

MENSAJE DE S.E. EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA CON EL QUE SE INICIA UN PROYECTO DE LEY QUE REGULA SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA, ESTABLECE UN NUEVO REGIMEN DE TARIFAS PARA SISTEMAS ELÉCTRICOS MEDIANOS E INTRODUCE LAS ADECUACIONES QUE INDICA A LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS

SANTIAGO, mayo 6 de 2002

M E N S A J E N° 102-346/

0

1

2Honorable Cámara de Diputados:

**A S.E. EL
PRESIDENTE
DE LA H.
CAMARA DE
DIPUTADOS**

3En uso de mis facultades constitucionales, vengo en someter a consideración del H. Congreso Nacional un proyecto de ley que tiene por objeto fortalecer ciertos siguientes 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 capacidad; el mercado de servicios complementarios que otorgan confiabilidad a los sistemas eléctricos, y la adecuación de ciertos conceptos relativos a la capacidad, seguridad y confiabilidad de los servicios eléctricos.

A. ANTECEDENTES Y OBJETIVOS DEL PROYECTO.-

1. Descripción del marco regulatorio vigente.-

La actual legislación eléctrica, contenida en el DFL N°1 de 1982, de Minería, se diseñó con el objeto de organizar el mercado eléctrico nacional siguiendo un

modelo de prestación de los servicios eléctricos a través de empresas privadas que operan tanto en mercados competitivos, como en segmentos no competitivos sometidos a regulación de precios y de calidad de suministro.

Consistentemente con esta visión, se definieron diferentes segmentos o ámbitos de actividad en algunos de los cuales se privilegia la libertad de emprendimiento y el establecimiento libre de los precios - cuando las condiciones naturales de los mercados lo permiten-, mientras en otros segmentos, en los cuales se verifica la existencia de monopolios naturales, se aplican regulaciones tendientes a simular condiciones de precios y calidad similares a los que se obtendrían en condiciones de competencia.

De este modo, la legislación vigente reconoce tres segmentos de actividad: la generación, la transmisión, y la distribución de energía eléctrica, cuyas principales características se describen continuación.

a. Segmento Generación.

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.

Los generadores enfrentan demandas que provienen de tres mercados básicos: 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; Grandes Clientes, constituido por clientes finales con potencia conectada superior a 2000 kW, mercado en que las ventas pueden efectuarse a precios libremente pactados; y 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.

b. Segmento 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.

Los propietarios de sistemas de transmisión, establecidos 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.

c. Distribución.

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 la modalidad 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. Las tarifas a cobrar a clientes con capacidad conectada inferior a 2000 kW dentro de sus zonas de concesión, son fijadas por la autoridad, pero se pueden pactar libremente los precios de suministro con clientes de capacidad superior a la indicada.

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.

2. La evolución del marco regulatorio.-

El sistema regulatorio, vigente desde 1982, ha permitido un desarrollo satisfactorio del sector eléctrico, además de su tránsito desde a un sistema de propiedad estatal a otro de propiedad mayoritariamente privada sin alteraciones en los niveles de calidad y seguridad entre 1982 y 1990. 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 10 años.

No obstante los logros alcanzados, también durante los últimos años se han detectado dificultades en la operación del sector, alguna de ellas originadas en vacíos o limitaciones de la regulación, en su mayoría derivadas de las transformaciones que el sector ha experimentado a raíz de su dinámico crecimiento.

Los problemas detectados se refieren a diversos aspectos de la organización y regulación del sector. 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 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 de suministro, y por otra parte, dificultan el libre acceso de prestadores al mercado, reduciendo la competitividad de éste; 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.

3. El proceso de modernización de la regulación impulsado por el Gobierno.-

Para resolver las dificultades mencionadas, el Gobierno ha fijado una política regulatoria de mediano y largo plazo, cuyo objetivo es modernizar integralmente la

regulación del sector, adaptándola a las necesidades de su desarrollo futuro.

Los principales temas identificados en dicha política, son 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.

4. Las prioridades actuales.-

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 tienen incidencia 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 esta razón, se 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.

B. IDEAS MATRICES DEL PROYECTO. -

La consecución de los objetivos prioritarios descritos en el acápite anterior, con la rapidez que imponen los problemas que se busca atender, de modo de contar en el corto plazo, con los perfeccionamientos normativos esenciales para el desarrollo eficiente del sector eléctrico, exige concentrar la presente iniciativa en algunos aspectos específicos del marco regulatorio aplicable a dicho sector.

En efecto, como se ha indicado antes, la opción del Ejecutivo de abordar los perfeccionamientos más urgentes en la presente iniciativa obedece en gran medida, a la necesidad de implementar dichas medidas en breve plazo, evitando así la innecesaria dilación de estas correcciones prioritarias, que se produciría si ellas se incluyeran en una revisión global del marco regulatorio del sector.

De este modo, la presente incitativa se presenta como una propuesta normativa acotada y circunscrita a los específicos

aspectos regulatorios que se estiman imprescindibles de modernizar o corregir en lo inmediato, para remover las trabas o dificultades que en la actualidad representan el mayor entorpecimiento para el desarrollo de la actividad.

Es así como el proyecto de ley que se somete a vuestra consideración no se plantea como una modificación abierta de la regulación del sector eléctrico, sino que se estructura sobre precisas y determinadas ideas matrices. Ellas son las siguientes:

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.

C. FUNDAMENTOS DE LA REGULACION DE SISTEMAS DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD.-

Descripción del segmento transmisión de energía eléctrica.-

La regulación de los diferentes segmentos de la actividad eléctrica se basa en una tarificación marginalista, que tiene como objetivo una asignación eficiente de los recursos y una utilización óptima de los mismos a través de toda la cadena productiva. Si bien los diferentes segmentos presentan particularidades en su estructura tanto técnica como de costos, este principio marginalista atraviesa el mercado eléctrico en su conjunto.

