

INFORME DE LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA, recaído en el proyecto de ley, en segundo trámite constitucional, que establece nuevos sistemas de transmisión de energía eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional.

BOLETÍN N° 10.240-08

HONORABLE SENADO:

Vuestra Comisión de Minería y Energía tiene el honor de informaros, en general, acerca del proyecto de ley de la referencia, en segundo trámite constitucional, iniciado en Mensaje de Su Excelencia la Presidenta de la República, con urgencia calificada de “suma”.

Se dio cuenta de esta iniciativa ante la Sala del Honorable Senado en sesión celebrada el 20 de enero de 2016, disponiéndose su estudio por la Comisión de Minería y Energía y la de Hacienda, en su caso.

Asistieron a sesiones de la Comisión, los Honorables Senadores señores García Ruminot, Horvath y Quinteros.

- - -

Cabe consignar que este proyecto de ley se discutió sólo en general, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 36 del Reglamento del Senado.

- - -

Asimismo, se deja constancia que el Honorable Senador señor Prokurica se inhabilitó en relación con este asunto, en los términos del artículo 8° del Reglamento de la Corporación.

- - -

Se hace presente, además, que el inciso quinto del artículo 95, contenido en el numeral 4) del artículo 1°, que establece el carácter reservado de la fijación del valor máximo de las ofertas de las licitaciones de obras de expansión en un acto administrativo separado, hasta la apertura de las ofertas respectivas, debe ser aprobado con el quórum requerido para las normas de quórum calificado, en conformidad con lo prescrito en los artículos 8°, inciso segundo, y 66, inciso tercero, de la Constitución Política de la República.

Lo anterior, porque –por mandato constitucional– los actos y resoluciones de los órganos del Estado, sus fundamentos y los procedimientos que utilice son públicos y sólo una ley de quórum calificado puede establecer la reserva o secreto de aquéllos cuando esta publicidad afectare el debido cumplimiento de las funciones de dichos órganos, los derechos de las personas, la seguridad de la Nación o el interés nacional.

- - -

A las sesiones en que se discutió este asunto, concurrieron:

- El Ministro de Energía, señor Máximo Pacheco, acompañado de los siguientes funcionarios: los asesores jurídicos señorita Claudia Rojas y señor Felipe Venegas; el Jefe de Comunicaciones, señor Daniel Gómez; la Jefa de la Unidad Reglamentaria, señora Loreto Cortés; la Jefa de la División Mercado Eléctrico, señora María José Reveco, y el profesional señor Francisco de la Fuente.

- El Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía (CNE), señor Andrés Romero, junto a la Jefa del Departamento Jurídico, señora Carolina Zelaya, el Jefe del Departamento Eléctrico, señor Iván Saavedra, y el asesor jurídico señor Fernando Dazzarola.

- El Director de Relaciones Institucionales de la ENAP, señor Eugenio San Martín.

- El Presidente de la Asociación de Consumidores de Energía No Regulados A.G. (ACENOR), señor Elías Valenzuela, en compañía del Director de Eficiencia Energética, señor Nelson Cuello.

- El Presidente del Panel de Expertos del Sistema Eléctrico Nacional, señor Guillermo Espinosa, en compañía de los abogados señora Blanca Palumbo y señor Enrique Sepúlveda.

- La Directora Ejecutiva de la Fundación Chile Sustentable, señora Sara Larraín, junto a la Subdirectora, señora Colombina

Schaeffer; la Coordinadora, señorita Pamela Poo, y el asesor señor Patricio Segura.

- El Gerente General y el Gerente de Estudios del Consejo Minero, señores Carlos Urenda y José Tomás Morel, respectivamente.

- El Profesor de Derecho Administrativo de la Facultad de Derecho de la Pontificia Universidad Católica de Chile, señor Alejandro Vergara, en compañía de los profesionales señores Esteban Cañas y Gerardo Sanz.

- El Profesor Titular de la Facultad de Ingeniería de la Pontificia Universidad Católica de Chile, señor Hugh Rudnick.

- El Director Ejecutivo de la Asociación Chilena de Energías Renovables A.G., señor Carlos Finat, acompañado de los profesionales señores Rodrigo García, Jorge Moreno y Álvaro Silva.

- El Presidente del Directorio del CDEC-SIC, señor Sergi Jordana, en compañía del Director Ejecutivo, señor Andrés Salgado; el Jefe de Comunicaciones, señor Claudio Ortega, y el Jefe de Asuntos Corporativos, señor Cristián Poblete.

- El Presidente del Directorio del CDEC-SING, señor Eduardo Escalona, acompañado del Director de Planificación y Desarrollo, señor Juan Carlos Araneda.

- El Gerente General de TRANSELEC, señor Andrés Kuhlmann, acompañado del Vicepresidente de Asuntos Jurídicos y Fiscalía, señor Arturo Le Blanc, y del asesor señor Miguel Flores.

- El Gerente General de VALGESTA Energía S.A., señor Ramón Galaz.

- El Vicepresidente Ejecutivo de Generadoras de Chile A.G., señor Claudio Seebach, junto al Gerente de Asuntos Regulatorios, señor Jaime Espínola; el Director de Estudios, señor Rodrigo Solís, y el abogado señor Diego Ibarrola.

- El Director Ejecutivo de Empresas Eléctricas A.G., señor Rodrigo Castillo, acompañado del asesor legislativo señor Ricardo Eberle.

- El Director de SYNEX Ingenieros Consultores, señor Sebastián Bernstein.

- El Gerente General de CELEO Redes Chile Ltda., señor Manuel Sanz, acompañado del Gerente de Desarrollo de Negocios, señor Claudio Tabilo, y del Fiscal, señor Cristián de la Cruz.

- El Director General de la Organización de Consumidores y Usuarios de Chile (ODECU), señor Stefan Larenas, junto a su asesora señora Bárbara Ipinza.

- El Director Ejecutivo de la Asociación Gremial de Pequeños y Medianos Generadores, señor Carlos Barría, junto al periodista señor José Rocha.

- La asesora del Instituto Igualdad, señorita Paulina Silva.

- El asesor de la Fundación Jaime Guzmán, señor Sebastián Sotelo.

- La abogada del Instituto Libertad y Desarrollo, señora Cristina Torres.

- Los asesores de la SEGPRES, señora María Fernanda Cuevas y señores Luis Batallé, Hernán Campos, Sergio Herrera y Erich Schnake.

- Los siguientes asesores parlamentarios: de la Senadora señora Allende, la señora Bernardita Cancino y los señores Claudio Huepe y Alejandro Sánchez; del Senador señor Prokurica, la señora Carmen Castañaza y el señor Rodrigo Suárez; del Senador señor Coloma, el señor Álvaro Pillado; del Senador señor Horvath, los señores Oddo Cid, Miguel San Martín y Maximiliano Thollander; del Senador señor Guillier, la señorita Natalia Alviña y el señor Fernando Navarro; del Senador señor Pizarro, la señorita Andrea Gálvez y la señora Karen Herrera, y del Diputado señor Lemus, el señor Juan Molina.

- Las periodistas del Departamento de Prensa del Senado, señora Karina Arancibia y señorita Betsabé Fuentes.

- Los periodistas del Diario Financiero, señorita Jessica Esturillo y señor Antonio Astudillo, y del Periódico El Pulso, señorita Constanza Valenzuela.

- El analista de la Biblioteca del Congreso Nacional, señor Rafael Torres.

Fue invitado, también, pero excusó su asistencia, el señor Patricio Segura, representante de la Comisión de Desarrollo Energético de Aysén, quien remitió sus observaciones por escrito. El documento en el que se consignan estos comentarios se contiene como Anexo de este informe.

- - -

Es dable señalar que por oficio N° ME/01/2016, de 2 de marzo de 2016, se requirió a la Biblioteca del Congreso Nacional (BCN) que informara a esta Comisión acerca de las principales legislaciones en

materia de transmisión eléctrica, en especial en el ámbito latinoamericano y europeo, con indicación de la manera en que han regulado aspectos ambientales, de protección de comunidades indígenas y de armonización entre diseño de trazados y derechos de propiedad, y respecto de los efectos en la salud humana y animal de las radiaciones electromagnéticas que provienen de torres de alta tensión, según los estudios más importantes existentes en el ámbito nacional e internacional.

