC. Eso significa que las distribuidoras les compran al precio que ellas imponen.

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

N°12 (que pasa a ser N°13).

13) Intercálase, a continuación del artículo 91º, el siguiente artículo 91º bis, nuevo:

"Artículo 91 bis.- Todo propietario de instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, podrán prestar en el respectivo sistema eléctrico, los servicios complementarios de que dispongan, que permitan preservar la seguridad y calidad de servicio.

Por su parte, los concesionarios y los propietarios de instalaciones de generación y de los Sistemas de transmisión Troncal y de subtransmisión, deberán estar en condiciones de prestar dichos servicios complementarios en el sistema eléctrico al que estén interconectados.

El reglamento identificará y definirá los servicios complementarios que se requieran para cumplir con las condiciones básicas de seguridad y calidad de servicio en cada sistema eléctrico.

La prestación de estos servicios complementarios será administrada y operada por el CDEC respectivo, en base a garantizar la operación más económica para el sistema eléctrico, sujeto a las características, requerimientos y restricciones técnicas del respectivo sistema.

Los propietarios de las instalaciones eléctricas deberán declarar los costos en que incurren por la prestación de los respectivos servicios complementarios, conforme se determine en el reglamento. Las prestaciones de servicios complementarios serán valorizadas por el CDEC correspondiente, de acuerdo a sus respectivos costos marginales."

El artículo 91 bis incorpora la existencia legal de servicios complementarios, estableciendo que en los sistemas eléctricos éstos deben existir. La Dirección de Operaciones del CDEC debe coordinarlos, en beneficio de la seguridad del suministro y estos servicios deben valorizarse. Asimismo, se establece quiénes están en condiciones de prestarlos.

*****S.E. el Presidente de la República formuló una indicación para modificar el nuevo artículo 91º bis en la forma siguiente:

a) Sustitúyese, en el inciso primero, la expresión **"**podrá**"** por *"deberá".*

b) Suprímese el inciso segundo.

*****La Diputada señora González, doña Rosa, y los Diputados señores Encina, Jarpa y Vilches formularon una indicación para efectuar las siguientes modificaciones en el artículo 91 bis, nuevo, que se incorpora:

a) Elimínase del inciso primero la frase *"de que disponga".*

b) Agrégase en el inciso primero la siguiente frase final, reemplazando el punto final por una coma: *"los que serán administrados y operados por el CDEC respectivo"*.

c) Elimínase el inciso segundo, pasando el tercero a ser segundo.

d) Incorpórase el siguiente inciso tercero, nuevo.

"La prestación de los servicios complementarios para la seguridad constituirá un requisito obligatorio para la operación interconectada".

e) Intercálase, en el inciso cuarto, a continuación de la palabra "complementarios" y antes de la palabra "será", las palabras *"para la calidad"*.

f) Reemplázase el párrafo primero del inciso quinto por el siguiente:

"Los propietarios de las instalaciones eléctricas deberán informar responsablemente a los CDEC y a la Comisión los costos técnicos reales en que se incurren por la prestación de los respectivos servicios complementarios para la calidad conforme se determine en el reglamento."

*****Los Diputados señores Leay, Bertolino, Leal, Valenzuela y Vilches formularon una indicación para reemplazar el artículo 91 bis, nuevo, propuesto por el número 12 del artículo 3°, por el siguiente:

"Artículo 91° bis.- *Todo propietario de instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, sean éstos empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, deberá prestar en el respectivo sistema eléctrico los servicios complementarios de que disponga, que permitan realizar la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 81, conforme a las normas de seguridad y calidad de servicio en dicho sistema.*

Las exigencias de seguridad y calidad de servicio para cada sistema serán establecidas en la norma técnica que al efecto dicte el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, con informe de la Comisión.

El organismo de coordinación de la operación o Centro de Despacho Económico de Carga deberá establecer los requisitos técnicos mínimos que deberá cumplir toda instalación que se interconecte al sistema eléctrico, o que sea modificada por toda instalación que se interconecte al sistema eléctrico, o que sea modificada por su propietario, sean éstos empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, y que sean exigibles conforme a la normativa vigente, en términos de su aporte a los objetivos de seguridad y calidad de servicio. Las exigencias correspondientes deberán contar con informe favorable de la Comisión antes de su puesta en vigencia.

El CDEC respectivo deberá definir, administrar y operar los servicios complementarios necesarios para garantizar la operación del sistema, sujetándose a las

exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la normativa vigente y minimizando el costo de operación del respectivo sistema eléctrico.

Los propietarios de las instalaciones interconectadas, sean éstos empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, deberán declarar los costos variables en que incurren por la prestación de los respectivos servicios complementarios con su debida justificación, conforme se determine en el reglamento.

Las prestaciones de servicios complementarios serán valorizadas por el Centro de Despacho Económico de Carga correspondiente, de acuerdo a los costos variables que éstas le importen a su prestador y serán remuneradas por las empresas eléctricas que efectúen retiros para clientes libre y/o regulados y por aquellas empresas generadoras que sólo efectúen inyecciones de energía y potencia al sistema, conforme a los procedimientos de asignación que defina el CDEC, los que deberán ser informados favorablemente por la Comisión.

Todo propietario de instalaciones que participe en la prestación de servicios complementarios conforme a este artículo podrá presentar al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción las discrepancias que surjan en relación a la operación, prestación o valorización de dichos servicios. Tales discrepancias serán resueltas por el Ministerio, previo informe de la Comisión, en los plazos y conforme al procedimiento que determine el reglamento."

La Secretaría de la Comisión hizo presente que el inciso séptimo de la indicación regula una materia que corresponde a la iniciativa legislativa exclusiva del Presidente de la República, según lo dispuesto en el artículo 62, inciso cuarto, número 2, de la Constitución Política de la República, por cuanto le otorga una función al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción,

La Jefa del Área Jurídica de la Comisión Nacional de Energía, señora Pilar Bravo, aclaró que se trata de la misma facultad concedida en el artículo 81 al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción para resolver las divergencias entre los miembros del Centro de Despacho Económico de Carga.

*****Los Diputados señores Leay, Bertolino, Leal, Valenzuela y Vilches formularon una indicación para sustituir los incisos quinto y sexto de la indicación parlamentaria, que reemplaza el artículo 91 bis, nuevo, por el siguiente:

"Los propietarios de las instalaciones eléctricas deberán declarar los costos en que incurren por la prestación de los respectivos servicios complementarios con su debida justificación conforme lo determine el reglamento. Las prestaciones de servicios complementarios serán valorizadas por el Centro de Despacho Económico de Carga correspondiente. El reglamento establecerá el sistema de precios de los servicios complementarios que, considerando

las características de los mismos, sea compatible con los precios de energía y potencia que esta ley establece."

Los patrocinantes de la indicación señalaron que ella tiene por objeto no dejar en la ley amarres a la solución del sistema de precios de los servicios complementarios que compliquen su futura puesta en marcha, sino que sólo se establezca una fórmula general.

La Jefa del Área Jurídica de la Comisión Nacional de Energía, señora Pilar Bravo, observó que la indicación debiera referirse a las "instalaciones interconectadas" y no a las "instalaciones eléctricas", pues debe incluir a los clientes no regulados.

- Puesta en votación la indicación de los Diputados señores Leay, Bertolino, Leal, Valenzuela y Vilches, que reemplaza el artículo 91 bis, nuevo, fue aprobada la unanimidad de los Diputados presentes. En consecuencia, se entienden rechazados el texto del artículo 91 bis, nuevo, propuesto por el Ejecutivo, la indicación presidencial y la indicación presentada por la Diputada señora González, doña Rosa, y los Diputados señores Encina, Jarpa y Vilches.

- Puesta en votación la indicación de los Diputados Leay, Bertolino, Leal, Valenzuela y Vilches, por la que se sustituyen los incisos quinto y sexto de la indicación parlamentaria, que reemplaza el artículo 91 bis, nuevo, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes y se acordó, además, cambiar el concepto "instalaciones eléctricas" por la expresión "instalaciones interconectadas entre sí".

- Puesto en votación el inciso séptimo del artículo 91 bis, nuevo, propuesto por la indicación de los Diputados señores Leay, Bertolino, Leal, Valenzuela y Vilches, fue rechazado por la unanimidad de los Diputados presentes.

N°13 (que pasa a ser 14).

14) Reemplázase, en el artículo 95º, la expresión "y III" por "III y IV".

- Puesto en votación este número, fue rechazado sin debate por la unanimidad de Diputados presentes, debido a que, en la nueva regulación aprobada en el artículo 2° del proyecto, para los sistemas eléctricos medianos, la Comisión optó por no crear un capítulo nuevo, como proponía el mensaje.

N°14.

14) Sustitúyese, en el enunciado del Capítulo II del Título IV, la expresión "1.500 KILOWATTS" por "200 MEGAWATTS".

- Puesto en votación este número, fue rechazado sin debate por la unanimidad de Diputados presentes, debido a que, en la nueva regulación aprobada en el artículo 2° del proyecto, para los sistemas eléctricos medianos, la Comisión optó por no crear un capítulo nuevo, como proponía el mensaje.

N°15 (que pasa a ser 14).

14) Modifícase el artículo 96º de la siguiente forma:

a) En el encabezado del inciso primero, sustitúyase la expresión **"**1.500 kilowatts**"** por *"200 megawatts".*

b) En el número 2, intercálase, a continuación de la expresión **"**costos de distribución**"** y antes del punto y aparte(.), la siguiente frase: *"y del costo de transporte que corresponda a los suministros sometidos a regulación de precios, conforme a los artículos 71º-29 y siguientes".*

c) En el primer párrafo del inciso tercero, intercálase, a continuación de la expresión **"**artículo 90º**"**, la frase *"que se presten desde sistemas eléctricos superiores a 200 Megawatts".*

- Se acordó votar separadamente este número.

- Puestas en votación las letras a) y c), fueron rechazadas, sin debate, por la unanimidad de los Diputados presentes, debido a que, en la nueva regulación aprobada en el artículo 2° del proyecto, para los sistemas eléctricos medianos, la Comisión optó por no crear un capítulo nuevo, como proponía el mensaje.

*El Ejecutivo, formuló una indicación para sustituir la letra b) por la siguiente:

"b) Intercálase en el número 2, a continuación de la expresión "costos de distribución" y antes del punto y aparte (.), la siguiente frase: "y del cargo único por concepto de uso del sistema de transmisión troncal, señalado en la letra A) del artículo 71°-30."

- Puesta en votación la indicación del Ejecutivo, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes. En consecuencia, se da por desechada la letra b) que se propuso en el mensaje original.

N°15 (nuevo).

*****El Diputado señor Leay formuló una indicación para agregar el siguiente número 15) nuevo, por el que introduce un inciso segundo, nuevo, en el artículo 97:

"El procedimiento para la determinación y fijación de los precios de nudo dependerá del tamaño del sistema eléctrico.

> Los precios de nudo en los sistemas eléctricos de tamaño superior a 200 megavatios se regirán por lo dispuesto en los artículos 98 a 104, y los precios de nudo en los sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kilovarios e inferior o igual a 200 megavatios se regirán por lo dispuesto en los artículos 104-1 a 104-8."

La ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Blanlot, estimó absolutamente posible introducir en el artículo 97 el concepto general sobre precios de nudo y hacer el ordenamiento a continuación del artículo 104. Sin embargo, advirtió que el artículo 97 establece algo distinto de lo propuesto para los sistemas medianos. Ese artículo dispone que "los precios de nudo deberán reflejar un promedio en el tiempo de los *costos marginales* de suministro a nivel de generación-transporte". Para los sistemas medianos se propone una forma de cálculo basada en los *costos incrementales de desarrollo*, con un ajuste de autofinanciamiento, lo que, en definitiva, significa basarse en el *costo medio de largo plazo*.

Por ende, el inciso primero del artículo 97 no puede aplicarse a los sistemas medianos. Habría que dividir ese artículo en dos incisos y establecer que lo que señala el actual artículo se aplica a los sistemas de más de 200 megavatios, mientras que para los sistemas de entre 200 megavatios y 1.500 kilovatios se aplicará lo dispuesto en los artículos 104-1 y siguientes.

- Puesta en votación la indicación del Diputado señor Leay, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes.

- Se acordó por la unanimidad de los Diputados presentes, reabrir debate sobre este artículo 97.

*****Los Diputados señores Leay, Encina, Jarpa, Leal, Mora y Vilches formularon una indicación para sustituir el artículo 97 por el siguiente:

> "Artículo 97.- En los sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación igual o superior a 200 megawatts, los precios de nudo deberán reflejar un promedio en el tiempo de los costos marginales de suministro a nivel de generación-transporte para usuarios permanentes de muy bajo riesgo. Por su naturaleza, estos precios estarán sujetos a fluctuaciones que derivan de situaciones coyunturales, como variaciones en la hidrología, en la demanda, en los precios de combustibles y otros.
>
> *En los sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts, los precios de nudo se calcularán sobre la base del costo incremental de desarrollo y los costos totales de largo plazo para los segmentos de*

generación y transmisión, según corresponda, de sistemas eficientemente dimensionados, y considerando el abastecimiento total de la demanda del sistema eléctrico.

Los precios de nudo de los sistemas eléctricos indicados en el inciso anterior serán calculados y fijados según lo dispuesto en los artículos 104-1 y siguientes."

La ex Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Energía, señora Blanlot, explicó que el artículo 97 actual hace una definición general, que implica que para todos los sistemas eléctricos el precio de nudo debe reflejar los costos marginales del suministro, que es de corto plazo. Sin embargo, es necesario diferenciar los sistemas de capacidad instalada igual o superior a 200 MW de los de capacidad instalada de menos de 200 MW y más de 1,5 MW. Así, lo que actualmente dice el artículo 97 se aplicaría a los primeros, mientras que para los segundos (sistemas medianos), los precios se calcularán sobre otro concepto: el costo incremental de desarrollo y los costos totales de largo plazo, para lo cual hay que remitirse a los artículos 104-1 y siguientes.

La aplicación del costo marginal de corto plazo a los sistemas medianos produce distorsiones, porque da valores inferiores al costo medio y, por lo tanto, produce pérdidas a los prestadores, los que no pueden cubrir sus costos de inversión. Por eso, el precio de nudo en los sistemas medianos se calculará sobre la base del costo incremental de desarrollo y los costos totales de largo plazo de los segmentos de generación y transmisión de sistemas eficientemente dimensionados. Para ello, en otra parte de la ley se establece que eso se verifica a través del estudio de expansión que tienen que presentar dichas empresas y la autoridad comprueba que efectivamente se trata del plan de mínimo costo para el servicio. Sobre ese plan de mínimo costo se establece el costo incremental de desarrollo y los costos totales de largo plazo.

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

N°16.

16) Modifícase el artículo 99º de la forma siguiente:

a) En el número 1, intercálase, a continuación de la expresión **"**en construcción,**"** la siguiente frase: *"así como las expansiones en transmisión troncal resultantes del Estudio de Expansión y Valorización del Sistema de Transmisión a que se refieren los artículos 71º-12 y siguientes,"*.

b) En el número 4, sustitúyese la expresión **"**sistema eléctrico**"** por *"Sistema de Transmisión Troncal"* y agrégase, a continuación del punto y coma (;) final, que se sustituye por un punto seguido (.), la siguiente oración: *"Los precios de nudo de energía a nivel de subtransmisión se determinarán conforme a lo establecido en los artículos 71º-36 y siguientes;"*.

c) En el número 5, reemplázase la expresión "sistema eléctrico" por "Sistema de Transmisión Troncal", y agrégase, a

continuación del punto y coma (;) final, que se sustituye por un punto seguido (.), la siguiente oración: *“Los precios de nudo de potencia a nivel de subtransmisión se determinarán conforme a lo establecido en los artículos 71º-36 y siguientes;”*.

d) En el número 6, sustitúyese la expresión “para el sistema de transmisión operando con un nivel de carga tal que dicho sistema esté económicamente adaptado” por la siguiente: *“considerando el programa de obras de generación y transmisión señalado en el número 1 de este artículo”*.

El cálculo de precios de nudo considerará en su plan de obras la expansión en transmisión que resulte del estudio que regula el desarrollo, pues éste refleja el mejor desarrollo esperado en el sistema de transmisión, el que además se encuentra comprometido para los siguientes cuatro años.

Esta es una norma de concordancia legislativa, conforme al nuevo artículo 71 propuesto para regular las materias relativas a los sistemas de transmisión.

*****El Diputado señor Leay formuló una indicación para reemplazar la letra a) de la indicación del Ejecutivo por la siguiente:

a) En el número 1, intercálase, a continuación de la expresión “en construcción,” la siguiente frase: *“resultantes del estudio de transmisión troncal a que se refieren los artículos 71°-12 y siguientes,”*.

- Puesta en votación la indicación que reemplaza la letra a), fue aprobada, sin debate, por la unanimidad de los Diputados presentes. En consecuencia, se da por desechada la letra a) propuesta por el Ejecutivo.

- Puestas en votación las letras b), c) y d) del texto del mensaje, fueron aprobadas, sin debate, por la unanimidad de los Diputados presentes.

N°17.

17) Modifícase el artículo 101º del siguiente modo:

a) En la segunda oración del inciso primero, reemplázase la expresión “seis meses” por “cuatro meses”.

b) Agrégase al inciso primero, a continuación del punto aparte (.), que se reemplaza por una coma (,), la siguiente frase: *“expresados en moneda real al final del período informado, de acuerdo a los mecanismos de indexación de cada contrato, conforme establezca el reglamento.”.*

c) En el inciso segundo, sustitúyese la expresión **“**diez por ciento**”** por *“cinco por ciento*”.

d) En el número 1 del inciso segundo, sustitúyese la expresión **“**efectivo**”** por la frase *“informado conforme al inciso primero,”.*

e) En el primer párrafo del número 3 del inciso segundo, reemplázase la expresión **“**más de diez por ciento**”** por *“más de cinco por ciento”.*

f) En el segundo párrafo del número 3, intercálase, a continuación de la frase **“**todos los precios de nudo**”**, las expresiones *“,sólo en su componente de energía,”*; y reemplázase la frase **“**banda de diez por ciento**”** por *“banda de cinco por ciento”.*

Entre las modificaciones que hacen en este número se pueden señalar las siguientes:

- Se reduce la banda de ajuste del precio regulado al precio de mercado, con el fin de estabilizar los precios regulados a las condiciones de mercado, de manera que éstos reflejen las necesidades del sistema, en cuanto a abastecimiento , superavit o déficit de inversión y otorguen las señales correctas para el debido abastecimiento de energía .

- En esta norma se proponen los ajustes a la consideración de la banda de clientes libre:

- Se disminuye la amplitud de la banda, llevándola desde el 10% en torno al promedio libre, a un 5% en torno a él, acercando el precio fijado al precio de mercado.

- Se establece que el promedio se determinará sobre la facturación de 4 meses en lugar de seis, de modo de no incorporar información de precios más antigua y reflejar mejor la tendencia esperada del mercado.

- Por último, se establece que los precio del mercado serán determinados conforme su valor real y no nominal como ocurre actualmente.

El Secretario Ejecutivo subrogante de la Comisión Nacional de Energía, señor Iglesias, explicó que el principal objetivo de esta modificación es reducir la banda de precios de los clientes no regulados del 10% al 5%, lo que constituye uno de los puntos centrales del proyecto de ley.

El detalle de las modificaciones propuestas es el siguiente.

En la letra a) se reduce de seis a cuatro meses el período que deben considerar las empresas de generación y transporte para informar a la Comisión Nacional de Energía el precio medio cobrado por las ventas a precio libre a cada uno de sus consumidores no sometidos a fijación de precio. El fundamento de esta modificación radica en una razón práctica: muchos contratos de clientes libres están indexados a los precios de nudo. Cuando para medir el mercado libre se toman como promedio los precios de los últimos seis meses, se están incorporando dos precios de precios libres que eventualmente toman el valor del precio de nudo que se fijó en la fijación subanterior. Por ende, el objetivo es llevar información más reciente del mercado libre.

En cuanto a la letra b), explicó que la Comisión Nacional de Energía, a raíz de un dictamen de la Contraloría General de la República que interpretó el artículo 101, ha estado haciendo la comparación de los precios libres con los valores nominales pactados en el período de observación (seis meses), es decir, con los precios efectivamente cobrados. El dictamen de la Contraloría no reconoce el efecto de la indexación por inflación. La modificación de las letras b) y d), entonces, persiguen que las comparaciones se hagan en moneda real, reconociendo el principio del realismo monetario.

Las letras c) y e) proponen la reducción de la banda del 10% al 5%, que es lo medular de la propuesta.

Por último, la letra f) se refiere a que, en caso de que la banda opere (que el precio promedio teórico que la Comisión Nacional de Energía determina con sus modelos discrepe en más del 5% del precio observado en el mercado libre), la corrección de precios para llevarlo a la banda se aplique sólo sobre el precio de la energía y no sobre el de la potencia. Es una materia no menor, pues la ley establece que todos los precios de nudo deberán ajustarse con un factor único para corregir el precio de nudo a la banda, por lo que la Comisión Nacional de Energía ajusta tanto los precios de la energía como de la potencia. La Comisión Nacional de Energía entiende que la variabilidad semestral que se produce en las fijaciones de precios de nudo se debe principalmente a la variabilidad del precio de la energía y no de la potencia. Recordó que el precio de la potencia representa el costo de desarrollo de una turbina de punta, y es un valor estable entre cada fijación que sólo está sometido a indexación por efectos inflacionarios. Tomar en cuenta la potencia lleva a que su precio en el Sistema Interconectado del Norte Grande discrepe en más del 40% respecto del precio observado en el mercado libre. Es decir, una vez calculado el precio teórico y hecha la comparación con el mercado libre, la Comisión Nacional de Energía debe ajustar los precios de potencia y energía en el 40% aproximadamente. Eso significa que se incrementa el precio tanto de la energía como de la potencia en el 35%. En particular, el precio de la potencia que representa el costo de desarrollo, que debiera ser estable, es 35% más alto que el precio de desarrollo normal. Eso carece de toda lógica en un sistema sobredimensionado, como el Sistema Interconectado del Norte Grande. En el Sistema Interconectado Central esto no se ha dado, porque la banda opera en promedio cada 3 ó 4 fijaciones.

*****El Diputado señor Araya formuló una indicación para sustituir la letra b) por la siguiente:

b) Agrégase, en el inciso primero, a continuación del punto aparte (.), que se reemplaza por una coma (,), la siguiente frase: "expresados en moneda real al final del período informado, de acuerdo a la variación que experimente el Índice de Precios al Consumidor."

El Secretario Ejecutivo subrogante de la Comisión Nacional de Energía, señor Iglesias, en relación con la indicación del Diputado señor Araya, explicó que los contratos pueden tener mecanismos de indexación distintos del IPC, por lo que no sería conveniente exigir sólo uno en la ley, sino permitir que cada contrato siga el indicador que mejor parezca a los contratantes.

Aclaró que la frase final de la letra b) del mensaje, que dice “conforme lo establezca el reglamento”, no se refiere a los mecanismos de indexación de cada contrato –que es la frase que lo precede-, sino a la forma en que cada empresa generadora y transmisora debe comunicar a la Comisión Nacional de Energía los cuatro puntos que señala el inciso primero del artículo 101.

- Se acordó votar las letras de este numeral por separado.

- Puesta en votación la letra a), fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes.

- Puesta en votación la letra b), fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes, con la observación de intercalar en el inciso primero la expresión “conforme lo establezca el reglamento” entre la frase “cada empresa deberá comunicar a la Comisión” y la expresión “la potencia”, entre comas (,). Por la misma votación fue rechazada la indicación del Diputado señor Araya.

- Puestas en votación las letras c) a f), fueron aprobadas por la unanimidad de los Diputados presentes.

- Se acordó corregir las letras d) y e), las cuales se deben referir al inciso tercero y no al segundo.

N°18.

18) Intercálase en el artículo 105º, a continuación de la expresión **“**instalaciones de distribución**”** la siguiente frase: *“y el porcentaje del costo de transporte correspondiente a los suministros sometidos a regulación de precios para remunerar el sistema de transmisión troncal, conforme al artículo 71º-29 y siguientes,”*.

*****El Ejecutivo presentó una indicación para sustituir el número 18) por el siguiente:

“18) Intercálase en el artículo 105°, a continuación de la expresión *“instalaciones de distribución,”* la siguiente frase: *“y del cargo único por concepto de uso del sistema de transmisión troncal, señalado en la letra A) del artículo 71°-30.”*

*****El Diputado señor Araya formuló una indicación para eliminar el número 18).

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

- Puesta en votación la indicación del Ejecutivo, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes. En consecuencia, se da por desechada la modificación propuesta al artículo 105 en el mensaje.

N°19 (nuevo).

*****S.E. el Presidente de la República presentó una indicación para reemplazar el artículo 107° por el siguiente:

"Artículo 107°.- Las componentes indicadas en el artículo anterior, se calcularán cada cuatro años, para un número determinado de áreas típicas, sobre la base de un estudio de costos encargado a una empresa consultora. El estudio se basará en un supuesto de eficiencia en la política de inversiones y en la gestión de una empresa distribuidora operando en el país.

En el procedimiento de fijación de las tarifas de distribución, concurrirán por derecho propio las empresas concesionarias de servicio público de distribución y, en calidad de participantes, las empresas generadoras y los clientes no sujetos a fijación de tarifas. Asimismo, con la debida antelación y según se determine en el reglamento, deberá constituirse un registro de usuarios e instituciones interesados conforme a los criterios establecidos en el artículo 71°–13.

Antes de nueve meses del término del período de vigencia de las fórmulas tarifarias y según se determine reglamentariamente, la Comisión deberá poner en conocimiento de las empresas distribuidoras, de los participantes y de los usuarios e instituciones interesadas, las bases técnicas y administrativas sobre las cuales se efectuará el estudio de costos para establecer las fórmulas tarifarias para el período siguiente, incluyendo la definición de áreas típicas de distribución y los requisitos y condiciones de elegibilidad de las empresas consultoras que podrán postular a la realización del estudio.