Ahora bien, el segmento transmisión ha ido adquiriendo una importancia cada vez más gravitante dentro de los mercados eléctricos, fenómeno que no sólo se observa en Chile, sino también a nivel mundial. En efecto, a medida que los procesos de desregulación en países de la región, en Europa y EE.UU. han pasado a etapas más avanzadas, se ha entendido que las posibilidades de tener un mercado de generación competitivo, con una adecuada calidad de suministro, dependen de modo fundamental, de la tarificación que el regulador establezca para la actividad económica de transmisión. No obstante el consenso respecto a la idea anterior, no ha habido acuerdo respecto a cuál es la mejor solución para tarificar la transmisión y, por ende, en distintos países se observan dificultades para compatibilizar la propiedad y administración privada de este segmento, con una expansión adecuada a las necesidades de crecimiento de los sistemas.

Nuestro país no ha estado ajeno a este fenómeno. De hecho, en un primer período de la aplicación del DFL N° 1, el segmento generación-transmisión se consideraba como uno solo, sobre la base del supuesto de que las economías de escala para el conjunto no eran significativas.

Sin embargo, a poco andar, se constató que la transmisión tiene, en sí misma, importantes economías de escala, que tienden a convertirla en un monopolio dentro de la cadena productiva. Ello dio paso y quedó reflejado en la modificación efectuada a la Ley General de Servicios Eléctricos en el año 1990, que introdujo los conceptos y reglas relativas a los pagos de peajes al sistema de transmisión como una renta necesaria para complementar los ingresos del propietario de los medios de transporte, no cubierta por los ingresos tarifarios marginalistas.

No considerar las economías de escala presentes en el segmento de transmisión provoca un desequilibrio financiero que impide que éste se rente, pues los costos marginales con los cuales se le tarifica resultan inferiores a los costos medios del negocio de transmisión. En ese sentido, la teoría marginalista se convierte sólo en un referente o marco para el sistema de transmisión, debiendo el regulador hacer las

correcciones necesarias para establecer los adecuados equilibrios financieros, y el correcto desarrollo y funcionamiento del mercado eléctrico en su conjunto.

De esta forma, hoy los transmisores reciben en forma explícita o directa de parte de los generadores, lo que se podría denominar un ingreso variable, que se origina a partir de la valorización a costo marginal de corto plazo de las inyecciones (ventas) y retiros (compras) en los diferentes nodos del sistema, denominado Ingresos Tarifarios. Por otra parte, reciben un ingreso fijo, que resulta de prorratear entre quienes utilizan determinadas instalaciones, la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo más el costo de operación y mantenimiento de éstas (AVNR & COYM). Así, el pago o financiamiento del sistema de transmisión por parte de los clientes finales o demanda, es indirecto, toda vez que está implícito en los precios de equilibrio a los cuales se transa la energía entre clientes finales y generadores.

El sistema descrito se estableció en el entendido que entregaría los incentivos para una adecuada operación y mantención de los sistemas de transmisión, y para motivar las decisiones de inversión destinadas a la expansión de la red.

Sin embargo, en los últimos años los mencionados incentivos no han operado correctamente, pues el transmisor, al recibir los ingresos que le permiten cubrir sus costos totales con independencia de las saturaciones o situaciones de escasez que se produzcan en el sistema, no se ha impulsado a invertir en nuevas instalaciones, provocando importantes cuellos de botella en el sistema.

Por otra parte, la legislación vigente si bien considera a la transmisión como actividad económica y establece una remuneración para tal efecto, no la define con características de servicio público, no existiendo tampoco entonces la obligación de los propietarios de la red para expandir el sistema.

Problemas específicos de la Regulación Vigente.

a. Falta de claridad en determinación de Peajes.

La estructura actual de peajes combina de manera particular los conceptos de pago por uso y por comercialización de la electricidad producida por las centrales de generación.

En efecto, la existencia de un peaje básico, que se determina a partir de un concepto denominado Area de Influencia, que apunta a establecer aquellas instalaciones que se ven directa y necesariamente afectadas por las inyecciones de potencia y energía de una central generadora, hace que el generador pague dicho peaje aún cuando venda toda su producción al mercado spot, es decir, sin comercializar la energía con clientes finales a través de contratos.

El pago por comercialización, por su parte, aparece bajo la figura de peajes adicionales, los que deben ser pagados por el generador cuando establece contratos de suministro fuera de su área de influencia.

Aunque en teoría esta estructura tarifaria puede parecer apropiada para determinar el monto que cada generador debe pagar al transportista, en la práctica se han presentado innumerables dificultades en su aplicación. Dichas dificultades se refieren, en primer lugar, a la falta de claridad en la definición legal del área de influencia, que ha generado diversas interpretaciones en sucesivos acuerdos de peaje. En segundo término, las negociaciones bilaterales de peajes entre generadores y propietarios de los sistemas de transmisión, mecanismo que la ley privilegia para el establecimiento de los montos de peajes, han terminado por lo general recurriendo a comisiones arbitrales ad-hoc, lo que ha generado largos períodos de debate e incertidumbre respecto a los resultados del arbitraje y, paralelamente, ha derivado en fallos sustancialmente diferentes para similares conjuntos de instalaciones.

Por ésta razón, el costo del peaje se ha convertido en un ítem difícil de determinar ex ante para un nuevo inversionista en

generación que desea ingresar al sistema, constituyéndose en un factor de riesgo que opera como una barrera a la entrada a la industria de generación.

b. Integración vertical y barreras de entrada.