La BCN contestó esta petición por oficio N° ATP/013, de 15 de marzo de 2016.

Además, por oficio N° ME/02/2016, de 2 de marzo del año en curso, se solicitó al Ministerio de Energía antecedentes referidos a los proyectos de transmisión que actualmente se ejecutan en el país, o que comenzarán a construirse próximamente, con indicación de su ubicación y de los montos de inversión involucrados, así como a las medidas adoptadas para la seguridad de las redes y sistemas eléctricos nacionales y regionales, a fin de garantizar su funcionamiento en situaciones de emergencia o catástrofe y respaldar su continuidad en caso de atentados y actos ilícitos.

El Ministerio respondió ambas cuestiones por oficio ordinario N° 281, de 15 de marzo de 2016.

Los citados oficios de respuesta se encuentran a disposición de los Honorables Senadores y Senadoras para su conocimiento en la Secretaría de la Comisión.

Por último, por oficio N° ME/36/2016, de 23 de marzo, se ofició a la BCN solicitándole un análisis explicativo sobre el modo de funcionamiento u operación del mecanismo de remuneración llamado “de estampillado”, de cargo de la demanda, con indicación de las soluciones que en otras legislaciones se han adoptado para remunerar el sistema eléctrico.

- - -

OBJETIVOS DEL PROYECTO

El proyecto de ley persigue, fundamentalmente: a) lograr que la transmisión eléctrica favorezca el desarrollo de un mercado de generación más competitivo, para bajar los precios de energía a cliente final, libre y regulado; b) incorporar en la planificación de la transmisión una perspectiva de largo plazo que permita considerar una visión estratégica del suministro eléctrico, los intereses de la sociedad, el cuidado del medio ambiente y el uso del territorio; c) mejorar los estándares de seguridad y calidad de servicio del sistema, promoviendo esquemas que incentiven su cumplimiento y compensen a los usuarios frente a indisponibilidades; d) robustecer e independizar al coordinador del sistema, y e) incorporar al Estado, como garante del bien común, en la definición de los trazados y emplazamiento de los nuevos sistemas de transmisión, especialmente en aquellos de servicio público, incluyendo aspectos ambientales, territoriales, ciudadanos, técnicos y económicos en la definición de trazados de líneas de transmisión; considerando un esquema de participación ciudadana en la

determinación del uso del territorio en el emplazamiento de redes de transmisión; y creando un esquema de información pública del uso del territorio para el emplazamiento de redes de transmisión.

- - -

ANTECEDENTES

1.- Antecedentes normativos.

1) Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018, del 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos.

2) Ley N° 18.410, que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

2.- Mensaje del Ejecutivo.

El Mensaje con que se origina este proyecto de ley hace presente que, en el contexto de la conformación de un nuevo sistema interconectado nacional, existe consenso en torno a la necesidad de contar con un único coordinador del sistema eléctrico independiente de los actores del mercado.

Para tal efecto, se propone una nueva institucionalidad de la coordinación del sistema eléctrico. Así, se crea por ley un organismo independiente, sin fines de lucro, ad hoc y dotado de personalidad jurídica propia. Dicho organismo desarrollará una función de interés público, sin embargo, no formará parte de la administración del Estado aunque se le aplicarán las normas de transparencia y acceso a la información pública.

Este organismo, agrega el Mensaje, tendrá como base las funciones de los actuales CDEC, para lo cual el proyecto propone, en primer lugar, un fortalecimiento y perfeccionamiento de las actuales funciones de coordinación. Luego, se proponen nuevas funciones y obligaciones, recogiendo la evolución del mercado nacional, las mejores prácticas internacionales y las necesidades que se han planteado a partir del diagnóstico de los actuales CDEC, dentro de las que destacan la colaboración que deberá tener con las autoridades correspondientes en el monitoreo de la competencia en el mercado eléctrico, y un exigente estándar de transparencia en el manejo de la información.

El Ejecutivo aduce que, considerando la ampliación de las funciones y atribuciones, la necesidad de resaltar la independencia del coordinador en relación a los incumbentes del sistema y, además, con el objeto de dar una clara señal y de sensibilizar a los agentes del sector respecto de los señalados cambios, se denomina a este organismo como Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante el Coordinador.

Para su administración, se propone un Consejo Directivo compuesto por 7 miembros elegidos por un Comité Especial de Nominaciones, mediante concurso público. Sus miembros tendrán una duración en el cargo de 4 años, renovables y serán elegidos en parcialidades. Tendrán la misma remuneración que los miembros del Panel de Expertos y dedicación exclusiva al cargo, con posibilidad de ejercer funciones docentes y académicas acotadas.

Por otra parte, añade el Mensaje, se determina el régimen de responsabilidades de los directores, estableciendo deberes de conducta concretos a los miembros del Consejo Directivo, que se vinculen con la adecuada labor de coordinación del Organismo, cuyo incumplimiento motiva la aplicación de multas por parte de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Se incorporan también mecanismos de revisión periódica del desempeño del Coordinador en sus funciones; y la posibilidad de remoción de uno o más directores por el Comité Especial de Nominaciones. El sistema actual de responsabilidad por la operación de sistema no se modifica, manteniendo los coordinados su responsabilidad por la operación.

El presupuesto del Coordinador se determinará anualmente, de acuerdo a sus costos, y deberá ser aprobado por el regulador. Se contempla la creación de un cargo de servicio público, financiado por los clientes libres y regulados, con lo que se independiza totalmente esta institución de los actores del mercado. Asimismo, la fiscalización del cumplimiento de las obligaciones del Coordinador y la legalidad de su actuación le corresponderá a la SEC.

Por último, el Ejecutivo señala que, el proyecto aborda en sus artículos transitorios los elementos necesarios que permitan una correcto e íntegro tratamiento respecto de la transición de los actuales CDEC al nuevo organismo.

Cabe señalar que se han re-definido los sistemas de transmisión, orientando su caracterización a la funcionalidad de éstos por sobre criterios técnicos estrictos para establecer una planificación más armónica en el contexto del sistema como un todo coherente e integrado. La nueva definición distingue los Sistemas de Transmisión Nacional (actualmente Troncal) como aquellos que permiten la conformación de un mercado común, interconectando los demás segmentos del sistema de transmisión, para abastecer la demanda eléctrica bajo diversos escenarios.

Agrega el Mensaje, que los Sistemas de Transmisión Zonal (actualmente Subtransmisión) corresponden a aquellos cuya finalidad esencial es el abastecimiento de los usuarios sometidos a regulación de precios, pero reconociendo que su uso también es compartido con clientes libres y con generación que inyecta en ellos. Los Sistemas Dedicados (actualmente transmisión adicional), son aquellos cuya finalidad esencial es el abastecimiento de clientes libres o la inyección de centrales generadoras. Asimismo, se distingue un nuevo segmento de transmisión destinado a la infraestructura que permite, a través de una única solución coordinada, la evacuación de la producción de la generación dentro de Polos

de Desarrollo sobre cuyo establecimiento y expansión existe un interés público que ordena el uso del territorio y es compatible con el aprovechamiento actual y futuro del alto potencial energético de dichos Polos. Finalmente, se reconoce dentro de los sistemas de transmisión los sistemas de interconexión internacional, consagrándose por primera vez la obligación del Coordinador de coordinar la operación técnica y económica de los sistemas de interconexión internacional, debiendo preservar la seguridad y calidad de servicio en el sistema eléctrico, y asegurando la utilización óptima de los recursos energéticos en el territorio nacional.

En cuanto a la planificación del sistema de transmisión, recogiendo las mejores prácticas internacionales, se incorpora un nuevo proceso quinquenal de planificación energética de largo plazo, a cargo del Ministerio de Energía, para un horizonte de 30 años. Dicho proceso debe entregar los lineamientos generales relacionados con escenarios de desarrollo del consumo y de la oferta de energía eléctrica que el país podría enfrentar en el futuro. Para tal efecto, se incorpora una prospectiva respecto de las tecnologías de generación disponibles, su evolución y desarrollo; así como eventuales nuevas alternativas tecnológicas para el debido abastecimiento de la demanda. Por otro lado, también debiera entregar lineamientos sobre el comportamiento del consumo, incluyendo políticas de eficiencia energética, promoción de nuevas tecnologías, generación distribuida, nuevos tipos y formas de consumos, redes inteligentes, entre otros.