Las empresas distribuidoras, los participantes y los usuarios e instituciones interesadas podrán presentar sus observaciones a la Comisión, dentro de los quince días siguientes a su conocimiento. En caso que dentro de los cinco días siguientes no se produzca acuerdo con la Comisión, en el plazo de tres días, se podrá requerir la intervención del panel de expertos para que evacue su dictamen dentro de los siguientes quince días.

El acuerdo o, en su caso, el dictamen del panel de expertos a que se refiere el inciso anterior, será aplicado precisamente por la Comisión y establecerá, mediante resolución exenta, las bases técnicas y administrativas del estudio de costos, las áreas típicas y los requisitos de elegibilidad de las empresas consultoras para la realización del estudio.

El estudio se contratará a través de una licitación pública nacional o internacional, según dispongan a las bases técnicas y administrativas y las condiciones o requisitos de elegibilidad definidos conforme al inciso anterior, y será adjudicado y supervisado por un comité formado por un representante del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, uno de la Comisión, dos representantes de las empresas distribuidoras, uno de los generadores y uno de los usuarios no sujetos a fijación de precios. Las empresas distribuidoras y los participantes deberán concurrir al pago del estudio de costos de las componentes, a través de un mecanismo de asignación objetivo y proporcional que se determinará reglamentariamente.

El estudio deberá ser adjudicado a más tardar siete meses antes del término del periodo de vigencia de las fórmulas tarifarias.

Antes de cuatro meses del término del período de vigencia de las fórmulas tarifarias, el consultor deberá enviar a la Comisión, a las empresas distribuidoras y a los participantes, un informe final que contenga los resultados del estudio. El desarrollo del estudio deberá contemplar la remisión de informes parciales para que la Comisión, las empresas distribuidoras y los participantes puedan presentar observaciones, las que deberán ser respondidas expresamente por el consultor en su informe final.

La Comisión, en el plazo de quince días contado desde la recepción del estudio, convocará a una audiencia pública a los participantes, usuarios e instituciones interesadas, en la que el consultor expondrá los resultados del estudio. El reglamento establecerá el procedimiento y las demás normas a que se sujetará esta audiencia. En el plazo de quince días contado desde su celebración, las empresas distribuidoras, los participantes, usuarios e instituciones interesadas podrán realizar observaciones al estudio presentado, las que deberán ser consideradas por la Comisión.

Vencido el plazo para formular observaciones, la Comisión tendrá un plazo de diez días para comunicar a las empresas distribuidoras, los participantes usuarios e instituciones interesadas, los valores agregados y las tarifas básicas preliminares. En caso de existir observaciones a lo informado por la Comisión, las empresas distribuidoras, los participantes usuarios e instituciones interesadas, en el plazo de diez días, podrán presentar sus discrepancias al panel de expertos, para que dictamine, dentro del plazo de veinte días, los valores agregados y las tarifas básicas preliminares, que serán notificadas por la Comisión a las empresas

distribuidoras, los participantes usuarios e instituciones interesadas, mediante resolución exenta.

Dentro de los diez días siguientes a la resolución indicada en inciso anterior, las empresas distribuidoras deberán comunicar a la Comisión, los participantes, usuarios e instituciones interesadas, los ingresos a que daría origen la aplicación de las tarifas básicas preliminares para que, con su mérito, la Comisión efectúe, en un plazo de diez días, los ajustes de valores agregados a que dé lugar la aplicación de los procedimientos establecidos en los artículos 108 y 109, y determine las fórmulas tarifarias definitivas para cada empresa y sector de distribución. Las empresas distribuidoras, los participantes y los usuarios e instituciones interesadas tendrán un plazo de cinco días para presentar sus discrepancias al panel de expertos, el que deberá evacuar su dictamen dentro de los diez días siguientes."

*****Los Diputados señores Encina, Jarpa, Leal, Mora, Mulet y Valenzuela formularon una indicación para reemplazar, en el inciso noveno del artículo 107°, la coma final (,) por un punto seguido (.) y la frase "las que deberán ser consideradas por la Comisión" por la siguiente oración: "*La Comisión deberá revisar dichas observaciones a efectos de ser consideradas o no en el informe respectivo.".*

*Los Diputados señores Encina, Leal, Mora, Mulet y Valenzuela formularon una indicación para reemplazar, en el inciso décimo del artículo 107, toda la oración que sigue a la expresión "panel de expertos", por el siguiente texto: "*el que deberá resolver dentro del plazo de diez días. En los diez días siguientes a la resolución de los expertos, la Comisión deberá informar los valores agregados y estructurará las tarifas básicas preliminares, que serán notificadas por la Comisión a las empresas distribuidoras, los participantes, usuarios e instituciones interesadas, mediante resolución exenta*."

El Jefe de la División Jurídico Legislativa del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, señor Sepúlveda, señaló que en el nuevo artículo 107° se propone modificar el procedimiento de cálculo de las tarifas de distribución. Hasta la fecha, en ese procedimiento no interviene ninguna instancia de resolución de conflictos, por lo que es necesario adaptar el artículo 107° a la figura del panel de expertos. Para ello, se establece un nuevo procedimiento, cuyas características básicas son que, en lugar de que se hagan dos estudios como sucede hoy –la Comisión Nacional de Energía y las empresas-, se haga uno solo, a cargo de un consultor independiente. El resto del artículo sigue el modelo aplicado a la fijación de tarifas de transmisión:

presentación del estudio del consultor a todos los participantes y usuarios, observaciones, discrepancias, panel de expertos.

El Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, señor Sánchez, señaló que, por medio de la primera indicación parlamentaria, se relativiza la obligación de la Comisión Nacional de Energía de considerar las observaciones de los participantes.

Por su parte, mediante la segunda indicación parlamentaria, se introduce una corrección y concordancia. Aclaró que no es el panel de expertos el que dictamina los valores agregados y las tarifas básicas preliminares, sino la Comisión Nacional de Energía. El panel de expertos sólo resuelve las observaciones.

- Puesta en votación la indicación del Ejecutivo, que reemplaza el artículo 107°, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes.

- Puestas en votación ambas indicaciones parlamentarias, fueron aprobadas por la unanimidad de los Diputados presentes.

N°19 (que pasa a ser N°20).

20) Intercálase, en el inciso primero del artículo 110º, a continuación de la expresión “en función de los precios de nudo”, la siguiente frase, precedida de una coma (,): *“del costo de transmisión que corresponda a los suministros sometidos a regulación de precios”*.

*****Posteriormente, el Ejecutivo presentó dos indicaciones al artículo 110°:

1.- Para Intercalar, en el inciso primero del artículo 110°, a continuación de la expresión *“en función de los precios de nudo”*, la siguiente frase precedida de una coma (,): *“y del cargo único por concepto de uso del sistema de transmisión troncal, señalado en la letra a) del artículo 71°-30.”.*

2.- Para sustituir el artículo 110° por el siguiente:

> “Artículo 110°.- Con los valores agregados definitivos, calculados según el procedimiento del artículo 109° precedente, la Comisión estructurará fórmulas indexadas que expresarán las tarifas en función de los precios de nudo, del costo de transmisión que corresponda a los suministros sometidos a regulación de precios y de los índices de precios de los principales insumos de la distribución. La Comisión estructurará tantas fórmulas como empresas y sectores de distribución en cada empresa se hayan definido y serán válidas para los siguientes cuatro años, salvo que se produjere una variación

acumulada del Índice General de Precios al Consumidor superior al cien por ciento, o bien que la tasa de rentabilidad económica antes de impuestos a las utilidades para el conjunto de todas las empresas distribuidoras, calculado según el procedimiento descrito en el artículo 108° precedente, difiera en más de cinco puntos de la tasa de actualización definida en el artículo 106°. En estos casos se deberá efectuar un nuevo estudio, salvo que las empresas concesionarias de servicio público de distribución y la Comisión, con informe favorable del panel de expertos, acuerden por unanimidad ajustar las fórmulas originales. En el caso de efectuarse un nuevo estudio, éste tendrá vigencia hasta completar el período de cuatro años.

Sin perjuicio de lo anterior, en caso de acuerdo unánime de las empresas y la Comisión y con informe favorable del panel de expertos, podrá efectuarse un nuevo estudio de costos. Las fórmulas resultantes tendrán vigencia hasta el término del período respectivo."

La Jefa del Área Jurídica de la CNE, señora Bravo, explicó que la última indicación presentada por el Ejecutivo busca adecuar el procedimiento de tarificación del valor agregado de distribución (VAD), en el sentido que, aun cuando las tarifas de distribución rijan por cuatro años, deberá efectuarse un nuevo estudio, antes de cumplirse tal plazo, cuando la variación del IPC sea superior al ciento por ciento o cuando la tasa de rentabilidad económica difiera en más de cinco puntos de la tasa de actualización definida en el artículo 106°. Sin embargo, incluso existiendo estas condiciones, no se efectuará un nuevo estudio cuando las concesionarias de distribución y la Comisión Nacional de Energía acuerden ajustar las tarifas originales, siempre que cuenten para ello con el informe favorable del panel de expertos.

Puesta en votación la indicación del Ejecutivo signada con el número 2, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes. En consecuencia, se da por desechado el texto del proyecto original.

- Puesta en votación la indicación del Ejecutivo signada con el número 1, fue rechazada por la unanimidad de los Diputados presentes.

N°21 (nuevo).

*****El Ejecutivo presentó una indicación para derogar el artículo 111°.

La Jefa del Área Jurídica de la CNE, señora Bravo, explicó que se ha propuesto eliminar el artículo 111°, porque su contenido está recogido en el artículo 107°.

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

N°22 (nuevo).

*****El Ejecutivo presentó una indicación para introducir las siguientes modificaciones al artículo 116:

a) Sustitúyese su inciso segundo por los siguientes incisos nuevos, pasando el actual inciso tercero a ser inciso cuarto:

"Son entradas de explotación, las sumas que percibirían las empresas distribuidoras por todos los suministros efectuados mediante sus instalaciones de distribución, si se aplicaran a dichos suministros las tarifas involucradas en el Estudio. Asimismo, son entradas de explotación, la parte de los ingresos efectivos obtenidos por los servicios no asociados a los suministros, sujetos a regulación de precios conforme al artículo 107 bis, que se sustenten en la utilización de la infraestructura fija de la empresa distribuidora.

Se entenderá por infraestructura fija de la empresa distribuidora al conjunto de obras, instalaciones y bienes físicos destinados a dar el servicio de distribución en las respectivas concesiones, así como a los recursos que sustentan las actividades de operación del sistema de distribución de la energía, conservación y mantenimiento, administración y generales, considerados necesarios para la explotación del servicio en la zona de concesión.".

b) Agrégase, a continuación del punto final, que pasa a ser punto seguido, del actual inciso segundo, la siguiente oración:

> "Dentro del plazo de 10 días de recibida la resolución de la Superintendencia informando los costos de explotación fijados, las empresas podrán presentar sus discrepancias al Panel de Expertos, que resolverá en el plazo de 15 días.".

El Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, señor Sánchez, explicó que, mediante la indicación, se da cumplimiento al mandato de la H. Comisión Resolutiva antimonopolios, en el sentido de incorporar a los elementos constitutivos del valor agregado de distribución (VAD), para efectos del cálculo del valor de explotación, los ingresos que reciben las distribuidoras por los servicios asociados a la distribución de energía eléctrica, como arriendo de medidores, facturación a clientes, cobro por reposición de servicio, mantención y reparación de instalaciones, apoyo en postes, etcétera. Se trata de 25 servicios que forman parte de las entradas de explotación de las distribuidoras que inciden en el valor agregado de distribución (VAD).

Añadió que la norma señala que también son entradas de explotación los ingresos por servicios no asociados al suministro, que se sustenten en la utilización de la infraestructura fija de la empresa distribuidora. Y, a continuación, define lo que se entiende por infraestructura fija de distribución.

Por último, la letra b) somete al panel de expertos las discrepancias que surjan de la resolución de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles sobre los costos de explotación.

El Presidente de la Comisión, Diputado Leay, opinó que la materia tratada en la letra a) de la indicación no está contemplada en el mensaje y que nunca ha sido analizada en la Comisión, por lo que quedaría fuera de las ideas matrices del mismo. Además, las empresas invitadas no pudieron emitir opinión al respecto.

Agregó que la ley vigente establece, en el artículo 107° bis, que los servicios asociados a la distribución no forman parte del valor agregado de distribución (VAD). Por lo tanto, al incluir los servicios asociados en ese valor se provocará un efecto negativo, independientemente de lo resuelto por la H. Comisión Resolutiva.

Además, debido a que nadie puede obligar a la distribuidora a dar esos servicios asociados, en la práctica ocurrirá que no se van a otorgar, y el único perjudicado será el usuario final, ya que los servicios que se prestan en condición de competencia –como la construcción de empalmes- serán ofrecidos por otras empresas, a un mayor valor.

Por último, desde el punto de vista sustantivo, la indicación pretende incluir en el valor agregado de distribución (VAD) los ingresos provenientes de los servicios asociados, pero no considera los costos que a las distribuidoras les significa prestar esos servicios.

La Jefa del Departamento de Desarrollo de Mercados del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, señora Butelmann, señaló que este tema se presenta en todos los sistemas regulados. Efectivamente, si todos los ingresos que las distribuidoras tienen por otras fuentes se van descontar de la tarifa, el distribuidor verá reducidos los incentivos para ofrecer esos servicios. Pero, por otro lado, esos servicios se prestan con infraestructura que pagan todos los clientes. Incluso, en el futuro, con el servicio “power line communication”, una compañía distribuidora podrá competir con una compañía de telecomunicaciones a costo cero, es decir, con toda su infraestructura pagada. Por ende, se trata de un problema de justicia, de competencia y de eficiencia. En consecuencia, como nunca podrá determinarse el porcentaje exacto del activo que usa la distribuidora para prestar su servicio, se propone que la infraestructura tenga un costo para los negocios adicionales que la distribuidora quiera prestar. Incluso, para llegar a un consenso en la materia, podría establecerse que sólo el 50% de estos ingresos sea considerado como ingreso para el cálculo de la tarifa, y que el otro 50% quede como ganancia neta de la distribuidora.

Hizo hincapié en que la H. Comisión Resolutiva ha señalado que los ingresos de los servicios no regulados que pasan a ser regulados deben reflejarse en la tarifa. Sin embargo, también deben

considerarse los ingresos por servicios no regulados que se obtienen de la infraestructura de la compañía.

- El Presidente de la Comisión, en razón de lo dispuesto en el mensaje del proyecto de ley y en virtud de lo preceptuado en los artículos 24 de la ley N°18.918, orgánica constitucional del Congreso Nacional, y 267 del reglamento de la Cámara de Diputados, declaró inadmisible la letra a) del número 22, por no tener relación con las ideas matrices del proyecto de ley.

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

N°23 (nuevo).

*****El Ejecutivo presentó una indicación para sustituir el artículo 118° por el siguiente:

"Artículo 118°.- El VNR se calculará cada cuatro años, en el año anterior al cual corresponda efectuar una fijación de fórmulas tarifarias.

Para tal efecto, antes del treinta de junio del año respectivo, el concesionario comunicará a la Superintendencia el VNR correspondiente a las instalaciones de distribución de su concesión, acompañado de un informe auditado. La Superintendencia fijará el VNR, para lo cual podrá aceptar o modificar el valor comunicado por la empresa, en el plazo de tres meses. De no existir acuerdo entre el concesionario y la Superintendencia, el VNR será determinado por el panel de expertos. Los expertos deberán pronunciarse sobre el VNR antes del 31 de diciembre del año respectivo. A falta de comunicación del VNR y del informe auditado, este valor será fijado por la Superintendencia antes del 31 de diciembre de ese año, y no procederá ninguna clase de recursos en su contra, jurisdiccional o administrativo, de naturaleza ordinaria o extraordinaria.

En el plazo que medie entre dos fijaciones de VNR, éste será aumentado o rebajado en la misma proporción en que varíe el Índice de Precios al Consumidor."

El Jefe de la División Jurídico Legislativa del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, señor Sepúlveda, explicó que el nuevo artículo tiene por finalidad someter al panel de expertos las discrepancias sobre el cálculo del valor nuevo de reemplazo (VNR) que debe hacer con un año de anticipación a la fijación de las nuevas tarifas de distribución.

Agregó que, actualmente, esa materia está sometida a un dictamen de peritos.

- Puesto en votación este numeral que modifica el artículo 118°, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes.

N°24 (nuevo).

*****Los Diputados señores Mora, Mulet y Vilches, formularon una indicación para agregar el siguiente artículo 119° bis, nuevo:

"Artículo 119° bis.- Las concesionarias conformadas por sociedades anónimas cerradas estarán sujetas a las normas que rigen a las sociedades anónimas abiertas y por lo tanto, quedarán sometidas a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros en el ámbito de su competencia."

Los patrocinadores de la indicación explicaron que con la modificación propuesta se busca obtener mayores grados de transparencia en la información que deben proporcionar las distribuidoras, por lo que se busca hacerles aplicables las normas de las sociedades anónimas abiertas.

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, explicó que existen muchas concesionarias de distribución que no son sociedades anónimas abiertas, sobre todo las pequeñas, como las cooperativas. Manifiestó su aquiescencia con la indicación.

El Jefe de la División Jurídico Legislativa del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, señor Sepúlveda, advirtió que el artículo se refiere a "concesionarias" que se han constituido como sociedades anónimas cerradas. Las empresas de generación no son "concesionarias", sino sólo las distribuidoras. Las transmisoras sólo en algunos casos.

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

N°20 (que pasa a ser N°25).

25) Introdúcense las siguientes modificaciones al artículo 150º:

a) En la letra b), sustitúyese la expresión "seguridad" por *"confiabilidad"*.

b) En la letra e), sustitúyese el término "seguridad" por *"confiabilidad"*.

c) Agréganse las siguientes letras r) a y), nuevas:

"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 entregada por los distintos agentes del sistema eléctrico, y que se caracteriza, entre otros, por el plazo de restablecimiento de servicio, la información entregada 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.".

En esta norma se definen los conceptos que se han utilizado en torno a la regulación de la potencia y de los servicios complementarios. Es decir, se enmarcan los objetivos y funciones de la potencia y los servicios complementarios, en cuanto a la confiabilidad.

*****S.E. el Presidente de la República formuló las siguientes indicaciones en el número 20) del artículo 3°:

a) Para sustituir la letra b) del artículo 150º por la siguiente:

“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."

b) Para reemplazar, en el enunciado de la letra c), la expresión "y)" por "z)".

c) Para agregar, a continuación de la letra y), que la letra c) incorpora al artículo 150 de la ley General de Servicios Eléctricos, la siguiente letra z), nueva:

> "z) Servicios Complementarios: Recursos transables de oferta activa y reactiva disponibles en las instalaciones del sistema eléctrico que permiten mantener el equilibrio entre oferta y demanda, tanto en condiciones normales como ante perturbaciones, necesarios para llevar a cabo las transacciones físicas entre los distintos agentes y cumplir con las condiciones básicas de seguridad y calidad de servicio.".

*****La Diputada señora González, doña Rosa, y los Diputados señores Encina, Jarpa y Vilches formularon una indicación para eliminar, en la letra z) del literal c) del número 20 del artículo 3°, la palabra *"transables".*

El Secretario Ejecutivo subrogante de la Comisión Nacional de Energía, señor Iglesias, explicó que la primera modificación reemplaza la definición de Centro de Despacho Económico de Carga al objeto de ampliar el ámbito de coordinación, en consistencia con la enmienda introducida en el artículo 81, ya aprobada. El ámbito de coordinación del CDEC no puede dejar de considerar las instalaciones más cercanas a las zonas de consumos finales, particularmente las instalaciones de subtransmisión que llegan a los puntos de distribución y a clientes finales. Una operación inapropiada de esas instalaciones puede tener efectos en términos de la seguridad global del sistema, y el Centro de Despacho Económico de Carga tiene que tener alguna injerencia sobre esa parte del sistema interconectado.

En la actualidad, los propietarios de esas instalaciones pueden oponerse a las instrucciones o recomendaciones de operación de los CDEC, lo que ocasiona problemas de seguridad aguas arriba.

Señaló que la subestación primaria es el último nivel del segmento generación-transporte. De ahí hacia abajo comienza el sistema de distribución. El propietario de la subestación primaria puede ser una empresa con giro distribución o transmisión. Chilectra, por ejemplo, es dueña de todas las subestaciones primarias que abastecen su sistema de distribución. A su vez, es dueña de las líneas de subtransmisión que abastecen su sistema de distribución. Tanto las estaciones de subtransmisión como las subestaciones primarias de distribución están en el ámbito del segmento generación-transporte. Esas instalaciones, particularmente las de subtransmisión, requieren un mínimo

de coordinación con el resto del sistema. Sin embargo, su propietaria, que es empresa de distribución, sostiene que no tiene obligación de acatar las instrucciones del CDEC.

En resumen, no es la propiedad ni el giro de la empresa el que importa para efectos de coordinación, sino que el segmento reconocible en términos de sus características técnicas.

La Jefa del Área Jurídica de la Comisión Nacional de Energía, señora Pilar Bravo, respecto de una duda manifestada por algunos Diputados en cuanto a que el CDEC pueda dar instrucciones a empresas que no tienen participación en esa empresa, aclaró que es el propio CDEC el que, a partir del artículo 81 de la ley, deberá incorporar a esas empresas en su seno, particularmente a las distribuidoras.

- La Comisión acordó votar las letras en forma separada.

- Puesta en votación la letra a) de la indicación formulada por el Ejecutivo, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes. Por la misma votación se rechazó la letra a) del proyecto del mensaje.

El Secretario Ejecutivo subrogante de la Comisión Nacional de Energía, señor Iglesias, señaló que la segunda modificación apunta a reemplazar, en la letra e) del artículo 150°, el término “seguridad” por la palabra “confiabilidad”.

Explicó que el artículo 150°, letra e), define el “margen de reserva teórico” como el mínimo sobre equipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la potencia de punta con una **seguridad** determinada, dada las características de las unidades generadoras existentes en el sistema eléctrico.

Indicó que se aprovechó este proyecto de ley para hacer una redefinición de conceptos, con el fin de terminar con la confusión conceptual a que lleva la ley. Hoy, por ejemplo, la palabra “seguridad” se puede asociar a conceptos distintos en el mercado eléctrico.

Señaló que en el contexto de la ley General de Servicios Eléctricos, el término seguridad debe entenderse como aquella característica del sistema para responder frente a perturbaciones o contingencias de corto plazo, como la salida intempestiva de un consumo o de un bloque de generación importante.

Agregó que la definición de margen de reserva teórico no se refiere a ese tipo de seguridad, sino más bien a la suficiencia, es decir, a la cantidad de instalaciones que tiene el sistema para abastecer con una probabilidad dada una demanda máxima que se puede dar en algún momento. El concepto que mejor representa esta situación es el de “confiabilidad”, entendido como la suficiencia de instalaciones para una demanda aleatoria. Para reafirmar lo anterior, se ha decidido establecer en la propia ley el concepto de “confiabilidad”, en la letra r), nueva, entendido como la “cualidad de un sistema eléctrico determinada conjuntamente por la suficiencia, la seguridad y la calidad de servicio”.

Añadió que la terminología utilizada en todas las definiciones ha sido debatida extensamente con organismos académicos y está respaldada en la literatura económica internacional.

El ingeniero del Área Eléctrica de la Comisión Nacional de Energía, señor Salazar, indicó que para aclarar los términos de seguridad y confiabilidad, habría que preguntarse primeramente si el Sistema Interconectado del Norte Grande o el Sistema Interconectado Central son o no confiables, respuesta que se obtendrá sólo si se revisa cada una de las características definidas en la ley. Respecto de este punto, si en algunos años más el SIC enfrenta una sequía que deprima los niveles de los embalses, habrá problemas de suficiencia y, por ende, de confiabilidad. Agregó que en el caso del SING, ese problema no existe, porque hay capacidad sobre instalada. Sin embargo, este sistema tiene problemas de seguridad, debido a la existencia de grandes centrales y grandes bloques de demanda, pero con eso no basta, por cuanto puede suceder que, aun aseguradas la suficiencia y la seguridad, las empresas distribuidoras carezcan de instalaciones adecuadas para entregar una buena calidad de servicio. En resumen, para hablar de un sistema confiable hay que relacionar estos tres aspectos.

La Jefa del Área Jurídica de la Comisión Nacional de Energía, señora Pilar Bravo, señaló que todas las definiciones que establece el artículo 150 tienen por objeto aclarar los términos de la ley, pues a ellas se refieren todas las figuras e instituciones de la ley General de Servicios Eléctricos.

Además, en virtud de lo dispuesto en el artículo 20 del Código Civil, a las palabras definidas expresamente por el legislador se les dará su significado legal.

Por último, observó que la imprecisión terminológica ha llevado a divergencias que involucran mucho dinero. Por lo tanto, son materias ya resueltas en diversas divergencias desde 1994. Lo apropiado sería dejar las definiciones en la ley y no interpretarlas nuevamente en cada divergencia.

- Puesta en votación la letra b) del texto del mensaje, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes.

- Puesta en votación la letra c) del texto del mensaje, que agrega las definiciones de las letras r) a y), fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes, junto con la letra b), de la indicación del Ejecutivo.

*****Los Diputados señores Bertolino, Leay, Molina, Valenzuela y Vilches formularon una indicación para sustituir la letra z) que se agrega por la letra c), de la indicación del Ejecutivo, por la siguiente:

> “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."

El Secretario Ejecutivo subrogante de la Comisión Nacional de Energía, señor Iglesias, dijo estar de acuerdo con la indicación, por cuanto, además de ser congruente con la modificación del artículo 81 en cuanto a la coordinación del sistema, da cuenta de los tres ámbitos más básicos e importantes de operación de los servicios complementarios que a lo menos debe existir en el sistema, sin perjuicio de que en el futuro se determinen otras prestaciones más sofisticadas. Cada uno de esos tres ámbitos se puede dividir en varios servicios complementarios, lo que se determinará a nivel reglamentario.