Los sistemas de transmisión constituyen la infraestructura que permite el acceso de los productores al mercado, y de los consumidores a las opciones de suministro; su desarrollo adecuado y la no discriminación en la distribución de sus costos entre distintos usuarios, son condiciones esenciales para que el mercado de energía eléctrica funcione en forma eficiente.

Como se ha señalado, el sistema de determinación de peajes actual no da garantías de una aplicación no discriminatoria para todos los usuarios, dado que los peajes individuales se han determinado en forma bilateral y diversa a través del tiempo.

De otro lado, en la mayor parte de las legislaciones comparadas se reconoce la inconveniencia de que la propiedad de los sistemas de transmisión principales esté en empresas relacionadas con las que operan en suministro y comercialización de energía, ya que se producen incentivos al uso discriminatorio de la transmisión como instrumento de competencia desleal. No es este el caso en Chile, donde actualmente la ley no impone condición alguna para la propiedad de la transmisión, y donde el grado de integración vertical transmisión-generación ha sido alto hasta muy recientemente.

En efecto, hasta principios del año 2001, las principales instalaciones de transmisión en el Sistema Interconectado Central eran de propiedad de ENDESA S. A., una de las principales empresas generadoras presente en el sistema. En el Sistema Interconectado del Norte Grande, por su parte, las instalaciones de transmisión pertenecen a diversas empresas generadoras, y en varios casos se han desarrollado como resultado de los contratos que éstas han acordado con grandes clientes.

Esta situación, unida a la falta de claridad en la forma de cálculo y fijación de peajes, ha resultado en que el costo de acceder al mercado presente un alto grado de riesgo para nuevos inversionistas en generación.

Aspectos centrales de un nuevo esquema de tarificación en transmisión.-

Existe consenso a nivel general, acerca de la importancia del diseño tarifario para los pagos de peajes, ya que un mecanismo bien diseñado puede permitir a los usuarios, generadores y demanda, tener los incentivos necesarios para un adecuado uso de los recursos del sistema, y a partir de correctas señales tarifarias, adoptar las decisiones de inversión y localización más óptimas, tanto privadas como sociales.

De este modo, la regulación en transmisión debiera apuntar a generar los incentivos de eficiencia económica y técnica, de modo que la red se desarrolle a mínimo costo, se logren adecuados niveles de confiabilidad, se adapte a los requerimientos de generadores y consumidores para maximizar la utilización óptima de los recursos del sistema, se remunere adecuadamente al propietario del sistema de transmisión, y no se vea obstaculizada la competencia en la generación por trabas en los segmentos naturalmente monopólicos.

En este contexto, la definición de los principios rectores en que se sustenta el proyecto de ley que se presenta, se ha basado en las siguientes consideraciones:

- Los sistemas de transmisión de alto voltaje son las vías que permiten que existan mercados de energía eléctrica. Por lo mismo, benefician a todo participante del mercado, permitiéndole compartir reservas de generación, aumentando la confiabilidad del producto y reduciendo los costos, con independencia de si físicamente cada uno de ellos usa la red, o de sí la usa en forma permanente o sólo en algunas condiciones de operación.

- La existencia de la red es condición necesaria para que cualquiera pueda comercializar energía en el mercado. Por lo

tanto, al menos en principio, todo el que quiera participar en el mercado debería pagar parte de los costos de inversión.

- Las decisiones económicas que determinan las necesidades de transmisión dependen en gran medida de factores de largo plazo. Por un lado, el consumo se ubica geográficamente en función de múltiples variables de largo plazo; por el otro, las centrales generadoras son inversiones de larga vida útil, de modo que quienes las realizan, lo hacen en función de las posibilidades técnicas existentes en cuanto a ubicación, observando el comportamiento de los centros de consumo.

- En conjunto, los costos de transmisión en sistemas como los existentes en Chile son pequeños en relación al costo total de suministro al consumidor final, del orden de 10% a 12 % del costo total. Sin embargo, los costos de transmisión pueden ser muy distintos para un suministro que para otro, dependiendo de la forma en que la oferta y demanda se localizan. Por lo mismo, la señal de localización debe existir para evitar distorsiones en casos extremos.

- La transmisión de más alto voltaje es un monopolio natural dentro de ciertos rangos de capacidad. Si bien es posible construir líneas alternativas, debido a la existencia de fuertes economías de escala e indivisibilidades en la inversión, para los sistemas de más alto voltaje es difícil que las opciones que satisfacen demandas individuales sean económicamente factibles.

- El sistema de precios de un monopolio como la transmisión debe cumplir con las siguientes condiciones: propender al financiamiento de las inversiones que eficientemente deban realizarse en el largo plazo; dar señales de inversión en transmisión adecuadas a los inversionistas; ser susceptible de aplicarse en forma transparente, y por lo tanto simple; y dar señales de uso de corto plazo que favorezcan la optimización de su utilización en la operación del sistema interconectado.

Sobre la base de las consideraciones anteriores, se definieron los siguientes principios básicos que apoyan la

configuración de un esquema regulatorio de la transmisión:

a. Definición de la actividad de transmisión.

El esquema tarifario debe definir si la actividad de transmisión tendrá o no carácter de servicio público, lo cual implica definir los grados de obligatoriedad para proporcionar el servicio de transporte.

b. La red que permite que el mercado se desarrolle.

Se debe definir el concepto de Transporte y sus diferentes componentes esenciales para el desarrollo de la competencia en el sector, debiendo si es necesario, caracterizarse los distintos tramos de la red a través de conceptos como Red Principal, Secundaria y de Distribución. Esto permite generar un esquema de remuneración para cada componente, con los beneficios para los usuarios de tener claridad de los pagos que deben realizar en cada uno de ellos

c. El mecanismo de expansión de la red y su reconocimiento tarifario.