Según el Mensaje, el futuro avizora que con el tiempo se podrán instalar cada vez más pequeños medios de generación (PMG) en la medida que los costos de estos sigan disminuyendo y su tecnología flexibilizándose. No obstante, se estima que los grandes bloques de producción de energía por un largo tiempo seguirán siendo necesarios, es por esto que la planificación de los sistemas de transmisión se vuelve más relevante cada día, debiendo considerarse soluciones de mucho más largo plazo que permitan múltiples escenarios de desarrollo de la oferta.

Adicionalmente, y dentro del marco de la planificación de largo plazo establecida por el Ministerio de Energía, se extiende la actual planificación anual de la expansión troncal, liderada por la CNE, a todo el sistema de transmisión, con expansiones vinculantes y considerando un horizonte al menos de 20 años, recogiendo el dinamismo del sector, de acuerdo a las mejores prácticas internacionales, entregando certezas para el desarrollo de las inversiones.

En otro orden de cosas, apunta el Ejecutivo, se incorporan nuevos criterios a tener en cuenta por el planificador de la expansión de la transmisión, que consideran:

- a. La minimización de los riesgos en el abastecimiento.
- b. La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia.

c. Instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico.

d. La posible modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las ampliaciones necesarias del sistema de una manera eficiente evitando duplicidades.

El proyecto también avanza hacia mayores grados de participación ciudadana extendiendo las instancias de participación de los actuales segmentos de transmisión troncal y subtransmisión al ejercicio anual de planificación de toda la transmisión.

Luego, el Mensaje propone formalizar la existencia de las zonas con altos potenciales de generación bajo el concepto de Polo de Desarrollo. Se establece que dichos polos son identificados por el Ministerio de Energía en el contexto de la planificación energética quinquenal de largo plazo considerando, para ello, el interés público en desarrollar zonas en que existen los recursos o condiciones para la producción de energía eléctrica, cuyo aprovechamiento utiliza un único sistema de transmisión con criterios de eficiencia y optimización económica.

Adicionalmente, se crea una nueva categoría de sistemas de transmisión para aglomerar proyectos asociados a un polo de desarrollo como facilidad para coordinar proyectos privados futuros o existentes, de modo de aprovechar la transmisión que los conectará, en conjunto, al resto del sistema de transmisión. En consistencia con el interés público asociado a la exportación eficiente de dichos polos, las soluciones de transmisión asociadas adquieren el carácter de Servicio Público y el costo transitorio de los desarrollos incrementales de dichas redes es financiado por los consumidores finales, libres y regulados, hasta que son utilizadas por la generación, entregando certeza a la inversión.

Agrega el Mensaje que la solución que conecta al Polo de Desarrollo con el resto del sistema de transmisión permite abordar dos tipos de iniciativas:

a. Iniciativas Potenciadas: soluciones de transmisión, nuevas o existentes, que conectan a un Polo de Desarrollo con el sistema de transmisión, cuyo trazado, nivel de tensión o capacidad son incrementados de acuerdo a los estudios y proyecciones que realiza el Estado en magnitudes mayores a las previstas originalmente, en virtud de un interés público y dado que los desarrolladores involucrados no están dispuestos a financiar la ampliación adicional autónomamente.

b. Iniciativas Públicas: soluciones de transmisión, que conectan a un Polo de Desarrollo con el sistema de transmisión sobre las que existen motivos de interés público, asociados al cumplimiento de los objetivos de la ley eléctrica para su desarrollo.

Esta solución permite el aprovechamiento del potencial de los Polos de Desarrollo; establece una solución de transmisión que gatilla tempranamente la explotación de éstos, permitiendo la

incorporación de nueva oferta de generación en el sistema; y minimiza el impacto territorial, social y medioambiental al resolver el problema de transmisión del polo sólo una vez evitando duplicidad de inversiones y otras ineficiencias. Adicionalmente, permite la transferencia de los beneficios establecidos en la futura Ley de Reconocimiento a la Generación Local (Boletín N°10.161-8).

El Mensaje añade que, reconociendo los avances de la ley N° 20.701, sobre procedimiento para otorgar concesiones eléctricas, para facilitar el desarrollo de procesos administrativos y de negociación, los estudios comparativos efectuados en el período pre-legislativo, nos muestran que el Estado siempre está más involucrado o presente en esta definición que en el caso de Chile. Así sucede, por ejemplo, en Colombia, Estados Unidos, Australia y Suiza. En efecto, en dichos países, el Estado cuenta con unidades o instituciones que tiene capacidades históricas de planificación y desarrollo, y los recursos necesarios para llevar o acompañar los procesos de planificación y de definición de franjas o trazados. Por otra parte, la experiencia internacional también muestra que existe flexibilidad en la definición de trazados a través de instrumentos tales como, definición de franjas, alternativas de trazado, procedimientos expeditos para modificación de franjas, etc. Asimismo, el Estado desarrolla procesos e instancias de participación ciudadana presentes en la planificación y en diversas etapas del proyecto de transmisión en un esquema de participación temprana, teniendo una consideración especial a los pueblos originarios, a los que se debe consultar cuando se ven afectados territorial, cultural o económicamente.

Es importante señalar, acota el Ejecutivo, que dentro de la revisión de este proceso, se analizó la experiencia del Ministerio de Obras Públicas (MOP). El MOP desarrolla una gran cantidad de actividades en forma interna, limitándose el rol privado a la etapa final de construcción y operación. Esto, claramente, reduce el riesgo de quien construye y, por lo tanto, los costos de la obra. El MOP ha desarrollado a lo largo de su historia unidades operativas con una compleja estructura organizacional que le permiten hacer frente a los desafíos de los desarrollos viales desde la planificación hasta la licitación para su construcción.

Sin embargo, aunque la experiencia del MOP ha sido exitosa, los beneficios de una estructura como la de dicho Ministerio podrían tardar más de una década en capitalizarse, lo que es incompatible con las necesidades de transmisión eléctrica actuales.

Por ello, señala el Mensaje, se ha optado por un modelo mixto con un mayor rol del Estado, pero dejando en manos del sector privado el desarrollo de los proyectos, la tramitación de permisos y la negociación de las indemnizaciones asociadas a las respectivas servidumbres.

En ese marco, el proyecto formula una propuesta que busca lograr equilibrio económico-social-ambiental en la definición de trazados; dota al sistema de mayores grados de certeza para la realización de los proyectos; asigna al Estado un rol central en la evaluación de

trazados; reduce los riesgos de las empresas licitantes y operadoras, con el objeto de reducir las tarifas eléctricas; y da legitimidad al desarrollo de proyectos de transmisión ante la opinión pública y las comunidades.

Así, se propone un nuevo Procedimiento de Estudio de Franja para determinados trazados de transmisión eléctrica, por parte del Ministerio de Energía, que será sometido a evaluación ambiental estratégica y a la aprobación del Consejo de Ministros para la Sustentabilidad a que se refiere el párrafo 2° del Título Final de la ley N° 19.300 sobre bases generales del medio ambiente.

Se extiende el alcance del acceso abierto a todas las instalaciones de transmisión, resguardando las capacidades existentes y las previstas de utilizar por los actuales usuarios, supeditando dicho acceso, y la relación entre partes, a la operación segura y más económica del sistema bajo el control del Coordinador.

Esta iniciativa legal dispone que, para el caso de los sistemas de transmisión dedicada, se regula cómo se adquiere el derecho a acceso abierto ante la concurrencia de diversos solicitantes a éste. Por otra parte, se dota de atribuciones al Coordinador para la aplicación vinculante de reglas, procedimientos, etapas, hitos, productos, estándares y tiempos involucrados en las tareas necesarias para garantizar el acceso abierto en consonancia con los conceptos que ya se recogen en los procesos tarifarios correspondientes.