- Puesta en votación la indicación de los Diputados señores Bertolino, Leay, Molina, Valenzuela y Vilches, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes. Por la misma votación se rechazaron las indicaciones formuladas a la letra c) tanto por el Ejecutivo como por la Diputada señora González, doña Rosa y los Diputados señores Encina, Jarpa y Vilches.

- La Comisión acordó reabrir debate por la unanimidad de los Diputados presentes, para debatir una nueva indicación presentada a este artículo.

*****Los Diputados Encina; González, doña Rosa; Ibáñez, doña Carmen; Leal, Valenzuela y Vilches formularon una indicación para sustituir la letra z) por la siguiente):

> "z) Valor esperado: esperanza matemática de una variable; corresponde a una suma de los distintos valores posibles de dicha variable, ponderados por su respectiva probabilidad de ocurrencia."

Los patrocinadores de la indicación explicaron que en diversas partes de la ley General de Servicios Eléctricos se habla de "valor esperado", concepto que no se encuentra definido en ninguna parte, por lo que proponen que se defina en el artículo 150.

El Jefe del Área Eléctrica de la CNE, señor Iglesias, explicó que se trata de una indicación bien inspirada. Todo el cálculo de peajes que propone el proyecto de ley en estudio se refiere a valores esperados, que podrían acomodarse a la definición que plantea la indicación. Sin embargo, esa definición tiene el inconveniente de que el término "valor esperado" se utiliza indistintamente en la ley tanto para referirse a valores o esperanzas matemáticas como un valor que se

espera que exista en el futuro. Por ende, la ley no usa ese concepto con precisión, por lo que sería inconveniente asignarle una definición exacta.

- Puesta en votación la indicación, fue rechazada por 2 votos a favor y 3 en contra.

-o-o-o-o-o-o-o-o-o-o-

ARTÍCULOS TRANSITORIOS.

Artículo 1° transitorio.

“Artículo 1°.- Los decretos que deben definir, para cada sistema eléctrico, los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión, deberán ser dictados en los términos indicados en los artículos 71º-2 y 71º-3 que esta ley introduce en el decreto con fuerza de ley N°1, de 1982, de Minería, dentro de los cuarenta y cinco días siguientes a la publicación de esta ley.”

*****El Ejecutivo presentó una indicación para sustituir el artículo 1° transitorio por el siguiente:

“Artículo 1º.- Se considerarán instalaciones integrantes de los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión de cada sistema, para la primera fijación de valores por tramo y del área de influencia común, para la primera determinación de peajes, las siguientes:

a) Sistema Interconectado del Norte Grande (SING):

Número	Tramo		Tensión (kV)
	De Barra	A Barra	
1	Tarapacá 220	Lagunas 220	220
2	Crucero 220	Lagunas 220	220

b) Sistema Interconectado Central (SIC):

Número	Tramo		Tensión (kV)
	De Barra	A Barra	
1	Ancoa 500	Alto Jahuel 500	500
2	Ancoa 500	Alto Jahuel 500	500
3	Diego de Almagro 220	Carrera Pinto 200	220
4	Carrera Pinto 200	Cardones 220	220
5	Cardones 220	Maitencillo 220	220
6	Cardones 220	Maitencillo 220	220
7	Maitencillo 220	Pan de Azúcar 220	220
8	Maitencillo 220	Pan de Azúcar 220	220
9	Pan de Azúcar 220	Los Vilos 220	220
10	Pan de Azúcar 220	Los Vilos 220	220
11	Los Vilos 220	Quillota 220	220
12	Los Vilos 220	Quillota 220	220
13	Polpaico 220	Quillota 220	220
14	Polpaico 220	Quillota 220	220
15	Alto Jahuel 220	Polpaico 220	220
16	Alto Jahuel 220	Polpaico 220	220
17	Cerro Navia 220	Polpaico 220	220
18	Cerro Navia 220	Polpaico 220	220
21	Chena 220	Cerro Navia 220	220
22	Chena 220	Cerro Navia 220	220
23	Alto Jahuel 220	Chena 220	220
24	Alto Jahuel 220	Chena 220	220
25	Charrúa 220	Ancoa 220	220
26	Charrúa 220	Ancoa 220	220
27	Charrúa 220	Ancoa 220	220

28	Temuco 220	Charrúa 220	220
30	Valdivia 220	Temuco 220	220
31	Barro Blanco 220	Valdivia 220	220
32	Puerto Montt 220	Barro Blanco 220	220
33	Puerto Montt 220	Temuco 220	220
34	Paine 154	Alto Jahuel 154	154
35	Rancagua 154	Paine 154	154
36	Itahue 154	Rancagua 154	154
37	Punta Corte 154	Alto Jahuel 154	154
38	San Fernando 154	Punta Corte 154	154
40	Teno 154	San Fernando 154	154
42	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	220
43	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	220
44	Ancoa 220	Ancoa 220	500
45	Ancoa 220	Ancoa 220	500
46	Alto Jahuel 154	Alto Jahuel 220	220

Se considerarán instalaciones del Área de Influencia Común en la primera determinación de la misma, las siguientes:

a) Sistema Interconectado del Norte Grande (SING):

Número		**Tensión (kV)**
1	Estación Cruceros	220

b) Sistema Interconectado Central (SIC):

Número	**Tramo**		**Tensión (kV)**
	De Barra	**A Barra**	
1	Ancoa 500	Alto Jahuel 500	500
2	Ancoa 500	Alto Jahuel 500	500
12	Los Vilos 220	Quillota 220	220
13	Polpaico 220	Quillota 220	220
14	Polpaico 220	Quillota 220	220
15	Alto Jahuel 220	Polpaico 220	220
16	Alto Jahuel 220	Polpaico 220	220
17	Cerro Navia 220	Polpaico 220	220
18	Cerro Navia 220	Polpaico 220	220
21	Chena 220	Cerro Navia 220	220
22	Chena 220	Cerro Navia 220	220
23	Alto Jahuel 220	Chena 220	220
24	Alto Jahuel 220	Chena 220	220
42	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	220
43	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	220
44	Ancoa 500	Ancoa 220	500
45	Ancoa 500	Ancoa 220	500
25	Charrúa 220	Ancoa 220	220
26	Charrúa 220	Ancoa 220	220
27	Charrúa 220	Ancoa 220	220

*****Los Diputados señores Encina, Leal y Vilches y las Diputadas señoras González, doña Rosa e Ibáñez, doña Carmen, formularon una indicación para modificar el artículo 1° transitorio, introducido mediante indicación del Ejecutivo, en los siguientes términos:

1.- Agregar el siguiente primer inciso: *"El decreto que debe definir, para cada sistema eléctrico, los sistemas de subtransmisión deberá ser dictado en los términos indicados en el artículo 71°-3, que esta ley introduce en el Decreto con Fuerza de Ley N°1, de 1982, de Minería, dentro de los cuarenta y cinco días siguientes a la publicación de esta ley."*

2.- Eliminar en el inciso primero, que pasaría a ser inciso segundo, la expresión *"y de subtransmisión"*.

3.- Sustituir el las filas números 44 y 45 de la tabla contenida en la primera letra b), bajo la columna "De Barra", la expresión "Ancoa 220 kv" por "Ancoa 500kv".

4.- Sustituir en la fila 37, bajo la columna "De Barra" y en la fila 38, bajo la columna "A Barra", de la tabla contenida en la primera letra b), la expresión "Punta Corte 154" por "Punta de Cortes 154".

5.- Agregar a continuación de la primera letra b) la siguiente letra c):

"c).- También se considerarán instalaciones integrantes del Sistema de Transmisión Troncal que forma parte del Sistema Interconectado Central, para la primera fijación de valores por tramos y desde la fecha de su puesta en servicio, las siguientes obras que se encuentran en ejecución:

Número	Tramo		Tensión (kV)
	De Barra	A Barra	
47	Charrúa 500	Ancoa 500	500
48	Charrúa 500	Ancoa 500	500
49	Ancoa 220	Itahue 220	220
50	Ancoa 220	Itahue 220	220
51	Charrúa 500	Charrúa 220	500
52	Charrúa 500	Charrúa 220	500
53	Itahue 220	Itahue 154	220
54	Itahue 220	Itahue 154	220

6.- Eliminar fila 12 de la tabla contenida en la segunda letra b).

7.- Agregar a continuación de la segunda letra b) del artículo 1° transitorio, introducido en indicación del Ejecutivo, la siguiente segunda letra c):

"c) También se considerarán instalaciones del Área de Influencia Común del Sistema Interconectado Central en la primera determinación de la misma y desde la fecha de su puesta en servicio, las siguientes obras que se encuentran en ejecución:

Número	Tramo		Tensión (kV)
	De Barra	A Barra	
47	Charrúa 500	Ancoa 500	500
48	Charrúa 500	Ancoa 500	500
51	Charrúa 500	Charrúa 220	500
52	Charrúa 500	Charrúa 220	500

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, señaló que el principal objeto de la indicación es incorporar las instalaciones que van a ser troncales en los dos grandes sistemas del país: Sistema Interconectado del Norte Grande y Sistema Interconectado Central. Lo central de la indicación son los límites norte y sur de cada uno de los sistemas. Adelanta que el Ejecutivo se compromete a completar en la Sala el listado con las obras en ejecución.

- Puesta en votación la indicación del Ejecutivo, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes. En consecuencia, se da por desechado el artículo 1° transitorio del mensaje.

- Puesta en votación la indicación parlamentaria, por la unanimidad de los Diputados presentes se aprueban sus números 1 y 2.

- Por la misma votación, se rechazan los números 3, 4, 5, 6 y 7 de la indicación parlamentaria.

Artículo 2° transitorio.

"Artículo 2°.- Dentro de sesenta días siguientes a la publicación de los decretos señalados en el artículo anterior, la Comisión Nacional de Energía deberá iniciar el proceso de licitación del estudio de expansión y valorización de transmisión troncal, conforme a lo dispuesto por los artículos 71º-12 y siguientes del nuevo Título III que esta ley introduce en el decreto con fuerza de ley N°1, de 1982, de Minería.

Para los efectos de este primer proceso de estudio de expansión y valorización y la respectiva fijación de valores, se deberán considerar todas las instalaciones de transmisión troncal identificadas en los respectivos decretos, independientemente de su propiedad."

- Puesto en votación el artículo 2° transitorio, es aprobado, sin debate, por la unanimidad de los Diputados presentes, con las siguientes observaciones formales:

a) sustituir, en el inciso primero, la expresión "de los decretos señalados en el artículo anterior" por las palabras "la ley".

b) eliminar, en el inciso primero, la expresión "de expansión y valorización".

c) reemplazar, en el inciso segundo, la expresión “expansión y valorización” por las palabras “transmisión troncal”.

d) reemplazar, en el inciso segundo, la expresión “los respectivos decretos” por “el artículo anterior”.

Artículo 3° transitorio.

*“**Artículo 3°.-** Antes de cumplirse doce meses desde la publicación del decreto que definirá los sistemas de transmisión troncal para cada uno de los sistemas interconectados del país, sus propietarios y operadores deberán haber dado cumplimiento al artículo 71º-5 del decreto con fuerza de ley N°1, de 1982, de Minería. En caso de que ello requiera la venta de capital accionario de las sociedades propietarias de los sistemas de transmisión troncal, la venta deberá efectuarse a través de licitaciones efectuadas en bolsa, de paquetes accionarios de la sociedad.*

Las instalaciones, líneas o subestaciones que hayan sido definidas como parte de los sistemas de transmisión troncal por el o los decretos a que se refiere el artículo 1° transitorio, quedarán sujetas a las exigencias previstas en el artículo 71º-5 del decreto con fuerza de ley Nº1, de 1982, de Minería, y sus propietarios dispondrán del plazo de doce meses para materializar las adecuaciones que sean pertinentes.”

*****El Ejecutivo presentó una indicación para sustituir el inciso segundo del artículo 3° transitorio por el siguiente:

“No obstante lo señalado en el inciso anterior, las empresas que operan en cualquier otro segmento del sistema eléctrico, o los usuarios no sometidos a fijación de precios, que a la fecha de publicación de esta ley fueran propietarias de líneas e instalaciones que posteriormente sean declaradas como pertenecientes a un sistema troncal, podrán mantener la propiedad de dichas líneas e instalaciones y a su respecto no regirá la limitación establecida en el artículo 71–5 del decreto con fuerza de ley N°1, de 1982, de Minería. En todo caso, deberán constituir sociedades transmisoras de giro exclusivo en el plazo de un año desde publicado el decreto que declara la respectiva línea o instalación como troncal y no podrán participar en la propiedad de ninguna ampliación del sistema troncal respectivo.”

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

- Puesto en votación el artículo 3° transitorio con la indicación anterior, fue aprobado por 3 votos a favor y 2 en contra, con la observación formal de intercalar en el inciso primero, entre las palabras "publicación del" y el término "decreto", el vocablo "primer".

Artículo 4° transitorio.

"Artículo 4°.- Dentro del plazo de quince días, contado desde la publicación del decreto que defina las instalaciones troncales de cada sistema interconectado, todas las empresas propietarias u operadoras de instalaciones, líneas o subestaciones de transmisión identificadas en dicho decreto deberán informar fundadamente a la Comisión sobre todos los valores de VNR, costos de operación, administración y mantenimiento, y las formulas de indexación utilizadas en los contratos, acuerdos y resoluciones arbitrales, para cada tramo, vigentes a la fecha de ingreso de esta ley al Congreso.

Dentro de los siguientes cuarenta y cinco días, la Comisión propondrá al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción los valores de transmisión por tramo y las fórmulas de indexación que se aplicarán para el cálculo de los valores por uso del sistema de transmisión troncal durante el período de transición que se extenderá hasta la dictación del decreto que fije los valores por tramo establecido en el artículo 71º-20 del decreto con fuerza de ley N°1, de 1982, de Minería.

El Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, dentro de los quince días siguientes al informe de la Comisión, fijará los valores por tramo del sistema de transmisión troncal y las fórmulas de indexación aplicables conforme a este artículo, mediante decreto expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República".

Dicho decreto determinará las condiciones y plazos que deberá cumplir el CDEC para efectuar la determinación de la participación en el uso de los sistemas de transmisión troncales, regulada en los artículos 71º-30 y siguientes del decreto con fuerza de ley N°1, de 1982, de Minería."

*****Los Diputados señores Encina; González, doña Rosa; Ibáñez, doña Carmen; Leal, Valenzuela y Vilches formularon una indicación para modificar el artículo 4° transitorio en la siguiente forma:

a) Reemplazar, en el inciso primero, la palabra "decreto" por la expresión "*la ley*", e insertar después de la palabra "tramo" la expresión "*incluyendo aquellos que se encuentren en construcción*";

b) Reemplazar, en el inciso segundo, la expresión "propondrá al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción", por la expresión "*enviará a las empresas referidas en este artículo un informe preliminar";*

c) Agregar el siguiente inciso a continuación del inciso segundo:

"A partir de la recepción del informe preliminar indicado en el inciso precedente, las empresas referidas en este artículo dispondrán de diez días para presentar sus discrepancias a la Comisión. Dichas discrepancias serán resueltas por un consejo de expertos, constituido conforme al artículo 71-35.";

d) Agregar el siguiente inciso nuevo a continuación del inciso segundo nuevo:

"Transcurrido el plazo dispuesto en el inciso anterior sin que se haya manifestado desacuerdo o, una vez recibida la decisión del consejo de expertos, la Comisión deberá remitir al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, dentro de los siguientes diez días, el informe definitivo con los valores de transmisión por tramo y las fórmulas de indexación.";

e) Agregar en el inciso tercero que pasa a ser quinto, a continuación de la expresión "quince días siguientes al informe" la palabra *"definitivo"*.

Los patrocinadores de la indicación explicaron que el artículo 4° transitorio está relacionado con el artículo 10 transitorio, que otorga al Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción la facultad para determinar la construcción de una línea en forma inmediata, lo que comparten, pero sin que pueda afectar derechos y garantías constitucionales de las empresas. Precisamente, para evitar esa situación, la indicación propone que las ampliaciones del troncal que sean necesarias construir de inmediato para asegurar el suministro se hagan a través de los mecanismos que establece la propia ley.

Señaló que determinadas empresas han hecho presente la inconstitucionalidad de una medida que las obligaría a construir una línea o instalación, pues el propio articulado permanente establece un mecanismo con tal objeto.

La Jefa del Área Jurídica de la CNE, señora Pilar Bravo, señaló que la finalidad del artículo 4° es aclarar lo que ocurrirá con el sistema troncal inmediatamente de publicada esta ley. Sin embargo, el contenido del artículo 4° transitorio está reemplazado por el artículo 12 transitorio, por lo que sugiere eliminar el artículo 4° transitorio.

- Se acordó sustituir el artículo 4° transitorio con el texto del artículo 12 transitorio, según se debatirá con ocasión de este último.

Artículo 5° transitorio.

"Artículo 5°.- En un plazo no superior a doce meses desde la publicación del decreto que defina los sistemas de subtransmisión señalado en el artículo 1º transitorio, la Comisión dará inicio al proceso de

fijación de tarifas de subtransmisión conforme a lo dispuesto en los artículos 71°-36 y siguientes del decreto con fuerza de ley N°1, de 1982, de Minería.”

La Jefa del Área Jurídica de la CNE, señora Pilar Bravo, explicó que este artículo se refiere a los sistemas de subtransmisión. En el artículo 1° transitorio se ha aprobado que, dentro de cuarenta y cinco días de publicada esta ley, se dictará el decreto que defina los sistemas de subtransmisión. En los doce meses siguientes, se deberá iniciar la fijación tarifaria.

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

Artículo 6° transitorio.

“Artículo 6°.- En los sistemas de capacidad instalada superior a 1.500 kilowatts e inferior a 200 megawatts, la primera fijación tarifaria correspondiente a los segmentos de generación, transmisión y distribución se efectuará en forma coincidente con el cálculo de precios de distribución de los sistemas de más de 200 MW, inmediatamente siguiente a la fecha de publicación de esta ley.

En el período que medie entre la fecha de publicación de esta ley y la fecha de la fijación señalada en el inciso anterior, la Comisión efectuará la fijación de precios de los segmentos de generación y transmisión de estos sistemas, conforme a los criterios establecidos en los artículos 120º-1 y siguientes del decreto con fuerza de ley N°1, de 1982, de Minería, y oyendo a las empresas que operen en los sistemas eléctricos respectivos.”

*****Los Diputados Leay y Mulet formularon una indicación para reemplazar el inciso primero del artículo 6° transitorio por el siguiente:

> “En los sistemas de capacidad instalada superior a 1.500 kilowatts e inferior a 200 megawatts, la primera fijación tarifaria conforme a lo señalado en los artículos 104-1 y siguientes, se efectuará en forma coincidente con el cálculo del precio de nudo, cuyo proceso se inicie inmediatamente después de la fecha de publicación de esta ley.”

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

*****El Diputado señor Araya formuló una indicación para modificar el artículo 6° transitorio de la siguiente forma:

a) Sustitúyese la oración *“se efectuará en forma coincidente con el cálculo de precios de distribución de los sistemas de más de 200 MW, inmediatamente siguiente a la fecha de publicación de esta ley”* por esta otra: *“se efectuará en forma coincidente con el cálculo de precios de distribución de los sistemas de más de 200 MW,*

inmediatamente subsiguiente a la fecha de publicación de esta ley, esto es, el año 2008".

b) Elimínase el inciso segundo.

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

La Jefa del Área Jurídica de la CNE, señora Pilar Bravo, explicó que el artículo 6° tiene relación con la reglamentación dada anteriormente a los sistemas medianos, que fue trasladada de los artículos 120°-1 y siguientes a los artículos 104°-1 y siguientes. En ese sentido, concuerda con la indicación N°5, la cual, además, se refiere correctamente al cálculo del precio de nudo.

- Puesto en votación el artículo 6° transitorio con la indicación aprobada, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes.

Artículo 7° transitorio.

"Artículo 7°.- La Comisión Nacional de Energía deberá proceder a la primera determinación de los peajes establecidos en el artículo 71-43, conjuntamente con la próxima fijación de valores agregados de distribución o conjuntamente con la fijación de los valores establecidos en el artículo 4º transitorio, si ésta fuere anterior. En este último caso, se deberán considerar los valores agregados de distribución vigentes."

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, explicó que este artículo se refiere a cuando se hace la fijación del valor agregado de distribución (VAD).

Desde el punto de vista formal, observó que debe eliminarse la referencia al artículo 4° transitorio.

- Puesto en votación el artículo 7° transitorio, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes, con la observación formal de eliminar su parte final.

Artículo 8° transitorio.

"Artículo 8º.- Los contratos válidamente celebrados que se encuentren vigentes a la fecha de publicación de esta ley deberán adecuarse a sus disposiciones dentro del plazo máximo de un año, contado desde dicha publicación."

*****El Ejecutivo formuló una indicación para reemplazar el artículo 8° transitorio por el siguiente:

"Artículo 8°.- *Los contratos en las materias referentes a peajes de transmisión, sean éstos del sistema de transmisión troncal o de subtransmisión, así como en las materias de peajes a nivel distribución, válidamente celebrados con anterioridad al día 6 de mayo de 2002 y que se encuentren vigentes a la fecha de publicación de esta ley, continuarán rigiendo hasta el vencimiento que tenían previsto en dicha fecha y producirán todos sus efectos. Aquellos contratos celebrados con posterioridad al día 6 de mayo de 2002, deberán adecuarse en las disposiciones pertinentes a la presente ley, dentro del plazo máximo de un año contado desde la publicación de esta ley.".*

La Jefa del Área Jurídica de la CNE, señora Pilar Bravo, explicó que este artículo se refiere a los peajes de transmisión y de distribución, y tiene por objeto evitar que, en el tiempo transcurrido desde el envío del proyecto de ley a tramitación legislativa, las empresas se hubieran coludido para celebrar ciertos contratos de transmisión en contravención a las normas del proyecto de ley. La norma se fundamenta en que, desde el momento en que se da publicidad al proyecto de ley, existe una señal de la autoridad sobre cuáles iban a ser las nuevas reglas del juego en materia de peajes.

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, informó que la casi totalidad de los contratos celebrados después del 6 de mayo de 2002 contienen cláusulas sobre adecuación a la ley.

- Puesto en votación el artículo 8° transitorio, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes.

Artículo 9° transitorio (nuevo).

*****El Ejecutivo presentó una indicación para incorporar el siguiente artículo 9° transitorio, nuevo:

"Artículo 9°.- *La circunstancia establecida en la letra d) del inciso final del artículo 90, que permite contratar a precios libres los suministros referidos en los números 1 y 2 del mismo artículo, entrará en vigencia una vez transcurridos dos años desde la publicación de esta ley."*

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, explicó que por esta norma se otorga un plazo al mercado para que se adecue a la nueva regulación, que permite contratar a precio libre a los clientes de hasta 500 kilowatts.

- Puesto en votación el artículo 9° transitorio, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes.

Artículo 10 transitorio (nuevo).

*****El Ejecutivo presentó una indicación para incorporar el siguiente artículo 10 transitorio, nuevo:

"Artículo 10.- *El Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe de la Comisión Nacional de Energía determinará, mediante un decreto dictado bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", las ampliaciones de los sistemas troncales que, en su caso, requieren construcción inmediata para preservar la seguridad del suministro. En el mismo decreto establecerá sus características técnicas, los plazos para el inicio de las obras y entrada en operaciones de las mismas.*

Para estos efectos, los Centros de Despacho Económico de Carga deberán, en el plazo de sesenta días a contar de la entrada en vigencia de la presente ley, efectuar una recomendación, acordada por la mayoría de sus miembros, sobre las ampliaciones que reúnan las condiciones indicadas en el inciso anterior.

Las instalaciones determinadas en conformidad a este artículo serán de construcción obligatoria, debiendo las empresas propietarias de las instalaciones troncales que correspondan sujetarse a las condiciones fijadas en el respectivo decreto para su ejecución, y serán remuneradas conforme a las disposiciones generales sobre peajes previstas en esta ley, una vez que el Centro de Despacho Económico de Carga que corresponda, con ocasión de la determinación de pagos por peajes señalada en el artículo 71°-34, practique una liquidación por los usos de estas instalaciones efectuados por los usuarios correspondientes desde la entrada en operaciones de las instalaciones hasta que se inicie la aplicación del régimen regular de peajes.".

*****Los Diputados señores Encina, Vilches, Valenzuela, Leal y las Diputadas señoras González, doña Rosa, e Ibáñez, doña Carmen, formularon una indicación para sustituir el artículo 10, introducido mediante una indicación del Ejecutivo, por el siguiente:

"Artículo 10.- El Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, determinará, mediante un decreto dictado bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", las ampliaciones de los sistemas troncales que, en su caso, requieren construcción inmediata para preservar la seguridad del suministro. En el mismo decreto establecerá sus características técnicas, los plazos para el inicio de las obras y entrada en operaciones de las mismas.

El decreto aludido en el inciso primero de este artículo considerará las siguientes dos situaciones posibles:

a) En el caso de extensiones del sistema troncal que requieren construcción inmediata y que correspondan a líneas o subestaciones troncales calificadas como nuevas, la construcción y la remuneración de dichas instalaciones se regirán por las normas establecidas en el artículo 71°-23.

Los plazos y términos bajo los cuales la Comisión llamará a la licitación contemplada en el artículo 71°-23, se establecerán en el aludido decreto.

b) En el caso de ampliaciones de instalaciones existentes del sistema troncal que requieren construcción inmediata, estas

serán de construcción obligatoria para las empresas propietarias de dichas instalaciones, debiendo sujetarse a las condiciones fijadas en el respectivo decreto para su ejecución.