Resulta imprescindible definir un mecanismo a través del cual los agentes del mercado asuman en forma consensuada las necesidades futuras del sistema de transmisión, con criterios óptimos y de beneficios mutuos e identificables.

d. La forma en que se recuperan los costos de la red existente y futura.

Esto dice relación con el procedimiento de cálculo de los peajes, existiendo consenso también en que debe ser un mecanismo claro, simple y transparente, que permita a cualquier agente tomar las decisiones tanto de inversión como de localización en forma oportuna e informada. Se debe definir la estructura tarifaria la existencia o no de costos fijos(conexión) y variables(uso del sistema), y su peso entre ambas componentes.

e. Qué usuarios de la red pagan y cómo lo hacen.

Este ha sido otro elemento controvertido en la tarificación de los sistemas de transmisión, ya que el esquema a adoptar deben definir si serán solo los generadores, o los generadores y la demanda en forma explícita que deberán solventar el costo del sistema de transmisión. En caso de que la demanda deba pagar en forma explícita, es necesario identificar claramente la proporción y mecanismo a través del cual solventa el sistema de transmisión.

D. CONTENIDO DEL PROYECTO DE LEY EN MATERIA DE TRANSMISIÓN.-

A partir de los aspectos descritos en el acápite anterior, el presente proyecto de ley propone la siguiente regulación para los sistemas de transmisión de energía eléctrica.

Definición de la actividad de transmisión.-

La actividad de transmisión tendrá carácter de servicio público en los sistemas que funcionen aisladamente. En ese sentido, se definen las obligaciones del transportista para con la expansión y las exigencias de calidad de servicio.

Definición del Transporte.-

Se define la tarificación del Transporte en Sistemas Interconectados y el Transporte Entre Sistemas Interconectados. Dentro del Transporte de Sistemas se identifica el Transporte Troncal, Secundario (subtransmisión) y de Distribución.

Por su parte, el Transporte entre Sistemas corresponde a aquellas instalaciones que permiten los intercambios de electricidad entre sistemas interconectados existentes.

Mecanismo de expansión de la red.-

Se establece un mecanismo para que el regulador, el propietario y los usuarios de la red, acuerden las futuras expansiones que se deberán realizar y las que serán incorporadas en las tarifas de transmisión. Estas expansiones optimas podrán incluir aquellas instalaciones que permitan los

intercambios de electricidad entre sistemas interconectados existentes.

Se establece un período de cuatro años para revisar el plan establecido por los agentes del mercado para las instalaciones de transmisión.

Para la determinación del valor de las instalaciones por tramo del Sistema de Transmisión Troncal, la Comisión Nacional de Energía organizará y coordinará un Estudio de Expansión y Valorización de la Transmisión Troncal, que tendrá como producto la identificación de las ampliaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema, conforme a las condiciones básicas de seguridad y calidad de servicio establecidas en el reglamento y por las normas respectivas, así como la valorización por tramo de las diferentes instalaciones de transmisión.

El estudio de la expansión del sistema tendrá las siguientes características:

- Se efectuará cada 4 años, con un horizonte de 10 años.

- En la elaboración de los términos de referencia del estudio, participarán propietarios y usuarios del sistema de transmisión.

- El estudio será único, coordinado por un Comité con dos representantes de las empresas, uno de la Comisión, uno del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y otro de los usuarios.

- El estudio tendrá financiamiento compartido.

- Se efectuará una licitación Internacional para convocar a su realización.

- Los resultados del estudio serán abiertos a escrutinio todos los participantes.

En los sistemas interconectados existentes, se establece que los propietarios de las instalaciones afectadas por las ampliaciones resultantes del Estudio, 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.

Por otra parte, para las ampliaciones recomendadas por el Estudio que den lugar a interconexiones entre sistemas existentes, se establece que la adjudicación del proyecto se realizará mediante un proceso de licitación internacional por un Comité compuesto por representantes de los Ministros del Consejo de la Comisión Nacional de Energía, siendo el valor final de la licitación el que determine el valor por tramo de dicha interconexión.

Recuperación de los costos de transmisión, quiénes pagan y cómo.-

Las tarifas de transmisión serán determinadas por la autoridad y permitirán al propietario del sistema o de la red, percibir la anualidad de la inversión más el costo de operación y mantenimiento(CO&M) de las instalaciones existentes y nuevas. Para este efecto, el proyecto define los conceptos de VI y COMA, la tasa de descuento que se deberá utilizar y la vida útil de las instalaciones, dependiendo de las características tecnológicas.

Dependiendo del transporte a que se refieran los cobros de peajes, se definen los dos esquemas para la recuperación de costos y componentes respecto del ANVR más CO&M de las instalaciones, que se describen a continuación.

Sistemas de Transporte al interior de cada sistema Interconectado.-

Existen tres elementos centrales en la propuesta:

En primer lugar, el transporte por Sistemas de Transmisión Troncal, que son definidos por decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y estarán conformados por aquellas instalaciones que presenten dos características copulativas: que sean económicamente eficientes y necesarias para el funcionamiento competitivo del sistema.

Estas instalaciones tendrán una remuneración compuesta por la anualidad del Valor de Inversión de las instalaciones, más los costos anuales de operación, mantenimiento y administración.

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.

Por su parte, 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.

Para determinar los cargos por el uso de la red que hacen las inyecciones de las centrales generadoras por una parte y los consumos por otra, el CDEC 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. Para ello, este organismo deberá simular la operación del sistema interconectado, asegurando el abastecimiento de la demanda en las condiciones de seguridad y calidad que establece esta ley. Deberá considerar y ponderar los distintos escenarios que se puedan dar en la operación del año calendario en el respectivo sistema.

El CDEC 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.

En segundo término, se regula el transporte en Sistemas de Subtransmisión, los que también serán definidos por decreto 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 sometidos a regulación de precios, 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.