En ese contexto:

a. Se establece que todas las instalaciones de transmisión están sometidas al régimen de acceso abierto y deben permitir la conexión a éstas a quien lo solicite, pero sin afectar el destino original del uso de las capacidades de transmisión -en instalaciones de transmisión dedicada-, pero permitiendo el uso temporal de las holguras disponibles en el sistema.

b. La factibilidad técnica de uso y de eventuales ampliaciones de las instalaciones existentes, con el pago correspondiente, constituyen las condiciones para que se materialice el acceso abierto en la transmisión dedicada. Se resguarda asimismo que el pago por el uso de instalaciones dedicadas no constituya una barrera para la materialización efectiva del acceso abierto.

c. Considerando que cada sistema de transmisión está constituido por líneas y subestaciones, se precisa que todos los elementos dentro de una subestación, y todos los elementos dentro de una línea, están sometidos a acceso abierto, en el sentido que serán sometidos a los análisis de factibilidad de uso y ampliaciones.

d. Se asigna al Coordinador el rol preponderante en garantizar el acceso abierto, para tal efecto, entre otros roles y funciones, será el encargado de aprobar la conexión a los sistemas de transmisión, siendo el responsable de la realización de los estudios técnicos pertinentes,

pudiendo, eventualmente, solicitar modificaciones de los proyectos de conexión cuando dichos proyectos no cumplan con la normativa pertinente.

e. Se otorga como facultad privativa del Coordinador, sin perjuicio de lo establecido en la normativa, autorizar las conexiones a los sistemas de transmisión, para lo cual deberá: establecer las reglas necesarias para garantizar el acceso abierto; establecer dónde se realizarán los seccionamientos a los sistemas de transmisión y la ubicación de las subestaciones necesarias, de modo de cumplir permanentemente con sus funciones primordiales; analizar y aprobar informes, y la solución técnica de conexión; realizar la coordinación efectiva entre las partes; y velar porque los costos asociados sean los mínimos e indispensables necesarios y que guarden una estricta consistencia con los conceptos y costos ya considerados en el proceso de tarificación de los segmentos de transmisión regulados.

El Mensaje busca que la transmisión eléctrica no sea una barrera para la competencia, entregando señales de simplicidad y transparencia de los cálculos de costos con el fin de propiciar menores costos de suministro.

Para tal efecto, se unifica el proceso de calificación de las instalaciones de transmisión de cada segmento en un solo proceso, eliminando las diferencias de hipótesis de los estudios tarifarios hoy presentes por temas de coordinación temporal y se asegura que los sistemas determinados sean continuos, en el sentido de no tener dentro instalaciones de otro sistema.

Agrega el Mensaje que se entregan mayores certezas a los inversionistas en redes de transmisión, extendiendo la garantía del retorno de sus inversiones eficientes a 20 años, política exitosa en el actual segmento de transmisión troncal, atrayendo nuevos inversionistas al sector a través de licitaciones internacionales, abiertas y competitivas.

La experiencia de la aplicación de la normativa actual ha mostrado las bondades de un proceso de valorización de las instalaciones que entregue garantías de objetividad y completitud. Por ello, al igual que en el Sistema de Transmisión Troncal, se establece un proceso de valorización con participación de usuarios e instituciones interesadas, manteniendo las instancias de participación ciudadana; y también el esquema de resolución de conflictos de las bases técnicas y el resultado de los estudios frente al Panel de Expertos. Asimismo, los estudios son adjudicados y supervisados por un Comité integrado por representantes del Estado, del Coordinador, de las empresas de transmisión nacional, zonal, generadoras, distribuidoras y clientes libres.

El Mensaje indica que, actualmente, la Ley dispone que el sistema de transmisión troncal sea financiado conjuntamente por la generación y por la demanda. Para estos efectos, distingue el Área de Influencia Común (AIC), que corresponde a la porción del sistema troncal que concentra simultáneamente el 75% de la inyección de la generación, el

75% de los retiros (consumos) y donde se maximice la cantidad de inyecciones versus la cantidad de instalaciones. La infraestructura del AIC es remunerada 80% por la generación (inyecciones) y 20% por la demanda (retiros), ambos según la prorrata de uso de cada una de ellas.

En el resto del sistema troncal (fuera del AIC), se remunera 100% por la generación o la demanda dependiendo de la condición esperada sobre la dirección de los flujos desde o hacia el AIC. En este caso, para cada tramo, se establece un prorrateo de pago, según el cual la generación paga la proporción en que los flujos de energía se dirigen hacia el AIC, mientras la demanda (retiros) paga la proporción complementaria en que los flujos se dirigen desde el AIC.

Las unidades de generación y los consumos que pertenecen o ingresan al sistema eléctrico no pueden reaccionar, con la antelación y previsión a la señal de localización que otrora guio dichas inversiones. Este nuevo escenario conlleva a enfrentar la planificación del sector eléctrico considerando que las unidades de generación no podrán emplazarse donde se encuentran sus insumos primarios, sino donde puedan ubicarse de acuerdo a las restricciones ambientales, socioculturales, locales y económicas.

El Ejecutivo señala que la generación como industria no presenta las fuertes economías de escala del segmento de transmisión, razón por la cual su desarrollo puede darse bajo condiciones de competencia. Los sistemas de remuneración de la transmisión que asignan parte del pago de ésta al segmento de generación permiten incluir dentro de los precios ofertados a los usuarios el costo de la transmisión y, por ende, ventajas históricas o circunstanciales que pudiesen tener algunos generadores respecto de otros. Como consecuencia, el aprovechamiento de dichas ventajas redundaría en una disminución de los niveles de competencia de dicho segmento y en la aparición de barreras de entrada, vía el ejercicio de poder de mercado tanto en los contratos como en la expansión.

Para enfrentar esta situación, países como Alemania, Estados Unidos, Italia, Suiza, Nueva Zelandia, Australia y Singapur, entre otros, utilizan el pago del 100% por parte del consumo, reduciendo las barreras de entrada al segmento de generación y, consecuentemente, incrementando los niveles de competencia. Muchos de estos países han determinado políticas para establecer un sistema de transporte con cargos de acceso único, a lo que comúnmente se ha denominado “estampillado” en alusión al costo de las estampillas de correo: la estampilla cuesta lo mismo con independencia de la distancia al destinatario del mensaje.

La técnica del estampillado, según el Mensaje, permite que la competencia en el segmento de generación descansa en la eficiencia de sus procesos productivos, incrementándola significativamente y traspasando el beneficio de los avances tecnológicos a los usuarios en forma ágil y competitiva y no en la cercanía a los centros de consumo. Adicionalmente es una metodología simple que permite que el beneficio de la competencia en generación se alcance en cada punto de retiro del sistema

eléctrico, al no establecer castigos a las ciudades, consumos o generación que se encuentren fuera de los grandes centros urbanos, constituyendo una medida de fuerte impulso al desarrollo, la descentralización y el crecimiento uniforme de la economía del país.

Por otro lado, si bien actualmente la transmisión troncal es remunerada tanto por las inyecciones como por los retiros, los costos de transmisión son, en definitiva, traspasados íntegramente a los consumidores finales a través de los respectivos contratos de suministro donde no es posible garantizar que en dichos contratos el pago de las inyecciones sea traspasado con o sin sobrecargos, dependiendo de las circunstancias comerciales o de ubicación geográfica. Por tanto, este proyecto de ley transparenta el pago de la transmisión asignándolo directamente a los clientes finales. De este modo, se asegura que la transmisión eléctrica sea remunerada en base a sus costos, sin los riesgos de sobreprecios pero, a su vez, fortaleciendo el escenario de competencia en generación. Esta medida, permitirá en las licitaciones de suministro para empresas distribuidoras en general y para las licitaciones previstas para el año 2016 en particular, una disminución del precio de las ofertas. Un sistema de transmisión que persigue un mercado competitivo y de precios eficientes, debe ser remunerado por los beneficiarios finales de ese sistema holgado, es decir por los consumidores o clientes finales.

El Mensaje acota que para la recaudación del valor anual de los costos de transmisión, se utilizan los ingresos tarifarios reales que naturalmente se generan por la operación del sistema eléctrico, complementados por cargos de transmisión nacional, zonal, para transmisión dedicada y de polos de desarrollo, aportados por los usuarios finales.

Adicionalmente, el proyecto incorpora dentro del texto, como lección aprendida desde la promulgación de la “ley corta I”, los criterios para repartir la recaudación, para el caso que existan distintos propietarios de instalaciones de transmisión, bajo un esquema que evita efectos indeseados como las reliquidaciones por ejercicios ya pasados y contiendas entre las distintas partes involucradas.