El Valor de Inversión V.I. de cada ampliación de instalación existentes, será determinado con carácter referencial por el referido decreto. Para la determinación del Valor de Inversión V.I. que deberá reflejarse definitivamente en el pago del servicio de transmisión, las empresas propietarias de las instalaciones deberán licitar la construcción de las obras a empresas calificadas, a través de procesos de licitación públicos, abiertos y transparentes, auditables por la Superintendencia.

Estas instalaciones serán remuneradas conforme a las disposiciones generales sobre peajes prevista en esta ley. Para estos efectos el Centro de Despacho Económico de Carga que corresponda considerará el V.I. referencial a partir de su puesta en servicio y el V.I. definitivo una vez que el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, lo establezca mediante un decreto, lo que dará origen además a las reliquidaciones que correspondan, las que serán realizadas por el Centro de Despacho Económico de Carga respectivo."

Los Diputados patrocinadores de la indicación señalaron que los dos primeros incisos del artículo 10 propuesto por el Ejecutivo quedan exactamente igual en la indicación que acaban de presentar. Los autores de la indicación reconocen la necesidad de otorgar al Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción la facultad de decretar la construcción de las líneas de transmisión troncal que hoy se encuentran en estado crítico o atentan contra la seguridad de suministro.

Sin embargo, el inciso tercero del artículo 10 transitorio del Ejecutivo puede ser considerado inconstitucional, desde el punto de vista de que obliga a las empresas a construir una línea. Por eso, en la indicación que presentaron, el inciso tercero distingue las instalaciones troncales nuevas de las instalaciones troncales existentes. En el primero caso, se llamará a licitación para su construcción, mientras que, en el segundo, se establece la construcción obligatoria.

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, planteó que, para evitar toda discrecionalidad, existe la posibilidad de establecer una mayoría más alta en el CDEC. Sin embargo, el espíritu del artículo es lo que determina la urgencia del proyecto de ley.

En todo caso, el orden lógico que propone el Presidente de la Comisión está recogido en el texto del artículo 10 transitorio del Ejecutivo.

El Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, señor Sánchez, aclaró que el decreto del Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción y el informe previo de la Comisión Nacional de Energía necesariamente deben tener como antecedente el informe técnico del CDEC.

*****El Diputado señor Leay formuló una indicación para reemplazar el artículo 10 transitorio por el siguiente:

> “Artículo 10.- En el plazo máximo de sesenta días a contar de la entrada en vigencia de la presente ley, los CDEC deberán efectuar una recomendación a la Comisión Nacional de Energía, acordada por los dos tercios de sus miembros, sobre las ampliaciones de los sistemas troncales que, en su caso, requieran construcción inmediata para preservar la seguridad del suministro. Considerando la recomendación del CDEC, la Comisión Nacional de Energía informará al Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, quien determinará, mediante un decreto dictado bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, las ampliaciones urgentes, con sus características técnicas, los plazos para el inicio de las obras y para la entrada en operación de la misma.”

El autor de la indicación señaló que ha presentado esta modificación a raíz de la discusión que se ha suscitado en discusión de esta artículo transitorio.

Agregó que lo fundamental es que las ampliaciones decretadas por la autoridad ajusten o corrijan el informe del CDEC, pero siempre refiriéndose a las obras contenidas en él, sin que pueda el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción agregar obras no consideradas en dicho informe.

El Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, señor Sánchez, manifiestó su oposición a la propuesta del Diputado señor Leay, pues si el decreto se viera obligado a sancionar las obras indicadas por el CDEC, no tendría razón de ser el informe de la Comisión Nacional de Energía. Sin embargo, el informe de este organismo es fundamental, porque el CDEC puede hacer recomendaciones incompletas o inadecuadas.

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, explicó que el artículo 10 transitorio no tiene otra pretensión que acelerar la ejecución de las obras necesarias. Sin él, habrá que esperar entre diez y doce meses, una vez publicada la ley, para determinar las obras urgentes. Por eso, es necesaria una solución legal lo más consensuada posible con el sector eléctrico para levantar las obras más urgentes y elementales.

Además, existe la posibilidad de que el Ejecutivo estime que deben construirse muchas más obras que las que determine el CDEC. Sin embargo, confía en que habrá un trabajo serio del CDEC y que recomendará las obras necesarias. Por último, recordó que se trata de un artículo transitorio, después del cual regirá el procedimiento normal.

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

- Se acordó someter a votación la indicación de los otros señores Diputados, por incisos:

a) Puestos en votación los incisos primero y segundo, fueron aprobados por 3 votos a favor y 2 en contra.

b) Puesto en votación el inciso tercero, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes.

- Por lo tanto, se dió por rechazado el artículo 10 transitorio propuesto por el Ejecutivo.

Artículo 11 transitorio (nuevo).

*****Los Diputados señores Bertolino, Jarpa, Mora, Mulet, Rojas y Vilches formularon una indicación para incorporar el siguiente artículo 11 transitorio, nuevo:

"Artículo 11.- No serán aplicables los peajes unitarios que de conformidad a esta ley correspondiere determinar a causa de retiros de electricidad para abastecer los consumos de usuarios o clientes, si concurren las siguientes condiciones copulativas:

a) Que se trate de usuarios no sometidos a fijación de precios.

b) Que el monto de los retiros corresponda a lo contratado con una o más empresas generadoras, en una fecha anterior a los doce meses precedentes a la promulgación de la presente ley, con vigencia no inferior a cuatro años.

c) Que los retiros de electricidad se produzcan en los tramos del sistema troncal no incluidos en el área de influencia común.

Para aquellos usuarios que cumplan las condiciones anteriores, les serán aplicables las normas de determinación de peajes vigentes al momento de la suscripción de los respectivos contratos de suministro, y por los plazos de vigencia de los mismo. Para tal efecto, los plazos de vigencia serán aquellos convenidos con al menos 1 año de anticipación respecto de la fecha de promulgación de la presente modificación legal.

Los montos de peajes de transmisión exceptuados en virtud del inciso anterior, serán financiados a prorrata por los generadores del sistema, de acuerdo al uso que cada uno de ellos haga, según despacho proyectado de las instalaciones del sistema troncal."

Los patrocinantes de la indicación señalaron que la propuesta busca que, en determinados casos, las normas sobre pago de peajes que entren en vigencia con el proyecto de ley lo hagan en la medida en que se vayan extinguiendo los contratos vigentes en los casos que la disposición indica, de manera que los contratos en curso sigan rigiéndose por las normas vigentes en el momento de su celebración. La principal finalidad de este artículo es que los cargos no pasen tan rápidamente a los consumidores ubicados fuera del área de influencia común.

Además, la norma se refiere a los contratos celebrados con a lo menos 1 año de anterioridad a la entrada en vigencia de la ley.

El Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, señor Sánchez, estimó que la norma es discriminatoria al referirse sólo a los contratos celebrados por clientes ubicados fuera del área de influencia común. Quienes hubieren celebrado contratos dentro del área de influencia común podrían verse igualmente afectados por la inmediata entrada en vigencia de las normas de este proyecto de ley.

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, manifiestó las siguientes aprensiones sobre el artículo 11 transitorio propuesto. Señaló que dentro del área de influencia común, los contratos van a obligar a cargar el 20% del valor del peaje de transmisión al usuario libre, mientras que, fuera del área de influencia común, posiblemente tengan que pagar el 100% en la parte que corresponda. La indicación propone que a los usuarios ubicados fuera del área de influencia común no se les aplique ese cargo y que, a cambio, se financie con el prorrateo vigente. Entonces, hay un trato discriminatorio hacia los clientes ubicados dentro del área de influencia común, en relación con los situados fuera. Así, probablemente ningún cliente libre pague peaje. El problema es quién se hará cargo de ese pago.

Opinó que lo más conveniente sería:

1) igualar a los clientes, mediante la eliminación de la letra c).

2) en la letra b) y en el inciso tercero dejar la fecha coincidente con la del artículo 8° transitorio: la de presentación del proyecto de ley a tramitación al Congreso Nacional, es decir, 6 de mayo de 2002.

- Puesto en votación el artículo 11 transitorio, es aprobado por 3 votos a favor y 2 abstenciones, con las siguientes enmiendas:

a) eliminar su letra c), y

b) en la letra b) y en el inciso tercero, dejar las fechas coincidentes con la señalada en el artículo 8° transitorio, esto es, 6 de mayo de 2002.

Artículo 11 transitorio (que pasa a ser artículo 12 transitorio).

El Ejecutivo presentó una indicación para incluir un artículo 11 transitorio, que pasó a ser artículo 12 transitorio, que tiene el siguiente tenor:

"Artículo 12.- *Dentro del plazo de sesenta días contado desde la entrada en vigencia de esta ley, deberá procederse al nombramiento de los profesionales que integrarán el panel de expertos y a la instalación del mismo, de acuerdo al procedimiento establecido en esta ley.*

Para los efectos de la renovación parcial del panel, el período inicial de vigencia del nombramiento de cada uno de los primeros integrantes será determinado por el Presidente de la Comisión Resolutiva, quien oficiará al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción para efectos que curse la correspondiente resolución de nombramiento, designando por seis años al integrante que hubiese obtenido la más alta calificación dentro del concurso público de antecedentes, por cuatro años a los dos integrantes que obtuviesen las calificaciones inmediatamente siguientes de acuerdo al mismo concurso y por dos años a los demás integrantes. El mismo oficio indicará la persona que hubiese sido designada en calidad de secretario abogado, quien permanecerá en su cargo por seis años, renovándose, por consiguiente, en conjunto con el del integrante que termina su período en el mismo plazo."

*****El Diputado señor Mulet formuló una indicación para sustituir el inciso segundo del artículo 11 transitorio, que pasó a ser 12 transitorio, por el siguiente:

"Para los efectos de la renovación parcial del panel de expertos, el período inicial de vigencia del nombramiento será de cuatro años para tres de sus integrantes, y de seis años para los restantes, según designación que efectúe la Comisión Resolutiva, la cual oficiará al Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, para efectos de que curse la correspondiente resolución de nombramiento."

El autor de la propuesta explicó que su indicación tiene relación con la renovación parcial del primer panel de expertos que se deberá constituir en el futuro y proviene del debate que se hizo con ocasión de los artículos 130 al 134.

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

- Puesto en votación el artículo 11 transitorio, que pasa a ser 12 transitorio, con la indicación, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes.

Artículo 12 transitorio (su texto pasa al artículo 4° transitorio).

*El Ejecutivo presentó una indicación para agregar el siguiente artículo 12 transitorio, nuevo:

"Artículo 12.- El régimen de recaudación y pago por el uso de las instalaciones de transmisión troncal, previsto en los artículos 71-29, 71-30 y 71-32, regirá desde la fecha de publicación de la presente ley. No obstante, en el período que medie entre la fecha indicada y la dictación del primer decreto de transmisión troncal, los propietarios de centrales, las empresas que efectúen retiros y los usuarios finales que deban pagar los peajes de transmisión, lo harán en conformidad a las normas legales que la presente ley modifica.

El primer estudio de transmisión troncal determinará los V.I. por tramo correspondientes tanto para el período transcurrido desde la publicación de la ley, como los V.I. por tramo para los cuatro años siguientes.

Sobre la base de tales valores, los CDEC deberán reliquidar los pagos que deban efectuar las empresas y los usuarios finales, en su caso. Las diferencias que resulten respecto de las sumas pagadas deberán abonarse dentro de los treinta días siguientes a la reliquidación, por los propietarios de centrales y las empresas que efectúen retiros, y dentro del primer período tarifario por los usuarios finales."

El Presidente de la Comisión, Diputado señor Leay, respecto del inciso tercero, sugirió hacer una distinción entre el CDEC del Sistema Interconectado Central y el del Sistema Interconectado del Norte Grande, pues en éste hay contratos anteriores celebrados con generadoras a carbón, que son más caros, y que en la reliquidación podrían hacer subir las tarifas de los usuarios de ese sistema del norte, lo que sería lamentable.

Por eso, en concreto propuso establecer una norma que disponga que, en el caso del Sistema Interconectado del Norte Grande, el inciso final del artículo 101° comenzará a regir transcurridos cinco años después de la entrada en vigencia de esta ley.

Finalmente, señaló que sería bueno saber si la reliquidación que hará el CDEC afectará las tarifas de los usuarios.

El Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodríguez, explicó que este artículo se refiere al régimen de pago y recaudación por el uso de las instalaciones del sistema troncal que se aplicará desde la publicación de la ley. Sin embargo, no habrá un estudio que señale cuánto vale la transmisión ni cuánto peaje habrá que pagar por ella. Por eso, mediante la indicación, lo que se hace es eliminar un período –cercano a un año- de incertidumbre para el dueño de la transmisión, respecto de cuánto va a recibir como remuneración por transmisión. La solución propuesta consiste en el pago retroactivo del peaje de transmisión.

Señaló que, de acuerdo con el artículo 11 transitorio, los contratos con los clientes libres no sufrirán modificación hasta que se extingan por el vencimiento del plazo. En el caso de los clientes regulados, tendrán que pagar un cargo adicional en proporción al tamaño,

que es un monto mínimo en el SING. Eso no tiene nada que ver con la fuente que utiliza la central generadora.

- Puesto en votación el artículo 12 transitorio, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes.

- Se acordó, también por unanimidad, traspasar su texto al artículo 4° transitorio.

CONSTANCIAS REGLAMENTARIAS.

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

- Artículos calificados como normas orgánicas constitucionales o de quórum calificado.

I) ORGÁNICAS CONSTITUCIONALES:

a) Dentro del artículo 1°, los artículos 71-28 y 71-40.

b) Dentro del artículo 2°, el artículo 104-6, inciso final.

c) Dentro del artículo 3°, el artículo 134, inciso séptimo.

Las normas indicadas en las tres letras precedentes son de rango orgánico constitucional, por regular materias propias de la ley N°18.575, orgánica constitucional de Bases Generales de la Administración del Estado.

ii) DE QUÓRUM CALIFICADO:

a) Dentro del artículo 1°, el artículo 71-5.

b) El artículo 3° transitorio.

En ambos casos, se trata de una limitación a la garantía constitucional de adquirir el dominio de toda clase de bienes, en este caso, la adquisición del derecho de propiedad, lo cual, en virtud de lo dispuesto en el artículo 19, número 23, de la Constitución Política de la República, sólo puede hacerse en virtud de una ley de quórum calificado.

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

- Hay dos artículos rechazados, 70 indicaciones rechazadas y una indicación declarada inadmisible.

El detalle se encuentra en el acápite “Artículos e Indicaciones Rechazados por la Comisión”, página 15.

- La aprobación en general del proyecto se efectuó por la unanimidad de los Diputados presentes.

IX. 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.- Incorpórase en el decreto con fuerza de ley Nº1, de 1982, de Minería, ley General de Servicios Eléctricos, a continuación del artículo 71, el siguiente Título III, nuevo, pasando los actuales Títulos III y IV a ser Títulos IV y V, respectivamente:

"TÍTULO III.

De los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica.

Artículo 71-1.- El “sistema de transmisión o de transporte de electricidad” es el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, en un nivel de tensión nominal superior al que se disponga en la respectiva norma técnica que proponga la Comisión, y cuya operación deberá coordinarse según lo dispone el artículo 81 de esta ley.

En cada sistema de transmisión se distinguen instalaciones del “sistema de transmisión troncal”, del “sistema de subtransmisión” y del “sistema de transmisión adicional”.

Artículo 71-2.- Cada sistema de transmisión troncal estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que sean económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico respectivo, bajo los diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y las normas técnicas.

Las instalaciones pertenecientes a cada uno de los tramos del sistema de transmisión troncal deberán cumplir al menos con las siguientes características:

a) Mostrar una variabilidad relevante en la magnitud y dirección de los flujos de potencia, como resultado de abastecer en forma óptima una misma configuración de demanda para diferentes escenarios de disponibilidad del parque generador existente, considerando las restricciones impuestas por el cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad de servicio, incluyendo situaciones de contingencia y falla.”

b) Tener una tensión nominal igual o mayor a 220 kilovolts.

c) Que la magnitud de los flujos en estas líneas no esté determinada por el consumo de un número reducido de consumidores.

d) Que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras.

e) Que la línea tenga tramos con flujos bidireccionales relevantes.

El reglamento establecerá el procedimiento que, en base a las características señaladas, deberá seguirse para calificar a las instalaciones de cada sistema eléctrico como pertenecientes o no al sistema de transmisión troncal respectivo.

Las líneas y subestaciones de cada sistema de transmisión troncal serán determinadas mediante decreto supremo del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, dictado bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", previo informe técnico de la Comisión, según lo establecido en el artículo 71-20.

La determinación de las instalaciones que conforman los sistemas de transmisión troncal se actualizará cada cuatro años, con anterioridad al estudio de transmisión troncal que se realizará previo a la fijación de las tarifas de transmisión troncal y con ocasión de éste, mediante el mismo procedimiento y conforme a los criterios señalados en este artículo.

Artículo 71-3.- Cada sistema de subtransmisión estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, territorialmente identificables, que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras.

Las instalaciones pertenecientes al sistema de subtransmisión deberán a lo menos cumplir con las siguientes características:

a) No calificar como instalaciones troncales según lo establecido en el artículo 71-2.

b) Que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras.”

Artículo 71-4.- Los sistemas de transmisión adicional estarán constituidos por las instalaciones de transmisión que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están destinadas esencial y principalmente al suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios, y por aquéllas cuyo objeto principal es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico, sin que formen parte del sistema de transmisión troncal ni de los sistemas de subtransmisión.

Artículo 71-5.- Las empresas operadoras o propietarias de los sistemas de transmisión troncal deberán estar constituidas como sociedades anónimas abiertas. Las empresas operadoras o propietarias de los sistemas de transmisión troncal deberán constituir filiales para el ejercicio de cualquier giro distinto a la transmisión

de electricidad. Sin perjuicio de lo anterior, queda excluido de su giro la generación y la distribución de electricidad en todas sus formas, incluso a través de filiales.

La participación individual de empresas que operan en cualquier otro segmento del sistema eléctrico, o de los usuarios no sometidos a fijación de precios en el sistema de transmisión troncal, no podrá exceder, directa o indirectamente, del 8% del valor de inversión total del sistema de transmisión troncal. La participación conjunta de empresas generadoras, distribuidoras y del conjunto de los usuarios no sometidos a fijación de precios, en el sistema de transmisión troncal, no podrá exceder del 40% del valor de inversión total del sistema troncal. Estas limitaciones a la propiedad se extienden a grupos empresariales o personas jurídicas o naturales que formen parte de empresas de transmisión o que tengan acuerdos de actuación conjunta con las empresas transmisoras, generadoras y distribuidoras.

Los propietarios de las instalaciones construidas con anterioridad a que sean definidas como pertenecientes al sistema troncal de acuerdo al artículo 71-2, podrán mantener la propiedad de dichas instalaciones, incluyendo sus ampliaciones y desarrollos futuros. Respecto de ellos no se aplicarán los límites de propiedad establecidos en el inciso anterior, pudiendo sobrepasar el 8% y el 40% respectivamente. Sin perjuicio de lo anterior, las instalaciones que se encuentren en esta situación deberán ser consideradas en el cómputo de los límites señalados en el inciso anterior.

En todo caso, los propietarios de dichas instalaciones deberán constituir sociedades de giro de transmisión en el plazo de un año, contado desde la publicación del decreto que declara la respectiva línea o instalación como troncal, y no podrán participar en la propiedad de ninguna ampliación del sistema troncal respectivo que no represente ampliaciones directamente vinculadas a las instalaciones troncales propias.

Artículo 71-6.- Las instalaciones de los sistemas de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión de cada sistema eléctrico están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión que corresponda de acuerdo con las normas de este Título.

En los sistemas adicionales sólo estarán sometidas al régimen de acceso abierto aquellas líneas que hagan uso de las servidumbres a que se refiere el artículo 50 y las que usen bienes nacionales de uso público, como calles y vías públicas, en su trazado. El transporte por estos sistemas se regirá por contratos privados entre partes y conforme a lo dispuesto en las disposiciones legales pertinentes.

Los propietarios de instalaciones de los sistemas de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión no podrán negar

el acceso al servicio de transporte o transmisión a ningún interesado por motivos de capacidad técnica, sin perjuicio de que, en virtud de las facultades que la ley o el reglamento le otorguen al centro de despacho económico de carga, en adelante CDEC, para la operación coordinada del sistema eléctrico, se limiten las inyecciones o retiros sin discriminar a los usuarios.

Los propietarios de las instalaciones de los sistemas adicionales sometidas al régimen de acceso abierto conforme a este artículo no podrán negar el servicio a ningún interesado cuando exista capacidad técnica de transmisión determinada por el CDEC, independientemente de la capacidad contratada.

Artículo 71-7.- Toda empresa eléctrica que inyecte energía y potencia al sistema eléctrico con plantas de generación propias o contratadas, así como toda empresa eléctrica que efectúe retiros de energía y potencia desde el sistema eléctrico para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, hace uso de aquellas instalaciones del sistema de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión y adicionales que correspondan conforme a los artículos siguientes, y deberá pagar los respectivos costos de transmisión, en la proporción que se determine de acuerdo a las normas de este Título.

Los propietarios de medios de generación conectados al sistema eléctrico respectivo cuya fuente sea no convencional, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas y microcuencas hidrográficas y otras similares determinadas fundadamente por la Comisión, cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts, estarán liberados del pago de peajes por el uso de los sistemas de transmisión troncal. Mientras la capacidad agregada de tales excedentes de potencia no supere el 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico, los propietarios de los medios de generación señalados deberán pagar los peajes correspondientes determinados conforme a las normas generales de peajes, ponderados por un factor proporcional único igual al cuociente entre el excedente agregado por sobre el 5% y dicho 5% de la capacidad total instalada del sistema eléctrico respectivo.

Artículo 71-8.- Las empresas señaladas en el artículo 71-7 deberán celebrar contratos de transmisión mediante escritura pública, en conformidad a la presente ley y el reglamento, con el o los representantes de las empresas propietarias u operadoras del respectivo sistema de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión que corresponda.

En caso de mora o simple retardo en el pago de las facturas que emitan las empresas de transmisión troncal para el cobro de su remuneración, éstas podrán aplicar sobre los montos adeudados el interés máximo convencional definido en el artículo 6º de la ley Nº18.010, vigente el día del vencimiento de la obligación respectiva.

Las facturas emitidas por las empresas de transmisión para el cobro de la remuneración del sistema de transmisión, incluidos los reajustes e intereses, tendrán mérito ejecutivo.

Artículo 71-9.- Para cada tramo de un sistema de transmisión troncal se determinará el “valor anual de la transmisión por tramo”, compuesto por la anualidad del “valor de inversión”, en adelante “V.I. del tramo”, más los costos anuales de operación, mantenimiento y administración del tramo respectivo, en adelante COMA.

Cada tramo del sistema de transmisión troncal estará compuesto por un conjunto mínimo de instalaciones económicamente identificables, agrupadas según los criterios que establezca el reglamento, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 71-2.

Artículo 71-10.- El V.I. de una instalación de transmisión es la suma de los costos de adquisición e instalación de sus componentes, de acuerdo con valores de mercado, determinado conforme a los incisos siguientes.

En el caso de las instalaciones existentes del sistema de transmisión troncal, definidas en el decreto a que se refiere el artículo 71-2, el V.I. se determinará en función de sus características físicas y técnicas, valoradas a los precios de mercado vigentes.

Sin perjuicio de lo anterior, respecto de los derechos relacionados con el uso de suelo, los gastos y las indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas, para efectos de incluirlos en el V.I. respectivo se considerará el valor efectivamente pagado, indexado de acuerdo a la variación que experimente el Índice de Precios al Consumidor.

En el caso de instalaciones futuras, que resulten recomendadas como expansiones óptimas para sistemas de transmisión troncal existentes en el estudio de transmisión troncal y que se establezcan en el respectivo decreto, el V.I. económicamente eficiente será determinado con carácter referencial por el referido decreto. El valor de inversión de instalaciones futuras que deberá reflejarse definitivamente en el pago del servicio de transmisión será el que resulte de la licitación a que se refieren los artículos 71-22 y 71-23.

La anualidad del V.I. (A.V.I.) del tramo se calculará considerando la vida útil económica de cada tipo de instalación que lo componga, según se indique en el reglamento y considerando la tasa de descuento señalada en el artículo 100 de esta ley.

Artículo 71-11.- El valor anual de la transmisión por tramo de cada sistema de transmisión troncal se fijará cada cuatro años por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, conforme al procedimiento establecido en los artículos siguientes.

Las empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y usuarios no sometidos a fijación de precios de cada sistema interconectado, en adelante, los “participantes”, podrán participar por derecho propio en el procedimiento de fijación del valor de la transmisión por tramo, conforme se indica en los artículos siguientes. Los participantes deberán concurrir al pago del estudio de transmisión troncal a que se refieren los artículos siguientes y deberán proporcionar toda la

información en la forma y oportunidad que lo solicite la Comisión con motivo de la fijación mencionada en este artículo.

Artículo 71-12.- Cada cuatro años se realizará un estudio de transmisión troncal, cuyo proceso de elaboración será dirigido y coordinado por la Comisión. El estudio deberá comprender el análisis de cada sistema de transmisión troncal existente y contener las siguientes materias:

a) La identificación de los sistemas troncales iniciales y sus ampliaciones futuras;

b) Las nuevas obras de transmisión troncal;

c) Los posibles proyectos de interconexión entre sistemas independientes;

d) La calificación de líneas existentes como nuevas troncales;

e) El A.V.I. y COMA por tramo de las instalaciones existentes calificadas como troncales, y el V.I. referencial de las instalaciones a que se refieren las letras a) y b); y

f) La determinación de las correspondientes fórmulas de indexación y su forma de aplicación para los valores indicados en la letra e) anterior, a fin de mantener el valor real del A.V.I. y el COMA durante el período de cuatro años.