En tercer lugar, se establece el Transporte en Sistemas Adicionales, que estarán conformados por aquellas instalaciones que no obstante estar interconectada a un sistema eléctrico, no forman parte de los Sistemas de Transmisión Troncal ni de los Sistemas de Subtransmisión.

El valor de estas instalaciones deberá ser determinado por los propietarios, en base a 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.

Restricciones a las condiciones de propiedad y gestión de los sistemas de transmisión.-

El proyecto establece que ninguna empresa que opere en cualquier otro segmento del sector eléctrico podrá tener una participación accionaria superior a 8% del Sistema de Transmisión Troncal y que la participación del conjunto de las empresas generadoras y comercializadoras no podrá superar el 40% del capital total de la empresa propietaria de dicho Sistema.

Acceso abierto.-

Se establece que el acceso al uso de los sistemas de transmisión no puede ser negado a ningún usuario.

Sin embargo, es claro que pueden darse situaciones en que exista congestión y en que el dueño no tenga contemplado o no pueda financiar inversiones en forma coherente con los requerimientos de uso.

Por ello, se reconoce la posibilidad de que el CDEC, en cumplimiento de su función de coordinar la operación de los sistemas eléctricos, pueda establecer restricciones en transporte, bajo condiciones no discriminatorias para todos los usuarios.

E. FUNDAMENTOS Y CONTENIDO DE LA NUEVA REGULACION DEL REGIMEN DE PRECIOS PARA SISTEMAS ELÉCTRICOS MEDIANOS.

Según se ha señalado, la política energética aplicada en Chile a partir de la reforma desarrollada en la década de los 80, concibe a los componentes del sector energético interactuando con la lógica de los mercados competitivos. En ese contexto, la política de precios tiende a reflejar en ellos los costos reales de prestar los suministros.

Los altos costos de los insumos energéticos en las zonas de Aysén y Magallanes por ejemplo, y particularmente en el caso de Aysén, son reflejo de esta política, pues su condición de aislamiento geográfico por un lado, y sus bajas demandas, por el otro, no justifican económicamente la existencia de una infraestructura que permita aprovechar economías de escala y de ámbito.

Problemas específicos en la tarificación actual de los Sistemas Medianos.-

a. Niveles tarifarios.

El nivel tarifario de cualquier consumidor regulado está compuesto básicamente por la adición de dos componentes, que corresponden a:

- Precio de Nudo: Costo de Generación de electricidad y de transmisión desde los centros de producción hasta las fronteras de los centros de consumo.

- Costo de Distribución: Costos asociados a la distribución de electricidad

desde dichas fronteras hasta las instalaciones de los consumidores.

La primera componente se determina cada seis meses para cada uno de los sistemas eléctricos, mientras que la segunda componente se determina cada cuatro años y su cálculo determina el nivel de costo de la distribución para cada una de las empresas de distribución.

El último proceso de fijación de distribución se realizó en el año 2000 y como resultado, se determinó que el nivel de costo de distribución que le corresponde a empresas como EDELAYSEN y EDELMAG, son similares al de otras empresas tales como Emelectric y Saesa que se abastecen desde el Sistema Interconectado Central. Sin embargo la componente de generación (precio de nudo) muestra una importante diferencia.

A continuación se presenta una comparación de la factura mensual, para un cliente con un consumo típico y emplazado en distintas comunas. Los valores se expresan en pesos a junio de 2001 (c/IVA):

COMUNA	EMPRESA	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL
SANTIAGO	CHILECTRA	5,264	252,652	5,278,888
TEMUCO	CGE	5,992	280,979	5,426,440
PUERTO MONTT	SAESA	6,805	355,259	5,859,835
PUNTA ARENAS	EDELMAG	8,341	389,292	8,230,974
COIHAIQUE	EDELAYSEN	10,552	526,733	11,001,175

El cuadro anterior resulta ilustrativo de las distorsiones que arroja el régimen tarifario vigente, al aplicarlo en sistemas aislados como los señalados.

b. Plan de Obras.

Por otra parte, la legislación vigente establece que el nivel de las tarifas de generación debe determinarse, entre otros parámetros, en función de un plan de obras de carácter indicativo diseñado por la autoridad.

Como se ha observado antes, la mayor contribución al nivel tarifario final en zonas como Aysen y Magallanes, está dado por la componente de precio de generación.

La ejecución de un plan de obras óptimo se basa en el concepto económico de existencia de competencia perfecta. Lo anterior dado que el óptimo económico monopólico es distinto al óptimo económico global o social en que se basa el plan de obras.

La teoría microeconómica demuestra que el óptimo monopólico está dado por el cruce de la curva de demanda con la curva de ingreso marginal, a diferencia del óptimo global que está dado por el cruce de la curva de demanda con la de costos marginales.

En los casos de Aysén y Magallanes, es evidente la ausencia de todo nivel de competencia, pues son sistemas en que sólo existe un operador, integrado verticalmente en generación, transporte y distribución, resultando esta situación conveniente vista la presencia de economías escala.

Lo anterior hace aconsejable tarifificar los servicios en forma integrada y considerando criterios de costos medios eficientes más que el actual mecanismo de costos marginales.

Contenido del proyecto en materia de tarifificación para sistemas medianos.-

En esta materia, el proyecto de ley tiene por objetivo establecer la existencia de sistemas eléctricos de tamaño intermedio (cuya capacidad instalada de generación se ubique entre los 1,500 y 200,000 kW).

Sobre la base de tal reconocimiento, se propone una metodología de cálculo de precios a nivel de generación, transporte y distribución, basado en los costos promedio esperados en el largo plazo para usuarios permanentes de muy bajo riesgo. Su cálculo conjunto permite además reconocer las economías de escala y de ámbito del operador integrado.