Con el fin de fortalecer el desarrollo normativo, el proyecto propone medidas que buscan:

- a. Establecer un proceso estandarizado de elaboración, revisión y actualización de la normativa sectorial;
- b. Definir responsables según tipo de normativa;
- c. Mejorar en la fiscalización y cumplimiento de la norma;
- d. Consagrar los principios de seguridad y calidad de servicio en la Ley, y

e. Establecer un sistema de compensaciones a usuarios finales que hayan sido afectados por indisponibilidad de suministro o de instalaciones.

Para cumplir con dichos objetivos se propone, en primer lugar, definir en la ley los principios que deben regir la elaboración, revisión y actualización de las normas, considerando un proceso participativo, estandarizado y transparente que fomente la adquisición y el uso de nueva tecnología en la operación y diseño de sistemas.

Para ello, el Mensaje indica que se dota al regulador de potestades claras respecto de cómo conducir este proceso y definir el detalle del mismo entregando una mayor flexibilidad. En esa línea, recogiendo la mejor práctica internacional, se conformarán comités técnicos ad-hoc para cada temática normativa: seguridad, operación, diseño, protecciones, etc., y un Comité Central que analice propuestas y elabore los cambios normativos de carácter técnico-económico.

En el caso de la CNE y su rol como regulador del mercado eléctrico, el nuevo marco normativo que este proyecto de ley presenta, requiere precisar su alcance en forma armónica con el fortalecimiento del rol de planificador de las expansiones de la transmisión, acorde con los mayores niveles de competencia que se están incorporando al sector y con un Coordinador con mayores funciones y responsabilidades. Así, para regular la actividad del mercado eléctrico se destaca la facultad que tiene la Comisión para dictar normas técnicas y económicas para todos los actores de la cadena eléctrica, incluyendo generación, transporte, distribución y consumo, de modo que la interpretación de esa facultad sea inequívoca por parte de todos los actores. Para asegurar la representatividad de los actos normativos, sin embargo, se incorporan etapas de participación, a lo menos, del Coordinador y las empresas coordinadas. Asimismo, se eliminan las ambigüedades de los espacios de regulación entre la Comisión, el Panel de Expertos y el Coordinador estableciéndose claramente la delimitación de facultades y prelación de los actos de cada organismo.

En segundo lugar, el Ejecutivo apunta que se especifican las atribuciones del fiscalizador para abordar las situaciones de incumplimiento de los estándares normativos y específicamente los asociados a indisponibilidades de instalaciones. Adicionalmente, se entregan al Coordinador funciones de apoyo de la labor fiscalizadora de la SEC, y de promoción del cumplimiento de la normativa.

Finalmente, para la actualización tecnológica, se propone definir legalmente el alcance de los Servicios Complementarios, para que tengan una forma de definición y actualización flexible en el tiempo según la evolución tecnológica.

3.- Estructura del proyecto de ley.

La iniciativa consta de dos artículos permanentes y veintitrés artículos transitorios.

El artículo 1° introduce, mediante treinta y cinco numerales, diversas modificaciones en el decreto con fuerza de ley N°4/20.018, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), que versan sobre aspectos relativos a:

- a) Constitución de sociedades de giro de generación eléctrica con domicilio en Chile.
- b) Coordinación y operación del sistema eléctrico nacional.
- c) Sistemas de transmisión eléctrica, esto es, generalidades, planificación de la transmisión, calificación de las instalaciones de transmisión, tarificación y remuneración de la misma.
- d) Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.
- e) Adecuaciones a la LGSE.

El artículo 2° elimina la compensación regulada por interrupción o suspensión del suministro de energía eléctrica no autorizada en conformidad a la ley y los reglamentos, que afecte parcial o íntegramente una o más áreas de concesión de distribución, a cargo de la Superintendencia.

Los artículos 1° a 9° transitorios regulan la transición de los actuales CDEC al nuevo Coordinador.

Los artículos 10 a 15 transitorios tratan sobre la vigencia de los procesos de planificación energética y de la transmisión; de calificación de las instalaciones, y de tarificación.

El artículo 16 transitorio regula la implementación del Sistema de Información Pública del Coordinador del Sistema.

El artículo 17 transitorio establece que el plazo para certificar el cumplimiento de la normativa técnica correspondiente de las instalaciones existentes.

El artículo 18 transitorio versa sobre la remuneración de los servicios complementarios que se estén prestando a la fecha de publicación de la ley.

El artículo 19 transitorio fija plazos para la dictación de los reglamentos que establezcan las disposiciones necesarias para la ejecución de la ley.

El artículo 20 transitorio establece la transición de la remuneración de la transmisión nacional a partir de la remuneración troncal.

El artículo 21 transitorio contempla aumentos de dotaciones para el año 2016 con el objeto de fortalecer al Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía, y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

El artículo 22 transitorio establece la correspondiente imputación presupuestaria del mayor gasto que represente la aplicación de la ley.

Por último, el artículo 23 transitorio contempla una delegación de facultades para la dictación, mediante un decreto con fuerza de ley, del texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos.

- - -

4.- Informe financiero.

El informe financiero que acompaña al Mensaje del Ejecutivo, luego de aludir a las principales enmiendas que se proponen en materia de coordinador independiente; planificación energética y de la expansión de la transmisión; definición de trazados; acceso abierto al sistema de transmisión, y remuneración del sistema, señala que esta iniciativa de ley implica un gasto fiscal anual en régimen de \$2.024.225 miles, a lo que se agregan gastos por una vez ascendentes a \$1.287.667 miles asociados a estudios, habilitación de dependencias y gastos indirectos referidos a nuevas contrataciones.

Añade que los mayores gastos en personal se asocian principalmente a un incremento de treinta y dos nuevos cupos, que obedece a la necesidad de contar con personal especializado para las nuevas obligaciones que le impone la ley a organismos públicos, relativas a la Subsecretaría de Energía (planificación energética, planificación de la transmisión, estudio de franjas y tarificación de sistemas de transmisión); Comisión Nacional de Energía (planificación del sistema de transmisión eléctrica, desarrollo normativo y tarificación), y Superintendencia de Electricidad y Combustibles (asesoría técnica, fiscalización y resolución de reclamos por franjas, fiscalización de interrupciones y pago de compensaciones a usuarios finales, fiscalización y sanción en infracciones económicas y fiscalización del Coordinador).

Finaliza consignando que el mayor gasto fiscal que irroque la aplicación de esta ley durante su primer año presupuestario de vigencia, se financiará con cargo al presupuesto del Ministerio de Energía, pudiendo el Ministerio de Hacienda, en lo que faltare, suplementarlo con cargo a los recursos de la Partida Tesoro Público de la Ley de Presupuestos del Sector Público. En los años siguientes se estará a lo considerado en la Ley de Presupuestos.

- - -

DISCUSIÓN EN GENERAL

Al iniciarse la discusión de esta iniciativa legal expuso ante la Comisión, en primer término, el **señor Ministro de Energía**.

El personero de Gobierno señaló que, según el diagnóstico del sector eléctrico en su conjunto, el alto precio de la energía que pagan los usuarios finales obedece, entre otras causas, a la existencia de un sistema poco robusto. Esto suscita problemas de competencia y precios, mientras la congestión dificulta la conexión de nueva generación. En efecto, agregó, así como hay lugares donde no se permite el paso de electrones desde el lugar donde se producen a aquel donde se consumen, existen riesgos de importantes diferencias de costos marginales (los que en algunos sectores pueden ser equivalentes a cero por la imposibilidad de transmitir). Además, el acceso abierto es limitado, dijo, pues no todos los generadores pueden acceder a las líneas que necesitan para sus proyectos. Ello, en circunstancias que quien coordina los despachos de la energía eléctrica, el CDEC, no es independiente de los incumbentes.

Por otra parte, este sistema poco robusto implica problemas de seguridad: Chile tiene como promedio 15 horas/año de falta de suministro por cliente, cifra elevada si se considera que en Europa se mide en minutos y no en horas. Con esta iniciativa legal se espera reducir ese promedio para el año 2035 a 4 horas/año.

Luego, el personero acotó que las exigencias sociales y ambientales no incorporadas en el diseño de los trazados originan tensiones entre los actores y dilación en la concreción de los proyectos. Así, los nuevos desarrollos carecen de la suficiente legitimidad social y ciudadana.