El estudio deberá realizarse considerando instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del respectivo sistema eléctrico en los siguientes cuatro años. Sin perjuicio de ello, el estudio considerará un período de análisis de a lo menos diez años.

El análisis se realizará conforme a las condiciones básicas de seguridad y calidad de servicio establecidas en el reglamento y en las normas técnicas respectivas. Las ampliaciones y nuevas obras de transmisión, troncales o de otra naturaleza, serán las que minimicen el costo total actualizado de abastecimiento para los consumidores, considerando, entre otros, los costos esperados actualizados de inversión, operación y racionamiento durante el período de estudio y dadas las obras de generación siguientes:

1. Las centrales declaradas en construcción por las empresas generadoras;

2. Las centrales informadas, por las empresas generadoras, con decisión firme de comenzar la construcción en los siguientes cuatro años; y

3. Las centrales genéricas que sean identificadas por la Comisión en el plan indicativo de obras para comenzar a operar después del cuarto año.

Artículo 71-13.- Tres meses antes de la publicación de los términos de referencia de los estudios vinculados a la fijación tarifaria de los sectores de transmisión troncal y subtransmisión y de los sistemas medianos, la Comisión abrirá un proceso de registro de instituciones y usuarios distintos de los participantes, en adelante

“usuarios e instituciones interesadas”, los que tendrán acceso a los antecedentes y resultados del estudio, de acuerdo con las normas de esta ley y del reglamento.

El reglamento deberá especificar el mecanismo a través del cual se hará público el llamado a los usuarios e instituciones interesadas, y los requisitos e información que éstos deberán presentar para su registro. Asimismo, establecerá los medios y la forma en que la Comisión hará público los distintos documentos sometidos a un proceso de participación ciudadana, la oportunidad y forma de entregar sus observaciones y comentarios, así como los mecanismos que la autoridad empleará para responderlos en cada una de las etapas en que dichos usuarios e instituciones interesadas participen en conformidad a esta ley.

En todo caso, los antecedentes que solicite la autoridad para constituir dicho registro deberán estar dirigidos a acreditar la representación, el interés y la correcta identificación de cada usuario o entidad, y no podrán representar discriminación de ninguna especie.

Artículo 71-14.- A más tardar quince meses antes del término del período de vigencia de las tarifas de transmisión troncal, la Comisión enviará a los participantes y usuarios e instituciones interesadas, las bases técnicas preliminares para la realización del estudio del respectivo sistema troncal.

Las bases técnicas preliminares del estudio deberán indicar los niveles de seguridad y calidad de servicio vigentes y aplicables en el respectivo sistema eléctrico. Además, deberán contener los antecedentes del sistema respectivo, que permitan al consultor realizar el objetivo del estudio conforme a lo dispuesto en el artículo 71-12, entre los que se considerarán, a lo menos, los siguientes:

a) El conjunto de instalaciones que conforman los sistemas de transmisión existentes;

b) Los A.V.I. y COMA que sustentan los valores por tramo vigentes;

c) Previsión de demanda por barra del sistema eléctrico;

d) Precios de combustibles de centrales térmicas, en el horizonte de planificación del estudio;

e) Estado hidrológico inicial de los embalses;

f) Fecha de entrada en operación, A.V.I. y COMA de las instalaciones de transmisión en construcción, y

g) Programa de obras indicativo de generación, elaborado por la Comisión, de carácter referencial.

Conjuntamente, la Comisión deberá enviar las bases administrativas preliminares del estudio, las que deberán especificar a lo menos lo siguiente:

1. Los criterios de selección de las propuestas de los consultores para la realización del estudio, indicando separadamente los criterios técnicos, administrativos y económicos;

2. Las responsabilidades y obligaciones del consultor en relación al desarrollo del estudio y sus resultados;

3. Los mecanismos de aceptación y pago del estudio;

4. La entrega de informes por parte del consultor;

5. Las diferentes etapas del estudio, considerando expresamente instancias de audiencia, así como el procedimiento para recibir y responder observaciones de los participantes, usuarios e instituciones interesadas y de la Comisión, y

6. La obligación para el consultor, de que todos sus cálculos y resultados sean reproducibles y verificables.

A partir de la fecha de recepción de las bases técnicas y administrativas preliminares y dentro del plazo de quince días, los participantes y usuarios e instituciones interesadas podrán presentar sus observaciones ante la Comisión.

Vencido el plazo anterior y en un término no superior a quince días, la Comisión les comunicará las bases técnicas y administrativas definitivas, aceptando o rechazando fundadamente las observaciones planteadas.

Si se mantuviesen controversias, cualquiera de los participantes o usuarios e instituciones interesadas, podrán solicitar la opinión del panel de expertos, constituido conforme al artículo 130, en un plazo máximo de diez días contado desde la recepción de las bases técnicas definitivas. El panel de expertos deberá resolver la controversia por acuerdo de mayoría, dentro de los quince días siguientes al vencimiento del plazo dispuesto en el inciso anterior.

Transcurrido el plazo para formular controversias o una vez resueltas éstas, la Comisión deberá formalizar las bases técnicas y administrativas definitivas a través de una resolución que se publicará en un medio de amplio acceso y se comunicará a los participantes y usuario e instituciones interesadas.

Artículo 71-15.- El estudio de transmisión troncal será licitado, adjudicado y supervisado en conformidad a las bases técnicas y administrativas definitivas señaladas en el artículo anterior, por un comité integrado por un representante del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, uno de la Comisión, dos de las empresas propietarias de transmisión troncal, dos representantes de quienes inyectan en el troncal, un distribuidor y un representante de los clientes libres, designados en la forma que establezca el reglamento.

El reglamento establecerá las normas sobre designación, constitución, funcionamiento, obligaciones y atribuciones de este comité y la forma en que se desarrollará el estudio.

En todo caso, corresponderá al comité elaborar las bases administrativas para la contratación del estudio, de acuerdo con los criterios que establezca el reglamento, debiendo especificar, a lo menos, lo siguiente:

a) Las responsabilidades y obligaciones del consultor en relación con el desarrollo del estudio y sus resultados;

b) Los mecanismos de aceptación y pago del mismo por parte del comité;

c) La entrega de informes por parte del consultor;

d) Las diferentes etapas del estudio;

e) El procedimiento para recibir y responder observaciones de los participantes, y

f) La obligación para el consultor de que todos sus cálculos y resultados sean reproducibles y verificables.

El estudio deberá realizarse dentro del plazo máximo de ocho meses a contar de la adjudicación, sin perjuicio de la obligación del consultor respecto de la audiencia pública a que se refiere el artículo 71-18.

Artículo 71-16.- Para los efectos de la licitación a que se refiere el artículo anterior, la Comisión publicará en medios nacionales e internacionales un llamado a precalificación de empresas consultoras, a más tardar el 15 de septiembre del año anterior a la fijación de los valores de transmisión. La Comisión formará un registro de empresas consultoras preseleccionadas, considerando antecedentes fidedignos sobre calidad y experiencia en la planificación y valorización de sistemas de transmisión.

No podrán participar en el registro mencionado empresas consultoras cuyos ingresos, en forma individual o a través de consorcios, hayan provenido de prestación de servicios a empresas de transmisión troncal o a empresas participantes, en un monto bruto superior al 20% anual, en los dos últimos años.

La precalificación y los criterios utilizados para efectuar el registro de empresas precalificadas serán informados a las empresas de transmisión troncal y a los participantes.

Artículo 71-17.- En la elaboración del plan de expansión de los sistemas de transmisión troncal, el consultor deberá tomar en consideración los proyectos de generación que le presenten las empresas generadoras. Estas presentaciones constituirán un compromiso y serán vinculantes para las partes que las formularen, en los mismos términos que los compromisos que presenten las empresas transmisoras en conformidad con lo dispuesto en el artículo 71-20. Las presentaciones deberán hacerse por escritura pública, contener una descripción del proyecto, el plazo de su ejecución, su costo y los demás términos que indique el reglamento.

Los resultados del estudio entregados por el consultor deberán especificar y distinguir, a lo menos, lo siguiente:

a) El sistema troncal existente conforme al artículo 71–2; y

b) El plan de desarrollo del o los sistemas de transmisión troncal objeto del estudio, indicando:

1. Las características y la fecha de incorporación de las ampliaciones del troncal existente, y las empresas de transmisión que deberán realizar dichas ampliaciones, para efectos del artículo 71-22;

2. El A.V.I. y COMA de las instalaciones de transmisión troncal existentes y los valores referenciales de las ampliaciones de tales instalaciones y sus fórmulas de indexación;

3. Las recomendaciones de nuevas obras de los sistemas de transmisión en su conjunto, incluyendo las nuevas líneas o subestaciones de transmisión troncal y las líneas de interconexión de sistemas, sean estas últimas troncales o no, cuya ejecución se regirá por lo dispuesto en el artículo 71-23; y

4. Los criterios y rangos bajo los cuales se mantienen válidos los supuestos del estudio.

A partir de la recepción conforme del estudio de acuerdo al contrato, y dentro del plazo de seis días, la Comisión hará público el estudio, a través de un medio de amplio acceso.

Artículo 71-18.- La Comisión, en un plazo máximo de veinte días contado desde la recepción conforme del estudio, convocará a una audiencia pública a los participantes y a los usuarios e instituciones interesadas, audiencia en que el consultor deberá exponer los resultados del estudio de transmisión troncal. El reglamento establecerá el procedimiento y las demás normas a que se sujetará la audiencia pública. En el plazo de quince días contado desde su celebración, los participantes, usuarios e instituciones interesadas podrán realizar observaciones al estudio presentado.

Artículo 71-19.- Concluido el procedimiento de audiencia pública conforme al artículo anterior, existiendo o no observaciones, dentro del plazo de cuarenta y cinco días, la Comisión deberá elaborar un informe técnico basado en los resultados del estudio de transmisión troncal y considerando todas las observaciones realizadas.

El informe técnico de la Comisión deberá contener lo siguiente:

a) El valor anual de transmisión por tramo, A.V.I. del tramo, y el COMA de las instalaciones existentes calificadas como troncales en el respectivo sistema de transmisión troncal, y sus fórmulas de indexación para cada uno de los siguientes cuatro años;

b) La identificación de las obras de ampliación de transmisión troncal cuyo inicio de construcción se proyecte conforme al estudio, y sus respectivos A.V.I. y COMA por tramo referenciales, de acuerdo a la fecha de entrada en operación, dentro del cuatrienio tarifario inmediato, con la o las respectivas empresas de transmisión troncal responsables de su construcción;

c) Si correspondiere, la identificación de proyectos de nuevas líneas y subestaciones troncales y de proyectos de interconexión entre sistemas eléctricos, con su respectivos V.I. y COMA referenciales y

fechas de inicio de operación y de construcción, recomendados por el estudio de transmisión troncal. Los proyectos de interconexión podrán ser calificados o no como troncales, conforme a los criterios establecidos en el artículo 71-2, al considerar los dos sistemas cuya interconexión se recomienda como si constituyeran un sólo sistema;

d) Los criterios y rangos bajo los cuales se mantienen válidos los supuestos del estudio, y

e) La respuesta fundada de la Comisión a las observaciones planteadas.

Dicho informe se comunicará dentro de tercer día a las empresas de transmisión troncal, a los participantes y a los usuarios e instituciones interesadas, y se hará público a través de un medio de amplio acceso.

A partir de la recepción del informe técnico, los participantes y los usuarios e instituciones interesadas dispondrán de diez días para presentar sus discrepancias a la Comisión. Dichas discrepancias serán resueltas por un panel de expertos, constituido conforme al artículo 130, dentro de treinta días.

Artículo 71-20.- Transcurrido el plazo dispuesto en el inciso final del artículo anterior sin que se haya manifestado desacuerdo, o una vez recibida la decisión del panel de expertos, la Comisión deberá remitir al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, dentro de los siguientes quince días, el informe técnico y sus antecedentes, junto con un informe que se pronuncie fundadamente sobre todas las observaciones recibidas.

El Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, dentro de quince días de recibidos los informes, mediante decreto expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República" y sobre la base de los documentos referidos en el inciso anterior, fijará las instalaciones del sistema troncal y las demás materias señaladas en las letras a), b), c) y d) del artículo anterior.

El decreto deberá publicarse en el Diario Oficial antes del 15 de diciembre del año en que vence el decreto vigente.

Artículo 71-21.- Una vez vencido el período de vigencia del decreto de transmisión troncal, los valores establecidos en él seguirán rigiendo mientras no se dicte el siguiente decreto conforme al procedimiento legal. Dichos valores podrán ser reajustados por las empresas de transmisión troncal, en la variación que experimente el Indice de Precios al Consumidor desde la fecha en que debía expirar el referido decreto, previa publicación en un diario de circulación nacional efectuada con quince días de anticipación.

No obstante lo señalado en el inciso anterior, las empresas de transmisión troncal deberán abonar o cargar a los usuarios del sistema de transmisión, de acuerdo con el procedimiento que establezca el reglamento, las diferencias que se produzcan entre lo efectivamente facturado y lo que corresponda acorde a los valores que en definitiva se establezcan, por todo el período transcurrido entre el día de

terminación del cuatrienio a que se refiere el artículo anterior y la fecha de publicación del nuevo decreto.

Las reliquidaciones que sean procedentes serán reajustadas de acuerdo con el interés corriente vigente a la fecha de publicación de los nuevos valores, por todo el período a que se refiere el inciso anterior.

En todo caso, se entenderá que los nuevos valores entrarán en vigencia a contar del vencimiento del cuatrienio para el que se fijaron los valores anteriores.

Artículo 71-22.- Las empresas de transmisión troncal identificadas en el decreto señalado en artículo 71-20 como responsables de realizar las obras de ampliación del estudio de transmisión troncal tendrán la obligación de efectuar dichas obras y operar las instalaciones de acuerdo con la ley.

Las empresas señaladas en el inciso anterior deberán comunicar a la Superintendencia el inicio de la construcción de las obras e instalaciones de acuerdo con los plazos establecidos en el respectivo decreto, sin perjuicio de la obligación establecida en el artículo 148 de esta ley.

La cesión a un tercero por parte de la empresa responsable del derecho a ejecutar y explotar las obras e instalaciones correspondientes a la ampliación, deberá ser previamente informada a la Comisión. La cesionaria deberá reunir los requisitos que fija esta ley para una empresa de transmisión troncal y se subrogará en la obligación de ejecutarlas y explotarlas, en su caso, ajustándose a los plazos, especificaciones y demás obligaciones que establezca el decreto señalado en el artículo 71-20 de esta ley. En caso de incumplimiento de alguna de las obligaciones de la cesionaria, la cedente será subsidiariamente responsable de todas las indemnizaciones a que diere lugar.

En cualquier caso, las empresas de transmisión troncal, con la antelación que reglamentariamente se indique, deberán licitar la construcción de las obras a empresas calificadas, a través de procesos de licitación públicos, abiertos y transparentes, auditables por la Superintendencia, debiendo incluirse expresamente en las bases de la licitación que el V.I. de la ampliación licitada no podrá exceder el quince por ciento del V.I. referencial señalado para ella en el decreto respectivo.

Sólo en caso que la licitación se declare desierta y, en el plazo de treinta días contados desde la declaración, se acredite que existen razones fundadas de cambios importantes de los supuestos en base a los cuales fue determinado el V.I. de referencia, por medio de un estudio de consultores independientes, contratado a su cargo por la empresa responsable, el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe de la Comisión, podrá fijar, por decreto supremo expedido “por orden del Presidente de la República”, un nuevo V.I. de referencia, para que la empresa responsable convoque a una nueva licitación, sujeta en lo demás a los requisitos indicados en los incisos anteriores.

Para efectos de la determinación del V.I. definitivo conforme a lo dispuesto en el inciso tercero del artículo 71-10, la Comisión

deberá informar al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción el resultado final de las licitaciones del proyecto respectivo. El Ministerio, mediante decreto supremo expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, fijará dichos valores para los efectos del artículo 71-29 y siguientes.

Las empresas que incurran en incumplimiento de la obligación a que se refiere este artículo perderán el derecho a ejecutar y explotar las obras e instalaciones que se les hubieren asignado en el decreto respectivo, las que serán licitadas por la Comisión y adjudicadas por el Ministerio a empresas que cumplan las exigencias para operar sistemas de transmisión troncal.

El reglamento establecerá las normas para la realización de la licitación a que se refiere el inciso anterior, las que deberán asegurar la publicidad y transparencia del proceso, la participación igualitaria y no discriminatoria y el cumplimiento de las especificaciones y condiciones determinadas por el estudio, el informe técnico y el decreto respectivo.

Artículo 71-23.- Se entenderá por nuevas líneas y subestaciones troncales todas aquellas obras calificadas como tales por el estudio de transmisión troncal, en consideración a su magnitud, nuevo trazado e independencia respecto de las líneas troncales existentes.

Asimismo, se entenderá por líneas de interconexión aquellas instalaciones de transmisión que interconecten sistemas eléctricos independientes, las que deberán ser calificadas como troncales o no, conforme a las normas establecidas en el artículo 71-2 y siguientes.

Cuando el decreto de transmisión troncal identifique como troncales a proyectos de líneas y subestaciones troncales nuevas o de interconexión entre sistemas eléctricos independientes, la Comisión, mediante el proceso de licitación que se establece en los artículos siguientes, deberá adjudicar, en cada caso, su ejecución y el derecho a su explotación a una empresa de transmisión que cumpla con las exigencias definidas en el artículo 71-5. La licitación se resolverá según el valor anual de la transmisión por tramo que oferten las empresas para cada proyecto y sólo se considerarán de manera referencial el V.I. y COMA definidos en el aludido decreto.

El valor anual de la transmisión por tramo resultante de la licitación y su fórmula de indexación constituirá la remuneración de las nuevas líneas troncales y de las instalaciones de interconexión troncal, según corresponda, y se aplicará durante cinco períodos tarifarios, transcurridos los cuales las instalaciones y su valorización deberán ser revisadas y actualizadas en el estudio de transmisión troncal correspondiente.

Las líneas de interconexión calificadas como troncales pasarán a ser parte de un único sistema de transmisión troncal y, por tanto, estarán afectas a las mismas normas.

Los pagos por el servicio de transporte o transmisión a la empresa propietaria de las nuevas líneas de transmisión troncal y de la línea de interconexión se realizarán de acuerdo con lo establecido en los artículos 71-29 y siguientes.

Artículo 71-24.- La Comisión deberá llamar a una licitación pública internacional para adjudicar el derecho a realizar las nuevas líneas o subestaciones de transmisión troncal y del o los proyectos de interconexión troncal, según corresponda, conforme a los plazos y términos establecidos en el reglamento.

Las bases de licitación serán elaboradas por la Comisión y, a lo menos, deberán especificar las condiciones de licitación, la información técnica y comercial que deberá entregar la empresa participante, los plazos, las garantías, la descripción del desarrollo del proceso y de las condiciones de adjudicación, así como las características técnicas de las líneas o subestaciones y del o los proyectos de interconexión troncal, conforme al respectivo estudio de transmisión troncal.

La licitación considerará dos etapas. En la primera etapa, de precalificación de empresas elegibles, la Comisión determinará, en base a los antecedentes presentados, si las empresas cumplen con los requisitos técnicos, financieros y administrativos mínimos establecidos en las bases de licitación y la presente ley. En la segunda etapa, las empresas precalificadas podrán presentar ofertas o propuestas respecto del valor anual de la transmisión por tramo de la transmisión de las líneas nuevas o de las líneas de interconexión troncal, según lo dispuesto en las bases de licitación y la presente ley. Asimismo, deberán presentar los plazos y condiciones de ejecución de los proyectos respectivos.

Artículo 71-25.- Las propuestas u ofertas serán analizadas por un comité técnico coordinado por la Secretaría Ejecutiva de la Comisión y compuesto por un representante especialmente designado por cada uno de los Ministerios integrantes del Consejo Directivo de la Comisión.

La Secretaría Ejecutiva de la Comisión, en un plazo no superior a sesenta días de recibidas las propuestas, informará al Consejo Directivo de Ministros de la Comisión respecto de la evaluación de los proyectos y de la recomendación del comité técnico. El Consejo Directivo de Ministros de la Comisión deberá adjudicar el proyecto respectivo dentro de los siguientes quince días.

Dentro de los cinco días siguientes a la adjudicación, la Secretaría Ejecutiva de la Comisión informará a la empresa respectiva el resultado de la licitación y remitirá al Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción un informe técnico que servirá de base para la dictación del decreto supremo, expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, que fijará :

a) La empresa adjudicataria;

b) Las características técnicas del proyecto;

c) La fecha de entrada en operación;

d) El valor de la transmisión por tramo de las nuevas líneas o subestaciones de transmisión troncal y del o los proyectos de interconexión, conforme al resultado de la licitación, y

e) Las fórmulas de indexación del valor señalado en la letra d) anterior.

Artículo 71-26.- Las instalaciones de transmisión que interconecten sistemas eléctricos independientes y que no sean calificadas como troncales, se deberán operar como líneas e instalaciones adicionales pertenecientes a uno de los sistemas que interconectan y se financiarán a través de peajes determinados por contratos privados. Los sistemas que se interconectan a través de estas líneas se mantendrán como sistemas independientes y entre ellos operarán precios libres.

Artículo 71-27.- Anualmente, la Dirección de Peajes del CDEC analizará la consistencia de las instalaciones de desarrollo y expansión del sistema troncal contenidas en el decreto indicado en el artículo 71-20, con los desarrollos efectivos en materia de inversión en generación eléctrica y con la evolución de la demanda. Como resultado de esta revisión, deberá recomendar, fundadamente, con los criterios utilizados en el estudio de transmisión troncal, la realización, modificación, postergación o adelantamiento de las obras de transmisión contempladas en tal decreto. Esta recomendación será comunicada a las empresas que integran el CDEC y a la Secretaría Ejecutiva de la Comisión, la que, oyendo a las empresas, deberá informar al Consejo Directivo de Ministros en el plazo de treinta días, para que éste adopte una decisión y, en su caso, se proceda a la modificación del respectivo decreto por el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Artículo 71-28.- Los documentos y antecedentes del proceso de fijación de tarifas de transmisión troncal serán públicos para efectos de la ley N°18.575, una vez finalizado el proceso de fijación de tarifas de transmisión troncal. Dicha información deberá estar disponible para consulta y constituirá el expediente público del proceso.

Artículo 71-29.- En cada sistema interconectado y en cada tramo, la empresa de transmisión troncal que corresponda deberá recaudar anualmente el valor anual de la transmisión por tramo de las instalaciones existentes, definido en el artículo 71-9. Este valor constituirá el total de su remuneración anual.

Para efectos del inciso anterior, la empresa deberá cobrar un peaje por tramo, equivalente al valor anual de la transmisión por tramo, definido en el artículo 71-9, menos el ingreso tarifario esperado por tramo.

El “ingreso tarifario esperado por tramo” es la diferencia que resulta de la aplicación de los costos marginales de la operación esperada del sistema, respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía en dicho tramo, calculados según se señala en el artículo 71-32.

Asimismo, el propietario del sistema de transmisión troncal tendrá derecho a percibir provisionalmente los ingresos tarifarios reales por tramo que se produzcan. El “ingreso tarifario real por tramo” es la diferencia que resulta de la aplicación de los costos marginales de la operación real del sistema, respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía en dicho tramo.

El reglamento deberá establecer los mecanismos y procedimientos de reliquidación y ajuste de estos ingresos tarifarios, de manera de asegurar que la o las empresas de transmisión troncal perciban la remuneración definida en el inciso primero de este artículo y, asimismo, que las empresas propietarias de medios de generación y las que efectúen retiros a que se refiere el artículo 71-8, paguen de acuerdo a los porcentajes de uso señalados en el artículo siguiente.

Artículo 71-30.- La obligación de pago de las empresas usuarias del respectivo sistema de transmisión troncal y la repercusión de ese pago en los usuarios finales, se regirán por las siguientes reglas:

A) A los usuarios finales se aplicará un cargo único, por concepto de uso del sistema troncal, en sus consumos de energía efectuados hasta una potencia de cincuenta megawatts.

Para determinar el cargo único, se calculará la participación porcentual que el consumo señalado tiene en el total de la energía retirada de la respectiva barra del sistema troncal.

Los porcentajes que resulten se aplicarán al pago total por energía retirada que corresponde a dicha barra, establecido en conformidad a las letras D y E de este artículo, determinando de esta forma el aporte monetario que los consumos señalados efectúan a la remuneración del sistema troncal.

El monto del cargo único será equivalente a la suma de los aportes monetarios calculados en el inciso anterior, dividida por la energía total retirada por los consumos señalados en el párrafo primero de esta letra.

Las diferencias que se produzcan entre las recaudaciones obtenidas por la aplicación de los cargos señalados, y los pagos efectuados por la aplicación del peaje unitario indicado en la letra siguiente a los consumos señalados en esta letra deberán ser reliquidadas entre las empresas que retiran energía del sistema troncal.

B) Los propietarios de centrales de generación eléctrica pagarán un peaje de inyección que será equivalente a la suma de los pagos que les corresponden en el financiamiento de los tramos del área de influencia común y de los tramos del sistema troncal no incluidos en el área de influencia común.

Las empresas que efectúen retiros pagarán por cada unidad de energía, un peaje unitario de retiro que se establecerá por barra de retiro y será equivalente a la suma de los pagos que corresponden a dicha barra en el financiamiento de los tramos del área de influencia común y de los tramos del sistema troncal no incluidos en tal área, dividido por la energía total retirada en esa barra.

C) Área de influencia común es el área, fijada para efectos de remuneración del sistema troncal, constituida por el conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos de dicho sistema, en la que concurren, simultáneamente, las siguientes características:

1.- Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la inyección total de energía del sistema;

2.- Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la demanda total del sistema; y

3.- Que la densidad de la utilización, dada por el cuociente entre el porcentaje de inyecciones dentro del área de influencia común respecto de las inyecciones totales del sistema y el porcentaje del V.I. de las instalaciones del área de influencia común respecto del V.I. del total de instalaciones del sistema troncal, sea máxima.