Esta metodología incluye en los precios y en forma explícita tanto los costos futuros de operación tradicionales como los costos futuros de inversión necesarios para enfrentar el crecimiento de la demanda que se determinan en el plan óptimo de obras. La metodología marginalista actual sólo incluye directamente los costos marginales de

operación, mientras que los costos de inversión son considerados indirectamente a través del plan de obras.

Una metodología basada en costos incrementales de desarrollo y costos totales de largo plazo permite una mayor flexibilidad para solucionar los problemas de indivisibilidad que hoy se observan al tarifificar sistemas muy pequeños como el de Aysén a través de la metodología marginalista vigente.

F. SEGURIDAD DE SERVICIO Y PROPUESTA DE CREACIÓN DE MERCADO DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Transferencias entre geenradores.-

La regulación vigente reconoce la existencia de un mercado único o principal, en que los integrantes del segmento de generación efectúan transferencias de energía -establecidas en el DFL N° 1- y transferencias de potencia -establecidas a nivel reglamentario-. De este modo, se configura la existencia de un mercado en el cual se conciben sólo los productos energía y potencia.

La existencia del "producto potencia" permite, teóricamente, que el segmento generación perciba ingresos por capacidad, estables y permanentes, los cuales para los sistemas interconectados nacionales representan entre el 20-30% de los ingresos totales del mercado de energía y potencia, en función de la cantidad y las características de la capacidad instalada que aporte cada generador al sistema.

La mayoría de las regulaciones internacionales, en cambio, incluyen la existencia de ingresos por capacidad, con objetivos diversos y a través de distintos mecanismos, los cuales a lo menos pretenden reducir incertidumbre o aumentar estabilidad en los ingresos de los generadores y reducir aversión al riesgo de nuevos generadores, todo esto para conseguir niveles aceptables de confiabilidad en el sistema.

La confiabilidad del sistema eléctrico se traduce en que usuarios y consumidores cuenten con suministro eléctrico de calidad,

para lo cual es imprescindible que se realicen las inversiones suficientes y al mismo tiempo, que éstas sean operadas con aceptables niveles de seguridad.

Los mecanismos que definen los ingresos por capacidad, permanecen como un debate abierto en la regulación eléctrica de los mercados internacionales, con diversas actuaciones de los agentes reguladores de acuerdo a objetivos regulatorios específicos, las cuales van desde estabilizar ingresos volátiles en la generación para reducir aversión al riesgo, hasta la asignación de capacidad de generación a través de las más distintas formas y procedimientos, o bien exigir a los consumidores determinados niveles de contratación de capacidad.

La ausencia de un reconcimiento legal para los ingresos por capacidad correspondientes al segmento de generación, ha generado una sensación de falta de certidumbre y estabilidad que ha impedido un adecuado desarrollo del sector.

Problemas específicos de la Regulación Vigente.

En general, los problemas presentes en la regulación vigente nacen a partir del hecho de que los énfasis regulatorios han estado puestos en dar respuesta a las necesidades económicas del mercado eléctrico, más que en aspectos de operación técnica del mismo.

a. Conceptualización de confiabilidad.

En el ámbito de la confiabilidad de los sistemas eléctricos, el marco conceptual establecido en nuestra regulación requiere ser mejorado y actualizado. En nuestra regulación, existe terminología que no se adecua a los desarrollos regulatorios existentes en Norteamérica y Europa, que han evolucionado de manera importante en el concepto de confiabilidad de los sistemas eléctricos.

Este concepto no existe formalmente en nuestra regulación y sólo está parcialmente recogido a través de las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas reglamentariamente. La ausencia de un marco

conceptual claro en esta materia, ha permitido que los conflictos suscitados entre los generadores, deriven en divergencias de forma y de fondo, tanto para problemáticas de orden técnico como económico.

b. Potencia Firme o ingresos por capacidad.

Un problema común a ambos sistemas interconectados del país, dice relación con la jerarquía regulatoria -y la consecuente definición- de los ingresos por capacidad. Éstos sólo se reconocen en nuestra regulación a través de disposiciones reglamentarias, bajo el concepto potencia firme.

Visto lo anterior, siempre existe la posibilidad de que futuras reglamentaciones que apunten a perfeccionar la potencia firme, terminen modificando en sí mismo el concepto de potencia firme lo cual genera incertidumbre y a la vez se constituye en una potencial fuente de conflictos y judicialización de pagos en el segmento de generación.

c. Confiabilidad en el SING.

Las características del sistema interconectado del norte grande del país (SING), lo constituyen en un sistema eléctrico con problemas estructurales que lo distinguen y sobre el cual casi no existe precedente en el mundo. Esto, debido a la presencia de grandes bloques de oferta y demanda concentrados en muy pocos agentes, sumado a la existencia de un sistema de transmisión que no se ha desarrollado armónicamente desde un punto de vista sistémico sino que se ha desarrollado principalmente para evacuar expresamente los grandes bloques de oferta y demanda presentes en el sistema.

En este escenario, se hace imprescindible la existencia de una regulación que genere señales que incentiven la prestación de respaldos y servicios que permitan preservar la seguridad del sistema. La carencia de tal regulación es una de las causas que ha contribuido a que la operación del SING se lleve a cabo sin todos los resguardos necesarios para evitar colapsos totales del sistema.

d. Confiabilidad en el SIC.

La principal característica del sistema interconectado central del país (SIC) que afecta la confiabilidad del mismo, resulta ser la importante presencia de oferta de origen hidráulico. Esta oferta, año a año, queda supeditada a las condiciones hidrológicas que se presenten durante el invierno lo cual sumado a un cuadro deprimido de inversiones en el segmento de generación, configura escenarios de riesgo de déficit, los cuales se han vislumbrado como probables durante los últimos años.