El señor Ministro explicó que la transmisión se compone de tres segmentos: el troncal, que une el conjunto del país; el adicional, que corresponde a las líneas que van del generador al troncal o salen de éste a la subestación o bien al cliente directo, y la subtransmisión, que es donde llega la energía para que el distribuidor la provea. Cada segmento tiene sus propias dificultades. En lo relativo a la transmisión troncal el Estado ha descuidado el rol de planificación que le corresponde y ha carecido de visión estratégica de largo plazo. Además, existen elementos de congestión, descalce y costos marginales que distorsionan los precios y restringen la competencia. De allí es que sea necesario democratizar la energía para que el sistema no se constituya en una barrera a la entrada. Por su parte, en la transmisión adicional existe falta de claridad en las obligaciones y derechos de los propietarios y terceros, así como un eventual uso inadecuado del territorio. A su turno, la subtransmisión presenta problemas de seguridad de abastecimiento, dificultades para conexión de otra clase de generación –proyectos de generación de menor escala- y ausencia de coordinación con el desarrollo y la expansión del nivel troncal.

A continuación, el personero de Gobierno hizo hincapié en la desconfianza y falta de diálogo que se observa entre comunidades, privados y el Estado para coordinar intereses. En este ámbito, añadió, el Estado no ha cumplido su rol de coordinador entre privados y ciudadanía, haciéndose necesario reconocer el bien común involucrado. Es preciso promover y proteger el medio ambiente y los intereses nacionales, y considerar que en planificación territorial existen diversos intereses en conflicto. Nuestro sistema de transmisión es único, nacional y cada vez más integrado e interconectado. Cabe tener en cuenta que a partir del segundo semestre de 2017 habrá solo un sistema desde Arica a Puerto Montt.

En el proceso de elaboración del proyecto de ley, comentó, hubo una etapa pre-legislativa de un año, que implicó una labor conjunta entre la Comisión Nacional de Energía y la Pontificia Universidad Católica de Chile, y que incluyó un diagnóstico participativo, estudios y benchmarking (DICTUC, PUC, CNE), así como grupos de trabajo a los que se incorporaron representantes de la industria, expertos y funcionarios ministeriales y de distintos servicios públicos.

Los objetivos centrales del proyecto de ley, señaló, son:

- Lograr que la transmisión favorezca el desarrollo de un mercado competitivo, para bajar los precios de energía a cliente final, libre y regulado. Este proyecto trae más competencia y democracia.
- Mejorar los estándares de seguridad y calidad de servicio del sistema.
- Crear un ente coordinador del sistema más robusto e independiente, reformando los actuales CDEC.
- Integrar esta señal regulatoria en la próxima licitación de bloques de energía (2016), lo cual incidiría en al menos 5 USD MW/h de manera directa.

En cuanto a la planificación energética de los sistemas de transmisión, informó que la de largo plazo implica un nuevo proceso quinquenal a cargo del Ministerio de Energía, para un horizonte de treinta años, teniendo en cuenta que actualmente se hace cada cuatro años y con un horizonte de quince. La planificación de la transmisión consiste en un proceso anual de expansión de todo el sistema de transmisión –nacional, zonal, polos de desarrollo- a cargo de la CNE y el operador, con un horizonte de al menos veinte años. Respecto de los nuevos criterios en esta materia, se pretende minimizar los riesgos en el abastecimiento; la creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, y concretar instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico.

Actualmente el Estado sólo se ocupa de costos y eficiencia, pudiendo ésta reducir los problemas de seguridad. Sin embargo, se pretende pasar de un sistema restringido a uno holgado. Hoy el sistema

está constantemente congestionado, haciéndose necesario reducir los costos de dicha congestión. Así, la expansión con holgura tiene un mayor importe, estimándose en 1 a 3 US\$/MWh, más costos de transición y adaptación a los cambios, todo lo cual es bajo en relación con los beneficios, a saber: disminución de los costos marginales de 10 a 20 US\$/MWh; menor variabilidad esperada de éstos o decremento de la variabilidad entre 3 a 6 US\$/MWh gracias a más holguras en el SIC; disminución del precio al cliente final, y menor uso de franja de territorio y conflictos con las comunidades. De esta manera se producirá una mayor competencia en generación e integración de polos ERNC en el largo plazo.

El Secretario de Estado estimó que la transmisión debe anticiparse a la generación y no se debe supeditar a proyectos individuales. Además, se debe propender a reducir el costo de la congestión, pues es muy elevado (lo cual supone disminuir su incidencia, probabilidad y riesgo). Con la transmisión planificada con suficientes holguras se espera obtener una transmisión robusta y flexible para acomodar futuros proyectos a bajo costo, con pequeños niveles de pérdidas, congestiones con menor o baja probabilidad y el desarrollo acelerado de la oferta y de la competencia.

En lo que respecta a la remuneración de los sistemas de transmisión, el señor Ministro advirtió que se trata de un problema complejo. El actual mecanismo de remuneración, adujo, carece de simplicidad y transparencia. Además, existe la convicción de que lo que cargan los generadores es superior al costo verdadero. Así, se necesita una forma de remuneración distinta para reducir lo que se está gravando por costo de transmisión. Se debe sustituir un mecanismo donde el 80% se estima por el generador, por uno de estampillado como ocurre en Europa y Estados Unidos, lo cual traerá beneficios a los consumidores.

El proyecto de ley busca que la transmisión eléctrica no sea una barrera para la competencia, y entregue señales de simplicidad y transparencia de los cálculos de costos, con el fin de propiciar un menor importe de suministro. Igualmente, se establecen mayores certezas a los inversionistas en redes de transmisión zonal y para polos de desarrollo, extendiéndose la garantía del retorno de sus inversiones a veinte años. Lo anterior, atraerá nuevos inversionistas al sector mediante licitaciones internacionales abiertas y competitivas.

En cuanto al cambio del sistema de pago, actualmente la transmisión troncal es remunerada tanto por las inyecciones, como por los retiros. Así, los costos de transmisión son, en definitiva, traspasados íntegramente a los consumidores finales. Pero no es posible garantizar que el pago de las inyecciones sea trasferido sin sobrecargos. El proyecto de ley transparenta el pago de la transmisión asignándolo directamente a los clientes finales. De este modo, se asegura que el costo de la transmisión eléctrica sea remunerado sin los riesgos de sobrecostos para fortalecer el escenario de competencia en generación. Esta medida permitirá una disminución del precio. Un sistema de transmisión que persigue un mercado competitivo y de precios eficientes debe ser remunerado por los beneficiarios finales de ese sistema holgado, es decir por los clientes finales.

En lo relativo al impacto en los consumidores, acotó que en un mercado competitivo y en el largo plazo los beneficios de una mejor transmisión son traspasados a los clientes, al conseguir más bajos precios, más confiabilidad y menores impactos medioambientales. De esta manera, el objetivo es que los consumidores financien la transmisión directamente sin tener como intermediarios a los generadores, reduciéndose el pago por transmisión. Esto ahorra multiplicidad de premios al riesgo e ineficiencia operativa.

A continuación, el señor Ministro abordó lo referente al emplazamiento de los trazados de transmisión, que ocasiona una serie de tensiones entre los actores sociales. Sobre este particular, sostuvo la conveniencia de que el Estado desempeñe un rol importante y se involucre en la definición del trazado y del emplazamiento. De esta forma, una vez decidida la expansión del sistema de transmisión, a través de una nueva línea, el operador llamará a una licitación para su construcción. La información del trazado de una nueva línea es mínima y se definen plazos de puesta en marcha, aplicándose penalidades por atrasos en el cumplimiento. Hoy es de responsabilidad del adjudicatario privado la definición del trazado, la obtención de la resolución de calificación ambiental y la presentación de la solicitud de concesión definitiva.

En ese marco, prosiguió, esta iniciativa le encarga un nuevo rol al Estado en el desarrollo del sistema de transmisión troncal como garante del bien común, dado que deberá involucrarse en la definición de los trazados y emplazamiento de los nuevos sistemas de transmisión. Se incluyen aspectos ambientales, territoriales, técnicos, económicos y de relación con la ciudadanía (al efecto se contempla un esquema de participación). Por otra parte, el nuevo procedimiento de estudio de franja para trazados de transmisión eléctrica de interés público por el Ministerio de Energía será sometido a evaluación ambiental estratégica y a la aprobación del Consejo de Ministros para la Sustentabilidad.