El reglamento establecerá el procedimiento que, sobre la base de las características señaladas, se deberá aplicar para definir el área de influencia común del sistema de transmisión troncal, en cada sistema eléctrico. Su revisión y, en su caso, actualización, se efectuarán en el estudio de transmisión troncal.

D) En los tramos pertenecientes al área de influencia común del sistema troncal, el pago del peaje total de cada tramo se repartirá conforme a lo siguiente:

1.- Los propietarios de las centrales de generación eléctrica financiarán el ochenta por ciento del peaje total de los tramos pertenecientes al área de influencia común del sistema troncal, a prorrata del uso esperado que sus inyecciones hacen de cada tramo.

2.- Las empresas que efectúen retiros financiarán el veinte por ciento restante del peaje total de los tramos del área de influencia común del sistema troncal, a prorrata del uso esperado que sus retiros hacen de cada tramo.

E) En los tramos del sistema troncal que no pertenezcan al área de influencia común, el pago del peaje total de cada tramo se asignará de la siguiente forma:

1.- El pago final que le corresponderá pagar a cada central generadora por el uso que hacen sus inyecciones de los tramos no pertenecientes al área de influencia común, será igual al valor esperado de los pagos determinados para cada escenario de operación de acuerdo al punto 4 siguiente.

2.- El pago final que le corresponderá pagar a cada empresa que efectúe retiros, por el uso que hacen éstos de los tramos no pertenecientes al área de influencia común, será igual al valor esperado de los pagos determinados para cada escenario de operación de acuerdo al punto 5 siguiente.

3.- Para cada escenario que se pueda dar en la operación del sistema, se simulará el sentido del flujo de potencia en cada tramo.

4.- En los tramos en que el sentido del flujo se dirija hacia el área de influencia común del sistema de transmisión troncal, el pago del peaje total del tramo, definido en el artículo 71-29, se asignará a los propietarios de las centrales ubicados aguas arriba de los flujos, a prorrata del uso que sus inyecciones hacen del tramo, para dicho escenario.

5.- En los tramos en que el sentido del flujo no se dirija hacia el área de influencia común del sistema de transmisión troncal, el pago del peaje total del tramo se asignará a las empresas que efectúen

retiros aguas abajo del flujo, a prorrata del uso que sus retiros hacen del tramo, para dicho escenario.

Los valores indicados en este artículo, así como las reliquidaciones a que hubiere lugar, serán calculados por el respectivo CDEC, según lo señalado en esta ley y conforme los procedimientos que el reglamento establezca.

La boleta o factura que extienda el concesionario de un servicio de distribución a sus clientes deberá señalar separadamente los cobros por concepto de energía, potencia, transmisión troncal, subtransmisión, distribución y cualquier otro cargo que se efectúe en ella, en la forma y periodicidad que determine el reglamento.

Artículo 71-30-1.- Cualquier línea de transmisión, sea troncal o de otra naturaleza, que interconecte sistemas eléctricos independientes permitiendo minimizar el costo total actualizado de abastecimiento para los consumidores conforme al artículo 71-12, será financiada conforme al esquema de peajes contemplado en esta ley.

Artículo 71-31.- Para los efectos de determinar los pagos indicados en el artículo anterior, el CDEC deberá contar con un registro público de empresas generadoras, distribuidoras y usuarios no sometidos a regulación de precios que tengan contrato directamente con generadores. Asimismo, deberá contar con un sistema público de toda la información técnica y comercial, según la modalidad y oportunidad que establezca el reglamento, que permita determinar los pagos que cada una de estas empresas y clientes deben hacer al propietario del sistema de transmisión troncal.

Artículo 71-32.- La determinación de las prorratas de las empresas usuarias, señaladas en las letras D y E del artículo 71-30, se basará en un análisis del uso esperado que las mismas hacen del sistema de transmisión troncal, el que será realizado por el CDEC sobre la base de modelos de simulación y de participación de flujos que cumplan las características definidas en el reglamento, y previamente aprobados por la Comisión. Estos modelos de simulación también serán utilizados para calcular el ingreso tarifario esperado por tramo señalado en el artículo 71-29.

Para estos efectos, el CDEC deberá simular la operación del sistema interconectado, para los siguientes cuatro años, conforme a lo indicado en el artículo 71-34, utilizando los resultados del informe técnico definitivo señalado en el artículo 71-20, y asegurando el abastecimiento de la demanda en las condiciones de seguridad y calidad que establece la ley y el reglamento. Asimismo, para dicha simulación, este organismo deberá considerar y ponderar los distintos escenarios que se puedan dar en la operación del sistema, conforme se especifique en el reglamento, y teniendo presente a lo menos lo siguiente:

a) Para la oferta, centrales existentes y en construcción, características técnicas y costos de producción y períodos de mantenimiento programado de las mismas, las distintas condiciones hidrológicas, así como toda otra variable técnica o contingencia relevante que se requiera.

b) Para el sistema de transmisión, representación topológica de instalaciones existentes y en construcción, hasta el nivel de tensión que señale el reglamento, y sus respectivas características técnicas, y condiciones de operación acordes con las exigencias de calidad y seguridad de servicio vigentes.

c) Para la demanda de energía, su desagregación mensual y representación sobre la base de bloques de demanda por nudo, de acuerdo a las características propias de consumo de cada nudo.

d) Si, para un escenario, la participación asignable a una central resulta ser contraria al flujo del tramo en dicha condición, la prorrata de dicha central será nula en tal escenario.

e) Si, para un escenario, la participación asignable a un retiro resulta ser contraria al flujo del tramo en dicha condición, la prorrata de dicho retiro será nula en tal escenario.

El reglamento establecerá los procedimientos para determinar la participación individual de cada central y de cada barra de retiro del sistema de transmisión troncal, en el uso del respectivo tramo.

Asimismo, el reglamento establecerá el mecanismo de ajuste de la participación esperada en el uso del sistema de transmisión troncal, en caso de atrasos o adelantos de centrales generadoras o instalaciones de transmisión.

Artículo 71-33.- Si una ampliación de transmisión en un sistema de transmisión troncal establecida en el decreto de expansión y valorización de la transmisión troncal retrasa su entrada en operación, y dicho atraso es imputable al propietario del respectivo tramo, éste deberá retribuir mensualmente, a los propietarios de las centrales generadoras afectadas, un monto equivalente al mayor costo de despacho de generación en que ellos incurrieron por congestión debida a limitación de capacidad en el tramo respectivo a consecuencia del atraso, de acuerdo con los procedimientos que establezca el reglamento.

El monto mensual máximo a pagar por la empresa transmisora por este concepto no podrá ser superior a cinco veces el valor mensual del tramo correspondiente.

Artículo 71-34.- Antes del 31 de diciembre del año en que se inicie la vigencia de un nuevo decreto de fijación de valores por tramo del sistema de transmisión troncal, cada CDEC deberá hacer públicos y comunicar a las empresas usuarias del sistema de transmisión troncal, los pagos por peaje que a cada una de ellas corresponda de acuerdo a su uso esperado de las instalaciones del sistema, así como el ingreso tarifario esperado por tramo, para cada uno de los siguientes cuatro años. Los peajes por tramo tendrán asociadas las mismas fórmulas de indexación establecidas en el informe técnico definitivo señalado en el artículo 71-20.

Los pagos por peaje y el ingreso tarifario esperado por tramo deberán ser revisados anualmente, y modificados en caso de que no se cumplan los supuestos de dimensionamiento, localización o fecha de entrada en operación de instalaciones futuras, ya sea de

transmisión o generación, establecidos en el informe técnico señalado en el artículo 71-20.

Artículo 71-35.- Toda controversia que surja de la aplicación de los artículos 71-29 y siguientes deberá ser presentada antes del 31 de enero al panel de expertos definido en el Título VI de esta ley, en la forma que establezca el reglamento, el cual deberá resolver dicha controversia antes del 31 de marzo, previo informe de la Comisión.

Una vez resuelta la controversia conforme al inciso anterior, deberá procederse al pago de los peajes individuales a la empresa de transmisión troncal, en la modalidad que disponga el reglamento. En todo caso, el ejercicio de acciones jurisdiccionales no obstará al pago de los peajes señalados.

Artículo 71-36.- El valor anual de los sistemas de subtransmisión será calculado por la Comisión cada cuatro años, con dos años de diferencia respecto del cálculo de valores agregados de distribución establecido en esta ley y el reglamento.

El valor anual de los sistemas de subtransmisión se basará en instalaciones adaptadas a la demanda y eficientemente operadas, y considerará separadamente:

a) Pérdidas medias de subtransmisión en potencia y energía, y

b) Costos estándares de inversión, mantención, operación y administración anuales asociados a las instalaciones. Los costos anuales de inversión se calcularán considerando el V.I. de las instalaciones, dimensionadas para cubrir la demanda y que permitan minimizar el costo actualizado de inversión, operación, mantenimiento y administración en el período de su vida útil, y una tasa de actualización igual al 10% real anual.

Artículo 71-37.- En cada sistema de subtransmisión identificado en el decreto a que se refiere el artículo 71-3, y en cada barra de retiro del mismo, se establecerán precios por unidad de energía y de potencia, en adelante “peajes de subtransmisión”, que, adicionados a los precios de nudo en sus respectivas barras de inyección, constituirán los precios de nudo en sus respectivas barras de retiro, de manera que cubran los costos anuales a que se refieren las letras a) y b) del artículo anterior, más los costos de la energía y la potencia inyectada.

Los usuarios de los sistemas de subtransmisión que transiten energía o potencia a través de dichos sistemas deberán pagar, a la o a las empresas propietarias de éstos, cada unidad de potencia y energía retirada a los precios señalados en el inciso anterior, de acuerdo con los procedimientos que señale el reglamento.

El pago anual por uso de sistemas de subtransmisión por parte de centrales generadoras que inyecten directamente su

producción en dichos sistemas será determinado en los estudios a que se refiere el artículo 71-38. Dicho monto deberá corresponder al valor esperado que resulta de ponderar, para cada condición esperada de operación, la participación de pago de las centrales en cada tramo del sistema de subtransmisión. Para tal efecto, se considerará que en los tramos del sistema de subtransmisión que presenten dirección de flujos hacia el sistema troncal en la correspondiente condición operacional, los pagos se asignarán a las centrales que, conectadas directamente al sistema de subtransmisión, se ubiquen aguas arriba del tramo respectivo. Los tramos que en dicha condición operacional presenten la dirección de flujos contraria, se entenderán asignados a los retiros del sistema de subtransmisión en estudio.

El monto a que diere lugar dicho pago anual será descontado de los costos anuales de inversión, operación y administración a que se refiere el artículo 71-36 para efectos de la determinación de los peajes regulados aplicados sobre los retiros en dichos sistemas.

Los criterios para determinar cuándo un tramo presenta dirección hacia o desde el sistema troncal, así como los demás criterios y procedimientos necesarios para la determinación de los valores señalados, serán establecidos en el reglamento.

Artículo 71-38.- Para los efectos de determinar el valor anual de los sistemas de subtransmisión, las empresas operadoras o propietarias de dichos sistemas, en adelante las “empresas subtransmisoras”, deberán desarrollar los estudios técnicos correspondientes, conforme a las bases que al efecto elabore la Comisión, y de acuerdo con los procedimientos que se establecen en los artículos siguientes.

Para la realización de los estudios dispuestos en el inciso anterior, la Comisión abrirá un proceso de registro de usuarios e instituciones distintas de los participantes, en adelante los “usuarios e instituciones interesadas”, las cuales tendrán acceso a los antecedentes y resultados del estudio, conforme se señale en esta ley y el reglamento. Dicho registro se deberá reglamentar en los mismos términos del registro del artículo 71-13.

Artículo 71-39.- Antes de trece meses del término del período de vigencia de los peajes de subtransmisión, la Comisión deberá poner en conocimiento de las empresas subtransmisoras, de los participantes, usuarios e instituciones interesadas, las bases técnicas de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión. Para estos efectos, serán participantes las empresas generadoras, las empresas distribuidoras y los usuarios no sujetos a regulación de precios.

Las empresas subtransmisoras, los participantes, los usuarios y las instituciones interesadas podrán efectuar observaciones a las bases dentro de los quince días siguientes a la fecha de su recepción. La Comisión acogerá o rechazará fundadamente estas observaciones y comunicará las bases técnicas definitivas dentro de los diez días siguientes al vencimiento del plazo referido.

Si se mantuviesen discrepancias, cualquiera de las empresas subtransmisoras, los participantes o usuarios e instituciones interesadas podrán solicitar la opinión del panel de expertos, dentro del plazo de diez días contados desde la comunicación de las bases técnicas definitivas. El panel de expertos deberá resolver las discrepancias en el plazo de quince días, contado desde el vencimiento del plazo anterior.

Vencido el plazo para formular discrepancias o una vez resueltas, la Comisión deberá formalizar las bases técnicas definitivas a través de una resolución que se publicará en un medio de amplio acceso y se comunicará a las empresas subtransmisoras, los participantes, usuarios e instituciones interesadas.

Para cada sistema de subtransmisión, el estudio será efectuado por una empresa consultora contratada por la o las empresas que operen en el respectivo sistema de subtransmisión, que será seleccionada de una lista de empresas consultoras acordada previamente con la Comisión, de acuerdo a lo que establezca el reglamento.

Antes de seis meses del término de la vigencia de las tarifas, las empresas subtransmisoras presentarán a la Comisión un informe con el valor anual de los sistemas de subtransmisión que resulte del estudio y con las fórmulas de indexación propuestas. El reglamento y las bases establecerán la forma y contenido de los antecedentes que deberán ser aportados para respaldar los resultados del estudio, los que deberán permitir la reproducción completa de los resultados señalados por parte de la Comisión.

La Comisión, en un plazo de quince días contado desde la recepción del estudio, convocará a una audiencia pública a las empresas subtransmisoras, los participantes, usuarios e instituciones interesadas, en la que el consultor expondrá los resultados del estudio de subtransmisión. El reglamento establecerá el procedimiento y las demás normas a que se sujetará esta audiencia. En el plazo de quince días contado desde su celebración, las empresas subtransmisoras, los participantes, usuarios e instituciones interesadas podrán realizar observaciones al estudio presentado.

Realizada la audiencia, la Comisión dispondrá del plazo de tres meses para revisar y, en su caso, corregir el estudio y estructurar las tarifas correspondientes, remitiendo a las empresas subtransmisoras, los participantes, usuarios e instituciones interesadas un informe técnico que contenga las observaciones y correcciones, junto con las fórmulas tarifarias respectivas.

En caso de discrepancias, las empresas subtransmisoras, los participantes, los usuarios e instituciones interesadas deberán requerir la intervención del panel de expertos dentro del plazo de quince días, contado desde la comunicación del informe técnico, y serán dictaminadas por el panel de expertos dentro de los treinta días siguientes a su presentación.

Artículo 71-40.- Transcurrido el plazo dispuesto en el artículo anterior para formular discrepancias sin que se hayan presentado o, en su caso, evacuado el dictamen por el panel de expertos, dentro del plazo de quince días, la Comisión deberá remitir al Ministerio de

Economía, Fomento y Reconstrucción el informe técnico con las tarifas de subtransmisión y sus respectivas fórmulas de indexación para el período siguiente, los antecedentes del estudio y el dictamen del panel de expertos, si correspondiere.

El Ministro fijará las tarifas de subtransmisión y sus respectivas fórmulas de indexación para el período siguiente, mediante decreto supremo expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, el que deberá publicarse en el Diario Oficial dentro de los siguientes quince días de recibido el informe de la Comisión.

Una vez vencido el período de vigencia del decreto señalado en el inciso anterior, los valores establecidos en él y sus fórmulas de indexación seguirán rigiendo, mientras no se dicte el siguiente decreto.

No obstante lo señalado en el inciso anterior, se deberán abonar o cargar a los usuarios, de acuerdo con el procedimiento que establezca el reglamento, las diferencias que se produzcan entre lo efectivamente facturado y lo que corresponda acorde a las nuevas tarifas, por todo el período transcurrido hasta la fecha de publicación del nuevo decreto. Las reliquidaciones que sean procedentes serán reajustadas de acuerdo con el interés corriente vigente a la fecha de publicación de los nuevos valores, por todo el período a que se refiere el inciso anterior.

En todo caso, se entenderá que los nuevos valores entrarán en vigencia a contar del vencimiento de las tarifas del decreto anterior.

Las bases, los estudios realizados por las empresas, el dictamen del panel de expertos y los informes de la Comisión y del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción serán públicos una vez publicado el respectivo decreto en el Diario Oficial, para los efectos de la ley N°18.575.

Artículo 71-41.- El transporte por sistemas adicionales se regirá por lo previsto en los respectivos contratos de transporte entre los usuarios y los propietarios de las instalaciones. El peaje a que da derecho dicho transporte se deberá calcular en base a un valor de transmisión anual, equivalente al valor presente de las inversiones menos el valor residual, más los costos proyectados de operación y mantenimiento, más los costos de administración, conforme se disponga en el reglamento. En todo caso, todos los antecedentes y valores para calcular el peaje deberán ser técnica y económicamente respaldados y de público acceso a todos los interesados.

En aquellos casos en que existan usuarios sometidos a regulación de precios abastecidos directamente desde sistemas de transmisión adicional, los precios a nivel de generación-transporte aplicables a dichos suministros deberán reflejar los costos que éstos importan a los propietarios de los sistemas señalados. El procedimiento de determinación de precios correspondiente será establecido en el reglamento.

Artículo 71-42.- Los propietarios de instalaciones de los sistemas de transmisión deberán publicar en el Diario Oficial, en el mes de diciembre de cada año, tener a disposición de los interesados en

un medio electrónico de acceso público, y enviar a la Comisión la siguiente información:

a) Anualidad del V.I. y COMA de cada una de sus instalaciones, según procedimientos indicados en el reglamento.

b) Características técnicas básicas según lo indicado en el reglamento.

c) Potencia máxima transitada, según lo indicado en el reglamento.

Artículo 71-43.- Los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad estarán obligados a prestar el servicio de transporte, permitiendo el acceso a sus instalaciones, tales como líneas aéreas o subterráneas, subestaciones y obras anexas, para que terceros den suministro a usuarios no sometidos a regulación de precios ubicados dentro de su zona de concesión.

Quienes transporten electricidad y hagan uso de estas instalaciones conforme al inciso anterior estarán obligados a pagar al concesionario un peaje máximo por unidad de potencia retirada, igual al valor agregado de distribución vigente en la zona en que se encuentra el usuario, dentro de la respectiva área típica.

Los propietarios de medios de generación conectados directamente a instalaciones de un sistema de distribución, y cuyo excedente de potencia suministrable al sistema interconectado no supere los 9.000 kilowatts, estarán liberados del pago de peajes por el uso de las redes de dicho sistema de distribución, mientras la potencia agregada de los generadores de menos de 9.000 kilowatts conectados en el mismo sistema de distribución no supere el 10% de la demanda máxima de dicho sistema. En caso que dicha potencia agregada supere dicho porcentaje, deberán pagar peajes a la empresa distribuidora por dicho exceso, considerando tanto los costos adicionales en las zonas adyacentes a los puntos de inyección como los ahorros de costos en el resto de la red de distribución, conforme los procedimientos que para la determinación de estos peajes establezca el reglamento.

El Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe de la Comisión, fijará estos peajes en conjunto y con ocasión de la fijación de tarifas de distribución correspondiente. El reglamento establecerá el procedimiento para la fijación y aplicación de dichos peajes.

Artículo 71-44.- El desarrollo y operación de un sistema de interconexión entre sistemas eléctricos independientes ubicados dentro del territorio nacional se regirá por las disposiciones que se establecen en los artículos siguientes y en las normas reglamentarias que se dicten para su aplicación.

Artículo 71-45.- Cualquier empresa eléctrica interesada en desarrollar, operar o utilizar un sistema de interconexión entre sistemas eléctricos previamente establecidos podrá, a través de un procedimiento público, convocar a toda empresa eléctrica a un proceso de negociación abierto, con la finalidad de determinar las características técnicas y plazos de entrada en operación de dicho proyecto, así como la participación en el pago anual que se efectuará a la empresa que lo desarrolle, por parte de quienes resulten interesados en su ejecución.

La participación en el mencionado pago anual que haya comprometido cada uno de los interesados conforme lo señalado en el inciso anterior constituirá el derecho de uso que cada uno de ellos poseerá sobre el sistema de interconexión. Tales derechos se mantendrán por el período que resulte de la negociación, que no podrá ser inferior a diez años ni superior a veinte años, al cabo del cual el sistema de interconexión pasará a regirse por las disposiciones generales establecidas en la presente ley.

El procedimiento señalado deberá ser transparente y no discriminatorio. Este procedimiento deberá desarrollarse conforme las etapas, plazos y mecanismos de entrega de información que establecerá el reglamento.

Artículo 71-46.- La operación de los sistemas eléctricos que resulten interconectados deberá ser coordinada con el fin de preservar la seguridad del servicio y garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones.

Asimismo, el sistema de interconexión se regirá por las normas generales sobre seguridad y calidad de servicio establecidas en la presente ley y sus reglamentos.

Artículo 71-47.- Las transferencias de energía que resulten de la coordinación de la operación de los sistemas interconectados serán valorizadas de acuerdo a los costos marginales instantáneos de cada sistema eléctrico, los cuales serán calculados por el organismo de coordinación de la operación o CDEC que corresponda.

Las transferencias de potencia se determinarán conforme a lo establecido en el artículo 71-50 de esta ley.

Los ingresos tarifarios resultantes de las diferencias que se produzcan por la aplicación de los costos marginales instantáneos y precios de nudo de la potencia que rijan en los respectivos extremos del sistema de interconexión, serán percibidos por quienes constituyan derechos de uso sobre dicho sistema, y a prorrata de los mismos.

Para los efectos de la prestación de servicios complementarios, deberán concurrir a las respectivas transferencias quienes posean derechos de uso sobre el sistema de interconexión, a prorrata de los mismos.

Artículo 71-48.- Sólo las empresas que hayan constituido los derechos de

uso a que se refiere el artículo 71-45 podrán convenir contratos para suministros firmes de energía y potencia, sometidos o no a fijación de precios, ubicados en cualquiera de los sistemas que resulten interconectados.

El monto de suministro firme de potencia que una empresa desee comprometer mediante tales contratos estará limitado a sus respectivos derechos de uso.

Las empresas que hayan constituido derechos de uso podrán ofertar y transferir a los posibles interesados aquellos derechos de uso que no tengan comprometidos. Los pagos y los períodos involucrados en estas transferencias se regirán por acuerdos entre las partes.

Artículo 71-49.- Quienes posean derechos de uso sobre el sistema de interconexión deberán pagar los correspondientes peajes por inyección o retiro en las instalaciones del sistema troncal de cada uno de los sistemas que se interconecten, determinados conforme a los procedimientos generales.

Artículo 71-50.- Las magnitudes de potencia por considerar en las transferencias a que se refiere el artículo 71-47 se establecerán para cada sistema eléctrico interconectado, independientemente del sentido de los flujos de potencia instantánea.

Cada año se deberá determinar la condición de exportador o importador de cada sistema eléctrico. Para tal efecto, se considerará como sistema exportador al sistema que posea el mayor cuociente entre su capacidad propia de generación y la demanda propia en horas de máxima utilización. El sistema que presente el cuociente menor se considerará importador. Para la determinación de la respectiva capacidad propia de generación se considerará la capacidad de cada unidad generadora, descontado los efectos de consumos propios, indisponibilidad y variabilidad hidrológica, según corresponda.

La transferencia de potencia a través del sistema de interconexión se determinará igual al menor valor entre la capacidad del sistema de interconexión y la transferencia de potencia que iguala los cuocientes entre capacidad propia y demanda propia en horas de máxima utilización, para cada sistema.

Se entenderá que quienes poseen derechos de uso sobre el sistema de interconexión efectúan inyecciones de potencia en el sistema importador, las cuales serán iguales a la transferencia de potencia resultante del inciso anterior, a prorrata de los derechos de uso.

Estas potencias inyectadas, incrementadas por pérdidas de potencia, corresponderán a los retiros de potencia desde el sistema exportador.

El ajuste entre demanda y oferta de potencia en cada sistema se realizará incluyendo las inyecciones o retiros de potencia señalados en este artículo.”

Artículo 2º.- Incorpóranse los siguientes artículos 104-1, 104-2, 104-3, 104-4, 104-5, 104-6, 104-7 y 104-8, a continuación del artículo 104:

“Artículo 104-1.- En los sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación ses inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts, en adelante, “sistemas medianos”, se deberá propender al desarrollo óptimo de las inversiones, así como operar las instalaciones de modo de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, y garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.

En dichos sistemas se aplicarán las normas pertinentes respecto de las exigencias de seguridad y calidad de servicio, así como las normas de obligatoriedad y racionamiento establecidas en esta ley, conforme se establezca en el reglamento.

Cuando en dichos sistemas exista más de una empresa generadora, deberán operarse todas las instalaciones interconectadas en forma coordinada, de modo de garantizar el cumplimiento de los objetivos asociados a la operación de las instalaciones establecidos en el inciso precedente. El reglamento establecerá las normas que se requieran para cumplir con la operación y administración de dicho sistema en las condiciones señaladas en este inciso.

Artículo 104-2.- Los planes de expansión de las instalaciones de generación y de transmisión y los precios regulados a nivel de generación y de transmisión de cada sistema mediano, se determinarán conjuntamente, cada cuatro años, mediante la elaboración de los estudios técnicos establecidos en los artículos siguientes. Los precios señalados se calcularán sobre la base del costo incremental de desarrollo y del costo total de largo plazo de los segmentos de generación y transmisión, según corresponda, de sistemas eficientemente dimensionados, y considerando el abastecimiento total de la demanda del sistema eléctrico.