Visto lo anterior, entonces se dice que el SIC enfrenta un problema de suficiencia de recursos de generación. En este contexto, la existencia de ingresos por capacidad, cobra vital importancia ya que ésta es la principal señal que permite alentar la inversión en capacidad de generación de rápida instalación, recurso fundamental para enfrentar condiciones hidrológicas adversas.

Contenido del proyecto de ley en materia de ingresos por capacidad, servicios complementarios y confiabilidad del sistema.-**a. Ingresos por Capacidad.**

El proyecto de ley confiere jerarquía legal a los ingresos por capacidad.

En consistencia con lo anterior, se establecen los lineamientos que permiten procedimentar reglamentariamente -tanto en precio como en cantidad- la metodología que da origen a los ingresos por capacidad que perciben los distintos generadores del sistema.

Los anteriores lineamientos apuntan a estabilizar el nivel de ingresos por este concepto, para generadores presentes y futuros, con lo cual se restituye el objetivo regulatorio de esta señal, al mismo tiempo que se suprime el reconocimiento de atributos que aportan a la seguridad de servicio de los sistemas eléctricos, dejando estos en un mercado ad-hoc para tal efecto.

b. Mercado de Servicios Complementarios.

El presente proyecto de ley tiene como objetivo básico el que se cree y formalice el mercado de servicios complementarios, de manera de mejorar la confiabilidad de servicio eléctrico con eficiencia económica, por la vía de reconocer aquellos servicios que se valoran y demandan más en los diferentes sistemas eléctricos, limpiando de paso la forma de remunerar la capacidad.

El proyecto propone, por tratarse de un mercado de alta especificidad técnica y económica, que la identificación y definición de los servicios complementarios se realice a través del reglamento, definiéndose éstos conforme a las condiciones y características especiales de cada sistema eléctrico.

La administración y operación de estos servicios complementarios será realizada por el organismo coordinador de la operación en cada sistema (el CDEC respectivo), en base a garantizar la operación más económica para el sistema eléctrico. Respecto de la remuneración, ésta se deberá realizar de acuerdo a los costos marginales de cada prestación y a ese efecto se establece en el proyecto que cada prestador debe declarar los costos respectivos.

En consecuencia, tengo el honor de someter a vuestra consideración, para ser tratado en la actual Legislatura, Extraordinaria, de Sesiones del Congreso Nacional, el siguiente

P R O Y E C T O D E L E Y:

"Artículo 1º.- Incorpórase en el Decreto con Fuerza de Ley N° 1 de 1982, de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, a continuación del artículo 71º, el siguiente Título III, nuevo, pasando los actuales Títulos III y IV, a ser Títulos IV y V, respectivamente:

"TITULO III

De los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica

Artículo 71º-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 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 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.

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.

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.

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.

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.

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 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, 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.

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.

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.

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 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 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 71°-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 100° de esta ley.

Artículo 71º-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.

Artículo 71º-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.

Artículo 71º-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.

Artículo 71°-14.- Corresponderá a la Comisión dirigir y coordinar el proceso para la elaboración del Estudio señalado en el artículo 71°-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 71°-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.

Artículo 71º-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.

Artículo 71º-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.

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 71°-22.

A partir de la recepción conforme del Estudio de acuerdo al contrato, y dentro de un plazo de 6 días, la Comisión hará público el Estudio y remitirá sus resultados a los Participantes.

Artículo 71°-18.- La Comisión, en un plazo máximo de 20 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.

Artículo 71°-19.- Concluido el procedimiento de audiencia pública conforme al artículo anterior y en dentro del plazo de 30 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 4 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 sus 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 10 días para presentar sus observaciones fundadas a la Comisión.

Artículo 71º-20.- La Comisión, dentro de los 30 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 4 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.

Artículo 71º-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.

Artículo 71º-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 N° 18.410, 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.

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 71°-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.

Artículo 71°-24.- En un plazo no superior a 60 días a partir de la publicación del decreto señalado en el artículo 71°-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.

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 60 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 15 días.

Dentro de los 5 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.

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 al 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 a lo establecido en los artículos 71°-29 y siguientes.

Artículo 71°-27.- En el período de cuatro años que media 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 empresa eléctricas o usuarios no sometidos a regulación de precios que tengan contrato directamente con generadores, en caso que se superen los rangos de validez de los supuestos de oferta y demanda establecidos en el Informe Técnico señalado en el artículo 71°-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 debe realizarse, será de cargo del o 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 al tipo y entidad de las modificaciones que se soliciten. Asimismo, el reglamento regulará la forma en que las modificaciones que se introduzcan al Plan de Expansión y Valorización serán incorporadas en el pago de instalaciones de transmisión troncal.

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 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 deberá cobrar un Peaje Total por tramo. El Peaje Total por tramo es el Valor 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 exactamente la remuneración definida en el inciso primero este artículo, 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 a los porcentajes de uso señalados en el artículo siguiente.

Artículo 71°-30.- El pago del Peaje Total de cada tramo definido en el artículo 71°-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.

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.

Artículo 71°-32.- La determinación de la participación de los usuarios señalada en el artículo 71°-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.

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.

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 Transmisión Troncal.

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 Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en la forma que estipule el reglamento, quien 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 estipule 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 estipulado en la presente 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 vida útil, 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 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 las empresas propietarias de éstos, cada unidad de potencia y energía retirada a los precios señalados en el inciso anterior, de acuerdo a los procedimientos que señale el reglamento.

Artículo 71°-38.- Para los efectos de determinar el Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión, las empresas

operadoras y/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 a 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 la presente ley y el reglamento. Dicho registro se deberá reglamentar en los mismos términos del registro del artículo 71°-12.