El nuevo segmento de transmisión eléctrica contendrá líneas para polos de desarrollo cuyo trazado será determinado a través del estudio de franja. En consecuencia, es un nuevo tipo de sistema de transmisión eléctrica que se crea con este proyecto de ley. Esta figura está contenida en la idea de polos de desarrollo, definidos como zonas geográficas territorialmente identificables en el país, donde existen recursos o condiciones de alto potencial para la producción de energía eléctrica proveniente de energías renovables y, al menos, en un 20% de energías renovables no convencionales, cuyo aprovechamiento, utilizando un único sistema de transmisión, resulta de interés público, es eficiente económicamente y es coherente con la conservación del patrimonio ambiental y la preservación de la naturaleza.

La presencia del Estado, al intervenir a través del proceso de planificación de la expansión del sistema de transmisión eléctrica coordinando la instalación en zonas para la generación, permitirá que proyectos de generación de energía que por sí solos –debido a su tamaño– no son capaces de transmitir energía al sistema nacional accedan a la red. También se aplica en el caso de una cuenca donde haya un generador que,

por su tamaño, puede construir su propia línea de transmisión para inyectar energía al sistema y muchos pequeños que por sí mismos no pueden hacerlo: aquí el Estado obligará a que todos se conecten a un único sistema de transmisión.

El señor Ministro recordó que el coordinador del sistema en la actualidad es el CDEC, cuyo directorio es elegido por segmentos de agentes del sector, constituyendo un sistema financiado por éstos. Entre sus funciones está preservar la seguridad global del sistema eléctrico, garantizar la operación más económica y el acceso abierto a los sistemas de transmisión. Esta iniciativa legal establece como coordinador del sistema a una corporación independiente *ad hoc* con directorio elegido por un Comité Especial de Nominaciones. Se mantienen las responsabilidades de garantizar una operación segura, económica y acceso abierto; el monitoreo permanente de la competencia; la planificación de la expansión de la transmisión; la autorización de conexiones al sistema de transmisión; la entrega de información transparente para el mercado y sociedad, y el rol de administrador único de las interconexiones regionales.

Luego, el personero precisó que existe un cambio en la tasa de descuento de las instalaciones de transmisión. En efecto, en el proceso de tarificación de la transmisión se reconocen los costos eficientes de adquisición e instalación, de acuerdo con valores de mercado. La anualidad de dichos costos se determina considerando una vida útil cada tres períodos tarifarios. Así, la tasa de descuento que deberá utilizarse para determinar la anualidad del valor de inversión de las instalaciones de transmisión será calculada por la Comisión cada cuatro años. Ésta será aplicable después de impuestos, y para su determinación se deberá considerar el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas de transmisión eléctrica en relación al mercado, la tasa de rentabilidad libre de riesgo y el premio por riesgo de mercado. En todo caso, dicha tasa de descuento no podrá ser inferior al 7% ni mayor a 10%.

Finalmente, el Ministro explicó que otros cambios contenidos en el proyecto apuntan a una nueva definición de segmentos de la transmisión, el libre acceso a instalaciones dedicadas y la posibilidad de licitar servicios complementarios.

El Honorable Senador señor García-Huidobro manifestó su preocupación por la forma de integración del organismo que reemplazará a los CDEC en la tarea de coordinar el sistema.

Además, consideró oportuno pronunciarse respecto a qué sucederá con las actuales líneas de transmisión y quién adoptará la decisión sobre su futuro. Lo razonable, a su juicio, sería ampliar lo existente. Posteriormente, se podrán desarrollar proyectos energéticos diversos, como los relacionados con los canales de regadío y las minihidros.

La Honorable Senadora señora Allende destacó la importancia del proyecto de ley en la medida que aborda la debilidad y precariedad del sistema de transmisión, el cual resulta en la actualidad opaco

en la fórmula de cálculo de precios. Se necesita mayor transparencia y certeza en el sistema, y que el Estado juegue un rol en la materia.

Enseguida, subrayó la necesidad de contar con el trazado en forma previa con el objeto de evitar efectos negativos, eternizar las negociaciones o judicializar los conflictos. En este mismo sentido, expresó su interés por conocer las soluciones que se adoptan en el derecho comparado y la opinión del Ministerio respecto a la tecnología que debería emplearse en la línea de transmisión, esto es, de energía alterna o continua.

Por otra parte, previno que la discusión de este proyecto de ley debe considerar los estudios nacionales e internacionales que existan acerca de los efectos de las radiaciones electromagnéticas en la salud humana y animal y en materia de contaminación ambiental.

El Honorable Senador señor Prokurica, si bien valoró positivamente la iniciativa legal por su propósito de instar por un sistema de transmisión más económico, seguro, competitivo y transparente, expresó su inquietud por las relaciones que existirán entre el CDEC y el ente coordinador y el modo cómo se compatibilizará la participación del Estado en la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP), como una generadora que participa en el mercado, con los nuevos roles que le asigna el proyecto.

Luego, advirtió que existiendo incentivos perversos de terceros ajenos al sistema eléctrico, que sacan provecho en las negociaciones que se establecen cuando se pretende instalar líneas de transmisión, la ley debería contener normas que desincentiven actuaciones especulativas.

En cuanto a la ciberseguridad del sistema eléctrico nacional, el señor Senador abogó por mecanismos de resguardo que –en caso de corte de ciertos segmentos- eviten los altos costos de una eventual reposición y perjuicios a los clientes finales.

El Honorable Senador señor Guillier reflexionó en torno a la posibilidad real que tiene el Estado de asegurar que todos los emprendimientos podrán acceder a este sistema y las condiciones en que podrán hacerlo.

Por otra parte, en materia de administración del sistema, manifestó su preocupación por la autonomía que tendrá el organismo coordinador, la manera en que se integrará y los requisitos que deberán reunir sus miembros.

En lo concerniente al trazado, el señor Senador hizo presente que en Chile no existe planificación territorial coordinada con otros grupos de interés, por lo cual es necesario saber hasta qué punto esta discusión se hará con otros organismos y otros ministerios.

El Honorable Senador señor Pizarro señaló que, aun cuando el nuevo rol que tendrá el Estado en el trazado de transmisión constituye un cambio total en el sistema, el inversionista propondrá el

emplazamiento por donde exista un menor costo, no por donde sea más sustentable. Cuando el Estado asume la función de determinar franjas o áreas por donde puede pasar la transmisión, lo hace sobre la base de un proceso de evaluación y estudio previo, que indica cuál es el terreno más conveniente y los lugares en que pueden desarrollarse los proyectos. Dado que esto tendrá un costo, es necesario determinar quién lo asumirá y cómo se reflejará posteriormente en la tarifa.

El **Secretario de Estado** sostuvo que, desde el punto de vista de la composición, los miembros del nuevo ente coordinador independiente serán seleccionados por un Comité Especial de Nominaciones. Este Comité estará compuesto por un representante del Panel de Expertos; uno del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia; uno del Ministerio de Energía; uno de la CNE; uno del Consejo de Alta Dirección Pública, y un Decano de una Facultad de Ciencias o Ingeniería de una universidad del Consejo de Rectores.

Consultado por el **Honorable Senador señor Prokurica** si las actuales funciones del CDEC se mantienen, el **señor Ministro** respondió afirmativamente, si bien se amplían las responsabilidades del coordinador independiente al monitoreo permanente de la competencia. Por otra parte, el proceso de evaluación ambiental estratégica definirá una franja y una planificación. Así, el titular del proyecto deberá someterlo a consideración del Ministerio del Medioambiente para la Resolución de Calificación Ambiental.

En cuanto a la energía alterna o continua para la línea de transmisión, explicó que el Ministerio convocó a un comité técnico que ha elaborado un análisis en la materia. En todo caso, dijo, se trata de un asunto que suscita todavía un amplio debate entre los especialistas.

Enseguida, informó que se ingresó en la Cámara de Diputados el proyecto de ley que establece un nuevo gobierno corporativo de la ENAP (Boletín N° 10.545-08), que excluye al Ministro de Energía del directorio de la compañía.

En lo tocante al electromagnetismo, el señor Ministro sostuvo que el tema se encuentra zanjado por la Organización Mundial de la Salud (OMS).