La estructura general de tarifas se basará en el costo incremental de desarrollo de cada segmento. El nivel general de tarifas, por su parte, deberá ser suficiente para cubrir el costo total de largo plazo del segmento correspondiente. No obstante, en los casos en que las instalaciones de generación y transmisión, o una proporción de ellas mayor al 50%, pertenezca a una misma empresa con sistemas verticalmente integrados, el nivel de tarifas de las instalaciones correspondientes se fijará de modo de cubrir el costo total de largo plazo global de la empresa.

Para los efectos de lo establecido en el inciso anterior, los cálculos respectivos deberán considerar una tasa de actualización igual al 10% real anual.

El reglamento establecerá las condiciones y requisitos para calificar las instalaciones presentes en los sistemas medianos, como instalaciones de generación o de transmisión.

Artículo 104-3.- Los costos incrementales de desarrollo y los costos totales de largo plazo de los segmentos de generación y de transmisión se calcularán, respectivamente, para un conjunto eficiente de instalaciones de generación y transmisión que permitan abastecer la demanda proyectada en cada sistema mediano. El reglamento establecerá la metodología detallada de cálculo de costos y de proyección de demanda, así como las características de las bases de los estudios que deberán realizarse para la fijación de precios a nivel de generación y transmisión.

Artículo 104-4.- El costo incremental de desarrollo a nivel de generación y a nivel de transmisión es el costo medio por unidad de demanda incremental de potencia y energía de un proyecto de expansión eficiente del sistema, cuyo valor actual neto es igual a cero. Dicho costo se obtendrá de la suma de los costos de inversión de las ampliaciones y del aumento de los costos de operación, de un sistema en que se realizan las ampliaciones de capacidad de generación y transmisión que minimizan el costo actualizado de inversión, operación, mantenimiento y energía no suministrada, en un período de planificación no inferior a quince años. Para su cálculo, se deberá establecer el plan de expansión que minimiza el costo actualizado de inversión, operación y mantenimiento del sistema para el período de planificación.

Para evaluar el plan de expansión óptimo se deberá considerar la variabilidad hidrológica, así como la incertidumbre relacionada con los costos de los insumos principales, tales como los precios de combustibles y otros costos asociados a las opciones tecnológicas de generación y transmisión.

El costo total de largo plazo en el segmento de generación y de transmisión es aquel valor anual constante requerido para cubrir los costos de explotación y de inversión, en que se incurra durante el período tarifario de cuatro años que sucede a la fijación, de un proyecto de reposición que minimiza el total de los costos de inversión y explotación de largo plazo del servicio.

Artículo 104-5.- Antes de doce meses del término del período de vigencia de los precios de generación, de transmisión y de distribución, la Comisión deberá poner en conocimiento de las empresas que operen en sistemas medianos, las bases de los estudios para la determinación del plan de expansión de las instalaciones de generación y de transmisión, y para el cálculo del costo incremental de desarrollo y el costo total de largo plazo de los segmentos de generación, de transmisión y de distribución, según corresponda. Las empresas podrán efectuar observaciones a las bases dentro de los quince días siguientes a la fecha de recibidas. La Comisión acogerá o rechazará fundadamente las

observaciones de las empresas, y comunicará las bases definitivas, las que en todo caso deberán ser aprobadas por ésta antes de once meses del término de vigencia de los precios vigentes y serán públicas.

En cada sistema mediano, el estudio será efectuado por una empresa consultora contratada por la o las empresas que operen en el respectivo sistema, que será seleccionada de una lista de empresas consultoras acordadas previamente con la Comisión, conforme a lo que establezca el reglamento.

Cada estudio deberá identificar los planes de expansión de las instalaciones de generación y de transmisión del sistema correspondiente y los respectivos costos incrementales de desarrollo y costos totales de largo plazo para cada uno de los segmentos de generación, transmisión y distribución del sistema en cuestión.

Antes de seis meses del término de la vigencia de las tarifas, las empresas que operan en sistemas medianos presentarán a la Comisión el resultado de los estudios, indicando los planes de expansión, los costos por segmento y las fórmulas de indexación propuestas. El reglamento, las bases del estudio y el contrato respectivo, establecerán la forma y contenido de los antecedentes que deberán ser aportados para respaldar los resultados del estudio, antecedentes que deberán permitir la reproducción completa de los resultados señalados por parte de la Comisión.

Recibidos los estudios, la Comisión dispondrá de un plazo de tres meses para revisarlos, efectuar las correcciones que estime pertinentes y estructurar las tarifas correspondientes. La Comisión deberá remitir a las empresas un informe técnico que contenga las observaciones y correcciones al estudio y las fórmulas tarifarias respectivas. Las empresas dispondrán de quince días para formalizar su acuerdo o desacuerdo con la Comisión. En caso de no alcanzar acuerdo, la Comisión enviará los antecedentes al panel de expertos, el que resolverá en el plazo de quince días.

Artículo 104-6.- Transcurrido el plazo dispuesto en el artículo anterior sin que se haya manifestado desacuerdo o resuelto el mismo por el panel de expertos, la Comisión deberá remitir al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, dentro de los siguientes quince días, un informe técnico definitivo con las tarifas para el siguiente período, con los antecedentes de los respectivos estudios, y un informe que se pronuncie fundadamente sobre todas las observaciones presentadas oportunamente durante el proceso de tarificación.

El Ministro fijará las tarifas de generación y de transmisión y sus respectivas fórmulas de indexación para el período siguiente, mediante decreto supremo expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, el que deberá publicarse en el Diario Oficial dentro de los siguientes quince días de recibido el informe de la Comisión.

Una vez vencido el período de vigencia del decreto señalado en el inciso anterior, los valores en él establecidos y sus respectivas fórmulas de indexación seguirán rigiendo, mientras no se dicte el siguiente decreto.

No obstante lo señalado en el inciso anterior, se deberán abonar o cargar a los usuarios, de acuerdo con el procedimiento que establezca el reglamento, las diferencias que se produzcan entre lo efectivamente facturado y lo que corresponda acorde a las nuevas tarifas, por todo el período transcurrido hasta la fecha de publicación del nuevo decreto. Las reliquidaciones que sean procedentes serán reajustadas de acuerdo con el interés corriente vigente a la fecha de publicación de los nuevos valores, por todo el período a que se refiere el inciso anterior.

En todo caso, se entenderá que los nuevos valores entrarán en vigencia a contar del vencimiento de las tarifas del decreto anterior.

Las bases, los estudios realizados por las empresas y los informes de la Comisión, del panel de expertos y del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción serán públicos una vez publicado el respectivo decreto en el Diario Oficial, para efectos de la ley N°18.575.

Artículo 104-7.- Los planes de expansión en instalaciones de generación y transmisión a que se refiere el artículo 104-4, que resulten de los estudios referidos en los artículos precedentes y que sean establecidos en el o en los decretos respectivos, tendrán carácter de obligatorios para las empresas que operen en sistemas medianos, mientras dichos planes se encuentren vigentes.

En particular, las obras de generación o de transmisión cuyo inicio de construcción se definan conforme al respectivo plan de expansión, para dentro del siguiente período de cuatro años, deberán ser ejecutadas por las empresas que operen en sistemas medianos, conforme al tipo, dimensionamiento y plazos con que ellas fueron establecidas en el señalado plan.

Artículo 104-8.- Los estudios que dieron origen a los planes señalados establecerán, en su oportunidad, el rango de validez de las hipótesis técnicas y económicas que sustenten la conveniencia de la implementación de estos planes en la forma, dimensión y plazos recomendados.

En el período que medie entre dos fijaciones tarifarias, las empresas podrán solicitar a la Comisión la realización de un nuevo estudio de expansión y de costos, si se produjesen desviaciones en las condiciones de oferta o de demanda que se ubiquen fuera de las tolerancias establecidas conforme lo señalado en el inciso precedente, caso en el cual los efectos tarifarios y los planes de expansión resultantes del nuevo estudio tendrán vigencia hasta el término del cuatrienio en curso.

En todo caso, las empresas siempre podrán adelantar o atrasar las inversiones respecto de las fechas establecidas en el plan de expansión vigente, sin mediar la condición establecida en el inciso precedente, previa autorización de la Comisión. En dicho caso, no habrá efectos en tarifas.”

Artículo 3º.- Incorpórase, a continuación del artículo 129, el siguiente Título VI, nuevo, pasando los actuales títulos VI, VII y VIII, a ser Títulos VII, VIII y IX, respectivamente:

"TÍTULO VI.

DEL PANEL DE EXPERTOS.

Artículo 130.- Serán sometidas al dictamen de un panel de expertos las discrepancias que se produzcan en relación con:

1.- La determinación de las bases técnicas y administrativas definitivas previstas en el artículo 71-14;

2.- El informe técnico basado en los resultados del estudio de transmisión troncal que le corresponde a la Comisión, de acuerdo al artículo 71-19;

3.- El informe preliminar con los valores de transmisión por tramo y las fórmulas de indexación que le corresponde a la Comisión, de acuerdo al artículo 4° transitorio;

4.- Las bases de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión, indicado en el artículo 71-39;

5.- La fijación del peaje determinado en base al valor agregado de distribución, referido en el artículo 71-43;

6.- La fijación de los peajes de subtransmisión, indicados en el artículo 71-40;

7.- Las bases de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas eléctricos cuyo tamaño es inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación, en conformidad al artículo 97;

8.- La determinación de las componentes del valor agregado por concepto de costos de distribución, calculadas para el número de áreas de distribución típicas que fije la Comisión, así como la fijación de estas últimas, de acuerdo al artículo 107;

9.- La fijación de los precios de los servicios no consistentes en suministros de energía a que se refiere el número 4 del artículo 90, en conformidad al artículo 107 bis;

10.- La determinación de los costos de explotación para las empresas distribuidoras de acuerdo a lo señalado en el artículo 116;

11.- La fijación del valor nuevo de reemplazo, según lo previsto en el artículo 118, y

12.- Las demás discrepancias que las empresas eléctricas tengan entre sí con motivo de la aplicación técnica o económica

de la normativa del sector eléctrico y que, de común acuerdo, sometan a su dictamen.

Asimismo, se someterá a dictamen del panel de expertos los conflictos que se susciten en el interior de un CDEC, respecto de aquellas materias que se determinen reglamentariamente.

Artículo 131.- El panel de expertos estará integrado por cinco profesionales ingenieros o licenciados en ciencias económicas que acrediten cinco años de experiencia en el área eléctrica, designados por la Comisión Resolutiva establecida en el decreto ley Nº211, de 1973, mediante concurso público de antecedentes fundado en condiciones objetivas, transparentes y no discriminatorias. El concurso público para conformar el panel de expertos deberá también ser publicado, a lo menos, en un diario de cada región.

El nombramiento de los integrantes así designados se efectuará mediante resolución del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Los integrantes del panel de expertos ejercerán su función por seis años y podrán ser designados por un nuevo período, para lo cual deberán participar en el concurso señalado en el número anterior. La renovación de los integrantes se efectuará parcialmente cada dos años.

Una vez constituido, el panel elegirá de entre sus integrantes, al experto que lo presidirá por los siguientes dos años. El quórum mínimo para sesionar será de tres integrantes y los acuerdos se adoptarán por simple mayoría, decidiendo el voto del presidente en caso de empate.

Es incompatible la función de integrante del panel con la condición de funcionario público y también con la calidad de director, gerente, trabajador dependiente, asesor independiente, o la condición de tenedor, poseedor o propietario de acciones o derechos, por sí o a través de una persona jurídica, de empresas generadoras, transmisoras, comercializadoras y distribuidoras de energía eléctrica, sean o no concesionarias, o de sus matrices, filiales o coligadas. Las personas que al momento de su nombramiento detenten cualquiera de dichas condiciones deberán renunciar a ella. Las limitaciones contenidas en este artículo se mantendrán hasta un año después de haber terminado el período del integrante de que se trate. En todo caso, el desempeño como integrante del panel es compatible con funciones y cargos docentes.

Los integrantes del panel deberán, además, de mutuo propio o a petición de parte, inhabilitarse de intervenir en las discrepancias que se sometieren a su conocimiento, comunicándolo inmediatamente a las partes a través del secretario abogado, en caso que, personalmente, incurran en alguno de los motivos de abstención contemplados en el artículo 12 de la ley N°19.880, con excepción de su número 4. Si la inhabilitación fuese a petición de parte, será resuelta por el panel de expertos, con exclusión del integrante cuya inhabilitación se solicita, previo informe del secretario abogado.

Artículo 132.- El panel contará con un secretario abogado, que tendrá las funciones indicadas en este Título y, especialmente, las siguientes:

a) recibir, registrar y certificar el ingreso de las discrepancias y demás presentaciones que se formulen al panel;

b) efectuar el examen de admisibilidad formal de las discrepancias que se presenten para conocimiento del panel, el cual se referirá exclusivamente al cumplimiento de los plazos fijados para cada discrepancia y de las materias indicadas en el artículo 130;

c) poner en conocimiento de los integrantes del panel, dentro de las veinticuatro horas siguientes a su presentación, las discrepancias que se sometan al dictamen del panel; y

d) las demás que señale el reglamento.

El secretario abogado será designado por la Comisión Resolutiva mediante un concurso público de antecedentes sujeto a las mismas condiciones establecidas para los integrantes del panel, permanecerá seis años en su cargo, pudiendo ser nombrado para un nuevo período y estará sujeto a las mismas incompatibilidades e inhabilidades señaladas en el artículo anterior.

Los postulantes deberán estar en posesión del título de abogado y acreditar cinco años de experiencia en áreas relacionadas con regulaciones económicas o eléctricas. El nombramiento se efectuará mediante resolución del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Artículo 133.- La presentación de la discrepancia deberá efectuarse por escrito, exponer claramente los puntos o materias que la sustentan, de acuerdo al procedimiento legal en que se haya originado, sin que puedan ser adicionados, rectificados o enmendados los antecedentes existentes al momento de surgir la discrepancia; e indicar el domicilio dentro de la ciudad de Santiago y el representante del requirente al cual deberán practicarse las notificaciones que correspondieren.

Requerida la intervención del panel de expertos, se convocará a una sesión especial dentro de los cinco días siguientes a la presentación de la discrepancia, debiendo establecer en ella un programa de trabajo que considerará una audiencia pública con las partes y los interesados de la que se dejará constancia escrita, entendiéndose siempre que la Comisión y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles tienen la condición de interesados en la esfera de sus respectivas atribuciones. El panel evacuará el dictamen dentro del plazo de treinta días contados desde la presentación de la discrepancia, salvo que la normativa legal o reglamentaria establezca un plazo diferente. El dictamen será fundado y todos los antecedentes recibidos serán públicos desde la notificación del dictamen.

El dictamen del panel de expertos se pronunciará exclusivamente sobre los aspectos en que exista discrepancia, debiendo optar por una u otra alternativa en discusión, sin que pueda adoptar valores intermedios. Será vinculante para todos los que participen en el procedimiento respectivo y no procederá ninguna clase de recursos, jurisdiccionales o administrativos, de naturaleza ordinaria o extraordinaria.

No obstante, el Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, con acuerdo del Consejo Directivo, mediante resolución exenta fundada, podrá, dentro del plazo de diez días contado desde la notificación del dictamen, declararlo inaplicable temporalmente, por el período que determine la resolución exenta, en caso que se refiera a materias ajenas a las señaladas en el artículo 130 o cuando ponga en riesgo manifiesto la seguridad del suministro eléctrico.

Artículo 134.- Los costos correspondientes al funcionamiento del panel de expertos serán determinados por el reglamento, considerando antecedentes históricos sobre el número, frecuencia, tipo y estimación de las discrepancias que se pudieren producir en conformidad a la ley.

Los costos de funcionamiento comprenderán los honorarios de los expertos y del secretario abogado, los gastos en personal administrativo y demás gastos generales. Estos costos serán de cargo de las empresas eléctricas de generación, transmisión y concesionarias de servicio público de distribución de energía eléctrica, mediante una prorrata que podrá considerar tanto el valor de sus activos como el número estimado de discrepancias que les afecten y la naturaleza o complejidad de éstas.

Corresponderá a la Comisión coordinar y ejecutar las actividades necesarias para la administración de estos gastos y para el funcionamiento del panel.

El financiamiento se efectuará en la forma que señale el reglamento, el cual deberá considerar un arancel fijo y periódico, en función de una proyección sobre el número, frecuencia y tipo de discrepancias.

Los honorarios mensuales de los integrantes del panel serán de trescientas veinte unidades tributarias mensuales, y los del secretario abogado, de ciento veinte unidades tributarias mensuales.

El panel tendrá su sede en la ciudad de Santiago y sesionará a lo menos una vez por semana para efectos de proveer el despacho de mero trámite, además de las sesiones que establezca en los programas de trabajo determinados para cada discrepancia sometida a su conocimiento.

Los integrantes del panel, el secretario abogado y el personal auxiliar del panel, no tendrán carácter de personal de la Administración del Estado. No obstante, les serán aplicables las normas sobre responsabilidad administrativa y probidad contenidas en la ley N° 18.575 y las previstas en el Título V del Código Penal sobre delitos de los empleados públicos, considerándoseles, por consiguiente, comprendidos en el artículo 260 del referido Código para estos efectos. Corresponderá a la Secretaría Ejecutiva de la Comisión o, en su caso, al Ministerio Público, ejercer la acción que corresponda según la naturaleza de la infracción.

Un reglamento, dictado mediante decreto supremo del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, desarrollará los procedimientos y materias que sean necesarios para ejecutar las disposiciones contenidas en este título.”.

Artículo 4º.- Introdúcense las siguientes adecuaciones en el decreto con fuerza de ley N°1, de 1982, de Minería, ley General de Servicios Eléctricos:

1) Suprímese, en la letra b) del número 4 del artículo 2°, la expresión “o para el transporte de energía eléctrica”.

2) Intercálase, en el número 5 del artículo 2º, a continuación de la expresión “ventas de energía eléctrica” y antes de la conjunción “y”, las palabras “el transporte de electricidad”, precedidas de una coma (,).

3) Agrégase, como inciso final del artículo 7°, el siguiente:

“Asimismo, es servicio público eléctrico el transporte de electricidad por sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión.”

4) Suprímese, en el artículo 8°, la expresión “y transporte”, que sigue a la frase “instalaciones de generación”.

5) Reemplázanse los incisos primero y segundo del artículo 46 por los siguientes:

“Sin la previa autorización del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, oída la Superintendencia y la Comisión, no se podrá transferir las concesiones de servicio público de distribución, o parte de ellas, sea por enajenación, arriendo, fusión, traspaso de la concesión de una persona natural a otra jurídica de la cual aquella sea asociada, transformación, absorción o fusión de sociedades, o bien por cualquier otro acto según el cual se transfiera el dominio o el derecho de explotación.

En particular, el informe de la Comisión, que el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción deberá tener presente, indicará si la transferencia de concesión en cuestión genera o no pérdidas de eficiencia en el sistema de distribución afectado. Se entenderá que existe pérdida de eficiencia en el sistema de distribución afectado si, como producto de la transferencia de concesión señalada, la prestación del servicio de distribución en la zona abastecida por dicho sistema debe efectuarse a un costo total anual superior al mismo que la prestación referida exhibe en la situación sin transferencia.

Asimismo, y para estos efectos, se entenderá que la zona abastecida por el sistema de distribución afectado comprende la totalidad de las concesiones de distribución de las empresas que

participan en la transferencia, cediendo o recibiendo la concesión cuya transferencia se analiza. A su vez, por costo de explotación se entenderá el definido en el artículo 116 de esta ley.

El Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción deberá propender a que las transferencias de concesiones no produzcan pérdidas de eficiencia en los sistemas de distribución. Sin embargo, si el informe de la Comisión evidencia la existencia de pérdidas de eficiencia por efecto de la transferencia de concesión en cuestión, el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción podrá otorgar su autorización, y la pérdida de eficiencia producto de la transferencia no deberá ser reflejada en las tarifas de los suministros sujetos a regulación de precios que se efectúen en el sistema de distribución afectado."

6) Sustitúyese el artículo 51 por el siguiente:

"Artículo 51.- Los propietarios de líneas eléctricas estarán obligados a permitir el uso de sus postes, torres y otras instalaciones necesarias, para el establecimiento de otras líneas eléctricas. Esta obligación sólo es válida para aquellas líneas que hagan uso de las servidumbres a que se refiere el artículo 50 y las que usen bienes nacionales de uso público, como calles y vías públicas, en su trazado."

7) Deróganse los artículos 51 A al 51 G del Capítulo V, Título II.

8) Modifícase el artículo 79 en la siguiente forma:

a) Sustitúyese, en los incisos primero y segundo (que pasa a ser tercero), la expresión "suministro" por "servicio".

b) Intercálase el siguiente inciso segundo, nuevo, pasando los actuales incisos segundo y tercero a ser tercero y cuarto, respectivamente:

"En todo caso, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, previa consulta con las empresas distribuidoras, podrá determinar una o más fechas en cada año en que las empresas distribuidoras efectuarán licitaciones de bloques de energía necesarias para abastecer la demanda, según lo indique el reglamento, a medida que sus contratos de energía vayan expirando."

9) Modifícase el inciso segundo del artículo 81 en los siguientes términos:

a) Sustitúyese la expresión "de los concesionarios que operen interconectados" por la frase "que operen interconectadas", y

b) Reemplázase el número 3 por el siguiente:

"3.- Garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión, en conformidad a esta ley."

10) Sustitúyese, en el inciso primero del artículo 83, la expresión “y continuidad del” por la preposición “de”.

11) Agrégase la siguiente letra d), nueva, en el inciso segundo del artículo 90:

“d) Cuando la potencia conectada del usuario final sea superior a 500 kilowatts. En este caso, el usuario final tendrá derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, por un período mínimo de tres años de permanencia en cada régimen.

El Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción podrá rebajar el límite de 500 kilowatts indicado en esta letra, previo informe de la Comisión Resolutiva establecida en el decreto ley N°211, de 1973.”

12) Agréganse, en el artículo 91, los siguientes incisos tercero y cuarto, nuevos:

“Por su parte, las transferencias de potencia entre empresas que poseen medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 81, serán valorizadas al precio de nudo de la potencia. Estas transferencias deberán realizarse en función de la capacidad de generación compatible con la suficiencia y los compromisos de demanda de punta existentes, conforme se determine en el reglamento.

Todo propietario de medios de generación sincronizados al sistema eléctrico tendrá derecho a vender la energía que evacue al sistema al costo marginal instantáneo, así como sus excedentes de potencia al precio de nudo de la potencia, debiendo participar en las transferencias a que se refieren los incisos segundo y tercero de este artículo. El reglamento establecerá los procedimientos para la determinación de estos precios cuando los medios de generación señalados se conecten directamente a instalaciones del sistema troncal, de subtransmisión o de distribución, así como los mecanismos de estabilización de precios aplicables a la energía inyectada por medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts y la forma en la que se realizará el despacho y la coordinación de estas centrales por el CDEC respectivo.”

13) Intercálase, a continuación del artículo 91, el siguiente artículo 91 bis, nuevo:

“Artículo 91 bis.- Todo propietario de instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, sean éstos empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, deberá prestar en el respectivo sistema eléctrico los servicios complementarios de que disponga, que permitan realizar la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 81, conforme a las normas de seguridad y calidad de servicio en dicho sistema.

Las exigencias de seguridad y calidad de servicio para cada sistema serán establecidas en la norma técnica que al efecto dicte el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, con informe de la Comisión.

El organismo de coordinación de la operación o CDEC deberá establecer los requisitos técnicos mínimos que deberá cumplir toda instalación que se interconecte al sistema eléctrico, o que sea modificada por toda instalación que se interconecte al sistema eléctrico, o que sea modificada por su propietario, sean éstos empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, y que sean exigibles conforme a la normativa vigente, en términos de su aporte a los objetivos de seguridad y calidad de servicio. Las exigencias correspondientes deberán contar con informe favorable de la Comisión antes de su puesta en vigencia.

El CDEC respectivo deberá definir, administrar y operar los servicios complementarios necesarios para garantizar la operación del sistema, sujetándose a las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la normativa vigente y minimizando el costo de operación del respectivo sistema eléctrico.

Los propietarios de las instalaciones interconectadas entre sí deberán declarar los costos en que incurren por la prestación de los respectivos servicios complementarios con su debida justificación, conforme lo determine el reglamento. Las prestaciones de servicios complementarios serán valorizadas por el CDEC correspondiente. El reglamento establecerá el sistema de precios de los servicios complementarios que, considerando las características de los mismos, sea compatible con los precios de energía y potencia que esta ley establece.”

14) En el artículo 96, inciso primero, número 2, intercálase, a continuación de la expresión “costos de distribución” y antes del punto y aparte (.), la siguiente frase: “y del cargo único por concepto de uso del sistema de transmisión troncal, señalado en la letra A) del artículo 71-30”.

15) Sustitúyese el artículo 97 por el siguiente:

“Artículo 97.- En los sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación igual o superior a 200 megawatts, los precios de nudo deberán reflejar un promedio en el tiempo de los costos marginales de suministro a nivel de generación-transporte para usuarios permanentes de muy bajo riesgo. Por su naturaleza, estos precios estarán sujetos a fluctuaciones que derivan de situaciones coyunturales, como variaciones en la hidrología, en la demanda, en los precios de combustibles y otros.

En los sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts, los precios de nudo se calcularán sobre la base del costo incremental de desarrollo y los costos totales de largo plazo para los segmentos de generación y transmisión, según corresponda, de sistemas eficientemente dimensionados, y considerando el abastecimiento total de la demanda del sistema eléctrico.

Los precios de nudo de los sistemas eléctricos indicados en el inciso anterior serán calculados y fijados según lo dispuesto en los artículos 104-1 y siguientes.”