Artículo 71°-39.- Antes de 12 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 15 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 11 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 a lo que establezca el reglamento.

Antes de 6 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 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.

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 15 días, su Informe Técnico con las tarifas de subtransmisión y sus respectivas fórmulas de indexación para el siguiente periodo, 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 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 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 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 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 71°-18 y siguientes.

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.

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 accedan a usuarios no sometidos 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."

Artículo 2°.- Incorpórase en el Título IV del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 de 1982, de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, que ha pasado a ser Título V en virtud del artículo anterior, a continuación del artículo 120°, el siguiente Capítulo III, nuevo, pasando el actual a ser Capítulo IV:

"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

Artículo 120°-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.

Artículo 120°-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.

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.

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.

Artículo 120°-5.- 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.

Artículo 120°-6.- 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.

Artículo 120°-7.- 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.

Artículo 120°-8.- 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.

Artículo 120°-9.- 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.

Artículo 120°-10.- 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 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 3°.- Introdúcense las siguientes adecuaciones al Decreto con Fuerza de Ley N° 1 de 1982, de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos:

1) Suprímese, en la letra b) del numeral 4 del artículo 2°, las expresiones "o para el transporte de energía eléctrica".

2) Intercálase, en el numeral 5 del artículo 2°, a continuación de la expresión "ventas de energía eléctrica" y antes de "los demás servicios", 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) Reemplázase los incisos primero y segundo del artículo 46°, del Capítulo IV, Título I, 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."

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 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) Sustitúyese, en los incisos primero y segundo del artículo 79°, la expresión "suministro" por "servicio".

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."

10) Sustitúyese, en el inciso primero del artículo 83°, la expresión "y continuidad del" por "de".

11) Agrégase al artículo 91°, el siguiente inciso tercero:

"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, conforme se determine en el reglamento."

12) 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, 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."

13) Reemplázase en el artículo 95°, la expresión "y III" por "III y IV".

14) Sustitúyese, en el enunciado del Capítulo II del Título IV, la expresión "1.500 KILOWATTS" por "200 MEGAWATTS".

15) Modifícase el artículo 96° de la siguiente forma:

a) En el encabezado del inciso primero, sustitúyase la expresión "1.500 kilowatts" por "200 megawatts".

b) En el numeral 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 71°-29 y siguientes".

c) En el primer párrafo del inciso tercero, intercálase a continuación de la expresión "artículo 90°", la frase:

"que se presten desde sistemas eléctricos superiores a 200 Megawatts".

16) Modifícase el artículo 99° de la forma siguiente:

a) En el numeral 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 71°-12 y siguientes,".

b) En el numeral 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 71°-36 y siguientes;".

c) En el numeral 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 71°-36 y siguientes;".

d) En el numeral 6, sustitúyese las expresiones "para el sistema de transmisión operando con un nivel de carga tal que dicho sistema esté económicamente adaptado", por las siguientes:

"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 la segunda oración del inciso primero, reemplázase la expresión "seis meses" por "cuatro meses".

b) Agrégase al inciso primero, a continuación del punto y aparte (.) que se reemplaza por 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 numeral 1 del inciso segundo, sustitúyese la expresión "efectivo" por la frase "informado conforme al inciso primero,".

e) En el primer párrafo del numeral 3 del inciso segundo, reemplázase la expresión "más de diez por ciento" por "más de cinco por ciento".

f) En el segundo párrafo del numeral 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 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 71°-29 y siguientes,".

19) Intercálase, 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 (,):

"del costo de transmisión que corresponda a los suministros sometidos a regulación de precios".

20) Introdúcense las siguientes modificaciones al artículo 150°:

a) En la letra b), sustitúyese la expresión "seguridad" por "confiabilidad".

b) En la letra e), sustitúyase el término "seguridad" por "confiabilidad".

c) Agrégase los siguientes literales r) a y), nuevos:

"r) Confiabilidad: Calidad 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."

ARTÍCULOS TRANSITORIOS

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 71°-2 y 71°-3 que esta ley introduce al Decreto con Fuerza de Ley N°1 de 1982, de Minería, dentro de los 45 días siguientes a la publicación de la presente ley.

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 71°-12 y siguientes del nuevo Título III que esta ley introduce al 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.

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 71°-5 del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 de 1982, de Minería. En caso en 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 71°-5 del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 de 1982, de Minería, y sus

propietarios dispondrán del plazo de doce meses para materializar las adecuaciones que sean pertinentes.

Artículo 4°.- Dentro del plazo de 15 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 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 la presente ley al Congreso.

Dentro de los siguientes 45 días, la Comisión propondrá al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción los Valores de Transmisión por Tramo y las formulas 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 71°-20 del Decreto con Fuerza de Ley N°1 de 1982, de Minería.

El Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, dentro de los 15 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 71°-30 y siguientes del Decreto con Fuerza de Ley N°1 de 1982, de Minería.

Artículo 5°.- En un plazo no superior a 12 meses desde la publicación del decreto que defina los Sistemas de Subtransmisión señalado en el artículo 1° 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.

Artículo 6°.- En los sistemas de capacidad instalada superior a 1.500 kilowatt e inferior a 200 Megawatt, 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 periodo que medie entre la fecha de publicación de la presente 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 120°-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 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 4 transitorio, si ésta fuere anterior. En este último caso, se deberán considerar los valores agregados de distribución vigentes.

Artículo 8°.- 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."

Dios guarde a V.E.,

RICARDO LAGOS ESCOBAR
Presidente de la República

JORGE RODRÍGUEZ GROSSI
Ministro de Economía, Fomento
y Reconstrucción

MARIO FERNÁNDEZ BAEZA
Ministro
Secretario General de la Presidencia