16) Modifícase el artículo 99 de la forma siguiente:

a) En el número 1, intercálase, a continuación de la expresión “en construcción,” la siguiente frase: “resultantes del estudio de transmisión troncal a que se refieren los artículos 71-12 y siguientes,”.

b) En el número 4, sustitúyese la expresión “sistema eléctrico” por “sistema de transmisión troncal” y agrégase, a continuación del punto y coma (;) final, que se sustituye por un punto y seguido (.), la siguiente oración: “Los precios de nudo de energía a nivel de subtransmisión se determinarán conforme a lo establecido en los artículos 71-36 y siguientes;”.

c) En el número 5, reemplázase la expresión “sistema eléctrico” por “sistema de transmisión troncal”, y agrégase, a continuación del punto y coma (;) final, que se sustituye por un punto y seguido (.), la siguiente oración: “Los precios de nudo de potencia a nivel de subtransmisión se determinarán conforme a lo establecido en los artículos 71-36 y siguientes;”.

d) En el número 6, sustitúyese la expresión “para el sistema de transmisión operando con un nivel de carga tal que dicho sistema esté económicamente adaptado”, por la siguiente: “considerando el programa de obras de generación y transmisión señalado en el número 1 de este artículo”.

17) Modifícase el artículo 101 del siguiente modo:

a) En el inciso primero:

1) Intercálase la expresión “conforme lo establezca el reglamento” entre la frase “cada empresa deberá comunicar a la Comisión” y la expresión “la potencia”, entre comas (,).

2) Reemplázase la expresión “seis meses” por “cuatro meses”.

3) Agrégase, a continuación del punto y aparte (.), que se reemplaza por una coma (,), la siguiente frase: “expresados en moneda real al final del período informado, de acuerdo a los mecanismos de indexación de cada contrato.”

b) En el inciso segundo, sustitúyese la expresión “diez por ciento” por “cinco por ciento”.

c) En el inciso tercero:

1) Sustitúyese, en el número 1, la expresión “efectivo” por la frase “informado conforme al inciso primero,”.

2) En el primer párrafo del número 3, reemplázase la expresión “más de diez por ciento” por “más de cinco por ciento”.

3) En el segundo párrafo del número 3, intercálase, a continuación de la frase “todos los precios de nudo”, las expresiones “,sólo en su componente de energía,”; y reemplázase la frase “banda de diez por ciento” por “banda de cinco por ciento”.

18) Intercálase, en el artículo 105, a continuación de la expresión “instalaciones de distribución,” la siguiente frase: “y del cargo único por concepto de uso del sistema de transmisión troncal, señalado en la letra A) del artículo 71-30.”

19) Reemplázase el artículo 107 por el siguiente:

“Artículo 107.- Las componentes indicadas en el artículo anterior se calcularán cada cuatro años, para un número determinado de áreas típicas, sobre la base de un estudio de costos encargado a una empresa consultora. El estudio se basará en un supuesto de eficiencia en la política de inversiones y en la gestión de una empresa distribuidora operando en el país.

En el procedimiento de fijación de las tarifas de distribución, concurrirán, por derecho propio, las empresas concesionarias de servicio público de distribución y, en calidad de participantes, las empresas generadoras y los clientes no sujetos a fijación de tarifas. Asimismo, con la debida antelación y según se determine en el reglamento, deberá constituirse un registro de usuarios e instituciones interesados, conforme a los criterios establecidos en el artículo 71-13.

Antes de nueve meses del término del período de vigencia de las fórmulas tarifarias y según se determine reglamentariamente, la Comisión deberá poner en conocimiento de las empresas distribuidoras, de los participantes y de los usuarios e instituciones interesadas, las bases técnicas y administrativas sobre las cuales se efectuará el estudio de costos para establecer las fórmulas tarifarias para el período siguiente, incluyendo la definición de áreas típicas de distribución y los requisitos y condiciones de elegibilidad de las empresas consultoras que podrán postular a la realización del estudio.

Las empresas distribuidoras, los participantes y los usuarios e instituciones interesadas podrán presentar sus observaciones a la Comisión, dentro de los quince días siguientes a su conocimiento. En caso que dentro de los cinco días siguientes no se produzca acuerdo con la Comisión, en el plazo de tres días, se podrá requerir la intervención del panel de expertos para que evacue su dictamen dentro de los siguientes quince días.

El acuerdo o, en su caso, el dictamen del panel de expertos a que se refiere el inciso anterior, será aplicado precisamente por la Comisión y establecerá, mediante resolución exenta, las bases técnicas y administrativas del estudio de costos, las áreas típicas y los requisitos de elegibilidad de las empresas consultoras para la realización del estudio.

El estudio se contratará a través de una licitación pública nacional o internacional, según dispongan las bases técnicas y administrativas y las condiciones o requisitos de elegibilidad definidos conforme al inciso anterior, y será adjudicado y supervisado por un comité

formado por un representante del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, uno de la Comisión, dos representantes de las empresas distribuidoras, uno de los generadores y uno de los usuarios no sujetos a fijación de precios. Las empresas distribuidoras y los participantes deberán concurrir al pago del estudio de costos de las componentes, a través de un mecanismo de asignación objetivo y proporcional que se determinará reglamentariamente.

El estudio deberá ser adjudicado a más tardar siete meses antes del término del período de vigencia de las fórmulas tarifarias.

Antes de cuatro meses del término del período de vigencia de las fórmulas tarifarias, el consultor deberá enviar a la Comisión, a las empresas distribuidoras y a los participantes, un informe final que contenga los resultados del estudio. El desarrollo del estudio deberá contemplar la remisión de informes parciales para que la Comisión, las empresas distribuidoras y los participantes puedan presentar observaciones, las que deberán ser respondidas expresamente por el consultor en su informe final.

La Comisión, en el plazo de quince días contado desde la recepción del estudio, convocará a una audiencia pública a los participantes, usuarios e instituciones interesadas, en la que el consultor expondrá los resultados del estudio. El reglamento establecerá el procedimiento y las demás normas a que se sujetará esta audiencia. En el plazo de quince días contado desde su celebración, las empresas distribuidoras, los participantes, usuarios e instituciones interesadas podrán realizar observaciones al estudio presentado. La Comisión deberá revisar dichas observaciones a efectos de ser consideradas o no en el informe respectivo.

Vencido el plazo para formular observaciones, la Comisión tendrá un plazo de diez días para comunicar a las empresas distribuidoras, los participantes, usuarios e instituciones interesadas, los valores agregados y las tarifas básicas preliminares. En caso de existir observaciones a lo informado por la Comisión, las empresas distribuidoras, los participantes, usuarios e instituciones interesadas, en el plazo de diez días, podrán presentar sus discrepancias al panel de expertos, el que deberá resolver dentro del plazo de diez días. En los diez días siguientes a la resolución de los expertos, la Comisión deberá informar los valores agregados y estructurará las tarifas básicas preliminares, que serán notificadas por la Comisión a las empresas distribuidoras, los participantes, usuarios e instituciones interesadas, mediante resolución exenta.

Dentro de los diez días siguientes a la resolución indicada en el inciso anterior, las empresas distribuidoras deberán comunicar a la Comisión, los participantes, usuarios e instituciones interesadas, los ingresos a que daría origen la aplicación de las tarifas básicas preliminares para que, con su mérito, la Comisión efectúe, en un plazo de diez días, los ajustes de valores agregados a que dé lugar la aplicación de los procedimientos establecidos en los artículos 108 y 109, y determine las fórmulas tarifarias definitivas para cada empresa y sector de distribución. Las empresas distribuidoras, los participantes y los usuarios e instituciones interesadas tendrán un plazo de cinco días para presentar sus discrepancias al panel de expertos, el que deberá evacuar su dictamen dentro de los diez días siguientes.”

20) Sustitúyese el artículo 110 por el siguiente:

"Artículo 110.- Con los valores agregados definitivos, calculados según el procedimiento indicado en el artículo 109, la Comisión estructurará fórmulas indexadas que expresarán las tarifas en función de los precios de nudo, del costo de transmisión que corresponda a los suministros sometidos a regulación de precios y de los índices de precios de los principales insumos de la distribución. La Comisión estructurará tantas fórmulas como empresas y sectores de distribución en cada empresa se hayan definido y serán válidas para los siguientes cuatro años, salvo que se produjere una variación acumulada del Indice de Precios al Consumidor superior al cien por ciento, o bien que la tasa de rentabilidad económica antes de impuestos a las utilidades para el conjunto de todas las empresas distribuidoras, calculado según el procedimiento descrito en el artículo 108, difiera en más de cinco puntos de la tasa de actualización definida en el artículo 106. En estos casos se deberá efectuar un nuevo estudio, salvo que las empresas concesionarias de servicio público de distribución y la Comisión, con informe favorable del panel de expertos, acuerden por unanimidad ajustar las fórmulas originales. En el caso de efectuarse un nuevo estudio, éste tendrá vigencia hasta completar el período de cuatro años.

Sin perjuicio de lo anterior, en caso de acuerdo unánime de las empresas y la Comisión y con informe favorable del panel de expertos, podrá efectuarse un nuevo estudio de costos. Las fórmulas resultantes tendrán vigencia hasta el término del período respectivo."

21) Derógase el artículo 111.

22) Agrégase, en el inciso segundo del artículo 116, a continuación del punto y final (.), que pasa a ser punto y seguido (.), la siguiente oración: "Dentro del plazo de diez días de recibida la resolución de la Superintendencia que informa los costos de explotación fijados, las empresas podrán presentar sus discrepancias al panel de expertos, que resolverá en el plazo de quince días."

23) Sustitúyese el artículo 118 por el siguiente:

"Artículo 118.- El VNR se calculará cada cuatro años, en el año anterior al cual corresponda efectuar una fijación de fórmulas tarifarias.

Para tal efecto, antes del treinta de junio del año respectivo, el concesionario comunicará a la Superintendencia el VNR correspondiente a las instalaciones de distribución de su concesión, acompañado de un informe auditado. La Superintendencia fijará el VNR, para lo cual podrá aceptar o modificar el valor comunicado por la empresa, en el plazo de tres meses. De no existir acuerdo entre el concesionario y la Superintendencia, el VNR será determinado por el panel de expertos. Los expertos deberán pronunciarse sobre el VNR antes del 31 de diciembre del año respectivo. A falta de comunicación del VNR y del informe auditado, este valor será fijado por la Superintendencia antes del 31 de diciembre de ese año, y no procederá ninguna clase de recursos en

su contra, jurisdiccional o administrativo, de naturaleza ordinaria o extraordinaria.

En el plazo que medie entre dos fijaciones de VNR, éste será aumentado o rebajado en la misma proporción en que varíe el Indice de Precios al Consumidor.”

24) Agrégase el siguiente artículo 119 bis, nuevo:

“Artículo 119 bis.- Las concesionarias conformadas por sociedades anónimas cerradas estarán sujetas a las normas que rigen a las sociedades anónimas abiertas y, por lo tanto, quedarán sometidas a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros en el ámbito de su competencia.”

25) Introdúcense las siguientes modificaciones en el artículo 150:

a) Sustitúyese la letra b) del artículo 150 por la siguiente:

“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.”

b) En la letra e), sustitúyese el término “seguridad” por “confiabilidad”.

c) Agréganse las siguientes letras r) a z), nuevas:

“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.”

ARTÍCULOS TRANSITORIOS.

Artículo 1º.- El decreto que debe definir, para cada sistema eléctrico, los sistemas de subtransmisión deberá ser dictado en los términos indicados en el artículo 71-3, que esta ley introduce en el decreto con fuerza de ley N°1, de 1982, del Ministerio de Minería, dentro de los cuarenta y cinco días siguientes a la publicación de esta ley.

Se considerarán instalaciones integrantes de los sistemas de transmisión troncal de cada sistema, para la primera fijación de valores por tramo y del área de influencia común, para la primera determinación de peajes, las siguientes:

a) Sistema Interconectado del Norte Grande (SING):

Número	**Tramo**		**Tensión (kV)**
	De Barra	A Barra	
1	Tarapaca 220	Lagunas 220	220
2	Crucero 220	Lagunas 220	220

b) Sistema Interconectado Central (SIC):

Número	Tramo		Tensión (kV)
	De Barra	A Barra	
1	Ancoa 500	Alto Jahuel 500	500
2	Ancoa 500	Alto Jahuel 500	500
3	Diego de Almagro 220	Carrera Pinto 200	220
4	Carrera Pinto 200	Cardones 220	220
5	Cardones 220	Maitencillo 220	220
6	Cardones 220	Maitencillo 220	220
7	Maitencillo 220	Pan de Azúcar 220	220
8	Maitencillo 220	Pan de Azúcar 220	220
9	Pan de Azúcar 220	Los Vilos 220	220
10	Pan de Azúcar 220	Los Vilos 220	220
11	Los Vilos 220	Quillota 220	220
12	Los Vilos 220	Quillota 220	220
13	Polpaico 220	Quillota 220	220
14	Polpaico 220	Quillota 220	220
15	Alto Jahuel 220	Polpaico 220	220
16	Alto Jahuel 220	Polpaico 220	220
17	Cerro Navia 220	Polpaico 220	220
18	Cerro Navia 220	Polpaico 220	220
21	Chena 220	Cerro Navia 220	220
22	Chena 220	Cerro Navia 220	220
23	Alto Jahuel 220	Chena 220	220
24	Alto Jahuel 220	Chena 220	220
25	Charrúa 220	Ancoa 220	220
26	Charrúa 220	Ancoa 220	220
27	Charrúa 220	Ancoa 220	220
28	Temuco 220	Charrúa 220	220
30	Valdivia 220	Temuco 220	220
31	Barro Blanco 220	Valdivia 220	220
32	Puerto Montt 220	Barro Blanco 220	220
33	Puerto Montt 220	Temuco 220	220
34	Paine 154	Alto Jahuel 154	154
35	Rancagua 154	Paine 154	154
36	Itahue 154	Rancagua 154	154
37	Punta Corte 154	Alto Jahuel 154	154
38	San Fernando 154	Punta Corte 154	154
40	Teno 154	San Fernando 154	154
42	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	220
43	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	220
44	Ancoa 220	Ancoa 220	500
45	Ancoa 220	Ancoa 220	500
46	Alto Jahuel 154	Alto Jahuel 220	220

Se considerarán instalaciones del área de influencia común en la primera determinación de la misma, las siguientes:

a) Sistema Interconectado del Norte Grande (SING):

Número	Nombre	Tensión
1	Estación Cruceros	220

b) Sistema Interconectado Central (SIC):

Número	Tramo		Tensión (kV)
	De Barra	A Barra	
1	Ancoa 500	Alto Jahuel 500	500
2	Ancoa 500	Alto Jahuel 500	500
12	Los Vilos 220	Quillota 220	220
13	Polpaico 220	Quillota 220	220
14	Polpaico 220	Quillota 220	220
15	Alto Jahuel 220	Polpaico 220	220
16	Alto Jahuel 220	Polpaico 220	220
17	Cerro Navia 220	Polpaico 220	220
18	Cerro Navia 220	Polpaico 220	220
21	Chena 220	Cerro Navia 220	220
22	Chena 220	Cerro Navia 220	220
23	Alto Jahuel 220	Chena 220	220
24	Alto Jahuel 220	Chena 220	220
42	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	220
43	Alto Jahuel 500	Alto Jahuel 220	220
44	Ancoa 500	Ancoa 220	500
45	Ancoa 500	Ancoa 220	500
25	Charrúa 220	Ancoa 220	220
26	Charrúa 220	Ancoa 220	220
27	Charrúa 220	Ancoa 220	220

Artículo 2°.- Dentro de sesenta días siguientes a la publicación de esta ley, la Comisión Nacional de Energía, en adelante “la Comisión”, deberá iniciar el proceso de licitación del estudio de transmisión troncal, conforme a lo dispuesto por los artículos 71-12 y siguientes del nuevo Título III que esta ley introduce en el decreto con fuerza de ley N°1, de 1982, de Minería.

Para los efectos de este primer proceso de estudio de transmisión troncal y la respectiva fijación de valores, se deberán considerar todas las instalaciones de transmisión troncal identificadas en el artículo anterior, independientemente de su propiedad.

Artículo 3°.- Antes de cumplirse doce meses desde la publicación del primer decreto que definirá los sistemas de transmisión troncal para cada uno de los sistemas interconectados del país, sus propietarios y operadores deberán haber dado cumplimiento al artículo 71-5 del decreto con fuerza de ley N°1, de 1982, de Minería. En caso de que ello requiera la venta de capital accionario de las sociedades propietarias de los sistemas de transmisión troncal, la venta deberá efectuarse a través de licitaciones efectuadas en bolsa, de paquetes accionarios de la sociedad.

No obstante lo señalado en el inciso anterior, las empresas que operan en cualquier otro segmento del sistema eléctrico, o los usuarios no sometidos a fijación de precios, que a la fecha de publicación de esta ley fueran propietarias de líneas e instalaciones que posteriormente sean declaradas como pertenecientes a un sistema troncal, podrán mantener la propiedad de dichas líneas e instalaciones y a su respecto no regirá la limitación establecida en el artículo 71–5 del decreto con fuerza de ley N°1, de 1982, de Minería. En todo caso, deberán constituir sociedades transmisoras de giro exclusivo en el plazo de un año, contado desde la publicación del decreto que declara la respectiva línea o instalación como troncal, y no podrán participar en la propiedad de ninguna ampliación del sistema troncal respectivo.

Artículo 4°.- El régimen de recaudación y pago por el uso de las instalaciones de transmisión troncal, previsto en los artículos 71-29, 71-30 y 71-32 del decreto con fuerza de ley N°1, de 1982, de Minería, regirá desde la fecha de publicación de esta ley. No obstante, en el período que medie entre la fecha indicada y la dictación del primer decreto de transmisión troncal, los propietarios de centrales, las empresas que efectúen retiros y los usuarios finales que deban pagar los peajes de transmisión, lo harán en conformidad a las normas legales que la presente ley modifica.

El primer estudio de transmisión troncal determinará los valores de inversión, V.I., por tramo correspondientes tanto para el período transcurrido desde la publicación de la ley, como los V.I. por tramo para los cuatro años siguientes.

Sobre la base de tales valores, los centros de despacho económico de carga deberán reliquidar los pagos que deban efectuar las empresas y los usuarios finales, en su caso. Las diferencias que resulten respecto de las sumas pagadas deberán abonarse dentro de los treinta días siguientes a la reliquidación, por los propietarios de centrales y las empresas que efectúen retiros, y dentro del primer período tarifario por los usuarios finales.

Artículo 5°.- En un plazo no superior a doce meses, contado desde la publicación del decreto que defina los sistemas de subtransmisión señalado en el artículo 1º transitorio, la Comisión dará inicio al proceso de fijación de tarifas de subtransmisión, conforme a lo dispuesto en los artículos 71-36 y siguientes del decreto con fuerza de ley N°1, de 1982, del Ministerio de Minería.

Artículo 6°.- En los sistemas de capacidad instalada superior a 1.500 kilowatts e inferior a 200 megawatts, la primera fijación tarifaria conforme a lo señalado en los artículos 104-1 y siguientes del decreto con fuerza de ley N°1, de 1982, de Minería, se efectuará en forma coincidente con el cálculo del precio de nudo, cuyo proceso se inicie inmediatamente a continuación de la fecha de publicación de esta ley.

En el período que medie entre la fecha de publicación de esta ley y la fecha de la fijación señalada en el inciso anterior, la Comisión efectuará la fijación de precios de los segmentos de generación y transmisión de estos sistemas, conforme a los criterios

establecidos en los artículos 104-1 y siguientes del decreto con fuerza de ley N°1, de 1982, de Minería, y oyendo a las empresas que operen en los sistemas eléctricos respectivos.

Artículo 7°.- La Comisión deberá proceder a la primera determinación de los peajes establecidos en el artículo 71-43 del decreto con fuerza de ley N°1, de 1982, de Minería, conjuntamente con la próxima fijación de valores agregados de distribución.

Artículo 8°.- Los contratos en las materias referentes a peajes de transmisión, sean éstos del sistema de transmisión troncal o de subtransmisión, así como en las materias de peajes a nivel de distribución, válidamente celebrados con anterioridad al día 6 de mayo de 2002 y que se encuentren vigentes a la fecha de publicación de esta ley, continuarán rigiendo hasta el vencimiento que tenían previsto en dicha fecha y producirán todos sus efectos. Aquellos contratos celebrados con posterioridad al día 6 de mayo de 2002 deberán adecuarse en las disposiciones pertinentes a esta ley, dentro del plazo máximo de un año contado desde la publicación de la misma.

Artículo 9°.- La circunstancia establecida en la letra d) del inciso final del artículo 90 del decreto con fuerza de ley N°1, de 1982, de Minería, que permite contratar a precios libres los suministros referidos en los números 1 y 2 del mismo artículo, entrará en vigencia una vez transcurridos dos años desde la publicación de esta ley.

Artículo 10.- El Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe de la Comisión y mediante un decreto dictado bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, determinará las ampliaciones de los sistemas troncales que, en su caso, requieren construcción inmediata para preservar la seguridad del suministro. En el mismo decreto establecerá sus características técnicas, los plazos para el inicio de las obras y entrada en operaciones de las mismas.

Para estos efectos, los centros de despacho económicos de carga, en el plazo de sesenta días a contar de la entrada en vigencia de esta ley, deberán efectuar una recomendación, acordada por la mayoría de sus miembros, sobre las ampliaciones que reúnan las condiciones indicadas en el inciso anterior.

El decreto aludido en el inciso primero de este artículo considerará las siguientes dos situaciones posibles:

a) En el caso de extensiones del sistema troncal que requieren construcción inmediata y que correspondan a líneas o subestaciones troncales calificadas como nuevas, la construcción y la remuneración de dichas instalaciones se regirán por las normas establecidas en el artículo 71-23 del decreto con fuerza de ley N°1, de 1982, de Minería.

Los plazos y términos bajo los cuales la Comisión llamará a la licitación contemplada en el artículo 71-23 se establecerán en el aludido decreto.

b) En el caso de ampliaciones de instalaciones existentes del sistema troncal que requieren construcción inmediata, éstas serán de construcción obligatoria para las empresas propietarias de dichas instalaciones, debiendo sujetarse a las condiciones fijadas en el respectivo decreto para su ejecución.

El V.I. de cada ampliación de instalaciones existentes será determinado con carácter referencial por el referido decreto. Para la determinación del V.I. que deberá reflejarse definitivamente en el pago del servicio de transmisión, las empresas propietarias de las instalaciones deberán licitar la construcción de las obras a empresas calificadas, a través de procesos de licitación públicos, abiertos y transparentes, auditables por la Superintendencia.

Estas instalaciones serán remuneradas conforme a las disposiciones generales sobre peajes previstas en la ley. Para estos efectos, el centro de despacho económico de carga que corresponda considerará el V.I. referencial a partir de su puesta en servicio y el V.I. definitivo una vez que el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe de la Comisión, lo establezca mediante un decreto, lo que dará origen además a las reliquidaciones que correspondan, las que serán realizadas por el centro de despacho económico de carga respectivo.

Artículo 11.- No serán aplicables los peajes unitarios que, de conformidad a esta ley, correspondiere determinar a causa de retiros de electricidad para abastecer los consumos de usuarios o clientes, si concurren las siguientes condiciones copulativas:

a) Que se trate de usuarios no sometidos a fijación de precios.

b) Que el monto de los retiros corresponda a lo contratado con una o más empresas generadoras hasta el 6 de mayo de 2002.

A aquellos usuarios que cumplan las condiciones anteriores, les serán aplicables las normas de determinación de peajes vigentes al momento de la suscripción de los respectivos contratos de suministro, y por los plazos de vigencia de los mismos. Para tal efecto, los plazos de vigencia serán aquellos convenidos con anterioridad al 6 de mayo de 2002.

Los montos de peajes de transmisión exceptuados en virtud del inciso anterior serán financiados a prorrata por los generadores del sistema, de acuerdo al uso que cada uno de ellos haga, según despacho proyectado, de las instalaciones del sistema troncal.

Artículo 12.- Dentro del plazo de sesenta días contado desde la entrada en vigencia de esta ley, deberá procederse al nombramiento de los profesionales que integrarán el panel de expertos y a la instalación del mismo, de acuerdo al procedimiento establecido en esta ley.

Para los efectos de la renovación parcial del panel de expertos, el período inicial de vigencia del nombramiento será de cuatro años para tres de sus integrantes, y de seis años para los restantes, según designación que efectúe la Comisión Resolutiva, la cual oficiará al Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, para efectos de que curse la correspondiente resolución de nombramiento.

Se designó Diputado informante al señor Cristián Leay Morán.

SALA DE LA COMISIÓN, a 24 de octubre de 2003.

Tratado y acordado, conforme se consigna en las actas de las sesiones de fecha 15 de mayo; 5, 12 y 19 de junio; 3, 10, 17 y 30 de julio; 7 y 21 de agosto; 4 y 11 de septiembre; 2, 9, 16 y 30 de octubre; 6 y 13 de noviembre, y 4, 11 y 18 de diciembre de 2002; 8 y 15 de enero; 5, 12 y 19 de marzo; 2, 9, 16 y 30 de abril; 14 de mayo; 4 y 11 de junio; 2, 16 y 30 de julio; 6, 13 y 27 de agosto; 3 y 10 de septiembre, y 1 y 8 de octubre de 2003, con la asistencia de los Diputados señores Leay, don Cristián (Presidente); Araya, don Pedro; Bayo, don Francisco; Bertolino, don Mario; Encina, don Francisco; Escobar, don Mario; García-Huidobro, don Alejandro; González, doña Rosa; Ibáñez, doña Carmen; Jarpa, don Carlos Abel; Leal, don Antonio; Molina, don Darío; Mora, don Waldo; Mulet, don Jaime; Rojas, don Manuel; Valenzuela, don Esteban, y Vilches Guzmán, don Carlos.

Se adjunta a este informe 5 textos comparados que contienen los 4 artículos permanentes y los artículos transitorios, en forma separada.

PATRICIO ÁLVAREZ VALENZUELA,
Secretario de la Comisión.