A continuación, advirtió que si bien no existe garantía para que ingresen los proyectos pequeños de ERNC, esta iniciativa legal ayudará a democratizar y reducir las barreras de entrada a aquellos proyectos que hoy no pueden desarrollarse. El nuevo rol del Estado no consiste en asumir la responsabilidad de la evaluación ambiental de todo el proyecto de transmisión, lo cual seguirá siendo de cargo del titular.

En lo concerniente a los polos de desarrollo, acotó que es una definición específica de algunas áreas o localidades de Chile que tienen un enorme potencial eléctrico, especialmente en minihidros. Durante el presente Gobierno se pretenden construir 100 proyectos de este tipo de energía, sin embargo existe la dificultad de que los derechos de agua se

distribuyen entre mucha gente. Existen 1.888 kilómetros y 32 proyectos distintos de transmisión en construcción relacionados con nuevas líneas.

El **Secretario Ejecutivo de la CNE** recordó que los dueños de los CDEC son las propias compañías generadoras y transmisoras. Su elección se realiza mediante segmentos. El proyecto contempla un mecanismo que evita la captura de intereses políticos y económicos del sector mediante la composición mixta del ente coordinador y una mayoría cualificada para la adopción de resoluciones, con el objeto de que imperen criterios técnicos.

Las funciones del coordinador independiente mantienen las responsabilidades de los CDEC de garantizar una operación segura, económica y acceso abierto; el monitoreo permanente de la competencia; la planificación de la expansión de la transmisión; la autorización de conexiones al sistema; la información transparente para el mercado y sociedad, y la administración de las interconexiones regionales.

El **Honorable Senador señor Prokurica** fue de parecer de que esta información sea de acceso libre por cualquier persona.

Luego, reiteró la necesidad de propender a la seguridad contra ciber-ataques y subrayó el alto costo que tiene para los consumidores y el país en general un bloqueo o caída del sistema de transmisión. Chile, dijo, está avanzando en forma lenta en este ámbito a pesar del riesgo que entraña una caída no sólo del sistema eléctrico, sino de todos los sistemas asociados. Esto contrasta con lo que sucede en países desarrollados, los cuales le asignan mucha relevancia al tema.

El **Secretario Ejecutivo de la CNE** explicó que no existe mucha experiencia en otros países sobre la manera de determinar el emplazamiento del trazado de transmisión, sino que hay distintas opciones. Por ejemplo, en Dinamarca es un asunto que se discute en el Parlamento. En Brasil para ciertas líneas se definen pre-franjas, las cuales son meramente indicativas para los oferentes. En Colombia, cuando la línea pasa por lugares donde existe un asentamiento indígena compete al Estado determinar su factibilidad.

En este proyecto de ley la definición del trazado se somete a una evaluación ambiental estratégica, procedimiento reglado en la legislación medioambiental que obliga a establecer alternativas, discutir las con las comunidades, hacer consulta indígena, etc. Sobre esa base se define un trazado, aunque sólo tiene el carácter de una franja preliminar. Esa franja será licitada, lo cual será transparente para los todos los oferentes. Posteriormente, la franja licitada será declarada de utilidad pública y se gravará con la servidumbre eléctrica obligatoria.

La evaluación ambiental estratégica tiene un período de duración cercano a dos años y es efectuada por el Ministerio en base a la regulación existente. Con todo, ya entró en vigencia el Reglamento de Evaluación Ambiental Estratégica que establece trabajos de participación ciudadana temprana, consulta indígena, evaluación de alternativas, etc. Todo

este trabajo le compete al Comité de Ministros de Sustentabilidad, el cual aprueba esta franja preliminar que se grava con la servidumbre eléctrica obligatoria por causa de utilidad pública.

De no existir acuerdo en la Comisión Tasadora, y mientras éste se logra, la empresa puede ingresar a los terrenos. En el proceso de planificación se puede utilizar infraestructura existente y ampliarla.

Por otra parte, la definición técnica respecto de la interconexión fue la de utilizar corriente alterna. Fueron estudios contratados y un panel de expertos nacional los que señalaron que –con esa tecnología– las condiciones de operación posterior serían completamente seguras, cumpliendo las exigencias respectivas.

Consultado por el **Honorable Senador señor García-Huidobro** respecto a si la materia tratada en esta iniciativa legal requiere consulta indígena, en los términos del Convenio N° 169 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT), el **encargado de la Cartera** aseguró que no se precisaría de este procedimiento por tratarse de una iniciativa legal que sólo establece una política pública nacional en materia de transmisión.

A continuación, el **Jefe del Departamento Eléctrico del Ministerio de Energía** acotó que si bien en materia de interconexión la solución que se adoptó fue utilizar corriente alterna, se imponen exigencias adicionales al proyecto. Con todo, añadió, en el futuro deberá incorporarse la corriente continua al sistema. La capacidad de transmisión puede pasar por un cambio tecnológico en algunas secciones, la flexibilidad de estas ampliaciones requerirá que las tecnologías continuas se adicionen. Originalmente las ERNC poseen este tipo de corriente para luego pasar a alterna.

En lo relativo a ciber-seguridad, el personero indicó que se encuentran las normas técnicas de seguridad y calidad del servicio, que tiene un capítulo referido a los protocolos de comunicación entre coordinados, realizándose exigencias en seguridad de comunicación. Existe preocupación en los CDEC en orden a que la encriptación de los datos sea adecuada para evitar algún nivel de intervención por parte de terceros. A su vez, cualquier modificación se puede realizar rápidamente, debido a que existen elementos asociados a seguridad de la información en la coordinación que debe realizar el CDEC con las empresas que operan el sistema. Sólo se sabrá si las medidas de seguridad son suficientes cuando se origine algún evento.

El **Honorable Senador señor Guillier** precisó que la inquietud en lo que atañe a la ciber-seguridad se relaciona también con la Defensa Nacional y las catástrofes, por la vulnerabilidad de nuestro país en muchos aspectos y por su especial geografía.

A continuación, expuso el **Profesor Titular de la Facultad de Ingeniería de la Pontificia Universidad Católica, señor Hugh**

Rudnick, quien afirmó que las razones que determinan que en la actualidad la transmisión eléctrica se presente como una restricción, son las siguientes: falta de visión estratégica de largo plazo; inexistencia de medidas que faciliten el uso de energías disponibles limpias y económicas; ausencia de mecanismos de asociación e integración energética zonal; esquemas de remuneración en conflicto con los de expansión y con criterios de eficiencia, y altos precios de la energía. Además, dijo, la transmisión suscita problemas sociales y ambientales, así como conflictos con comunidades, sin que hayan mecanismos de resolución ni esquemas de asociatividad y criterios de ordenamiento territorial, con un Estado ausente en su rol de coordinador y orientador del sector.

El problema radica en que la transmisión es la base de la competencia en generación, siendo su fórmula más económica la que se expresa mediante líneas eléctricas únicas (por ende, un monopolio). De allí que las necesidades regulatorias surjan en materias tales como interconexión; libre acceso a líneas; entrada al negocio; organización y propiedad; operación y calidad; remuneración; distribución de pagos, y expansión y control del sistema. Adicionalmente, debe haber un solo coordinador.

En ese marco, agregó, esta iniciativa legal propone mejoras para responder a nuevos requerimientos técnicos, sociales y ambientales, manteniendo las características básicas de un mercado eléctrico desintegrado verticalmente, eficiente y competitivo en su abastecimiento de la demanda, y capaz de proveer señales económicas claras a los agentes privados, generadores y consumidores.

En cuanto a la planificación del sistema de transmisión, el académico recordó que como el esquema vigente de expansión establece un estudio de transmisión cada cuatro años y determina el plan referencial dentro del mismo período, no existe una visión de largo plazo y no se consideran riesgos del mercado, tanto en generación como en demanda. Consecuencialmente, la expansión resulta limitada, lo que produce restricciones y congestión.

Por el contrario, el proyecto de ley en estudio establece una planificación energética de largo plazo con un nuevo proceso quinquenal a cargo del Ministerio de Energía, para un horizonte de treinta años. La planificación de la transmisión en proceso anual de expansión de todo el sistema estará a cargo de la CNE y el operador, con un horizonte de al menos veinte años. Además, se incluyen nuevos criterios de planificación, a saber: minimización de los riesgos en el abastecimiento; creación de condiciones que promuevan oferta y faciliten competencia, e instalaciones que sean económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico.

Enseguida, destacó que el proyecto de ley pretende transitar desde un sistema restringido a uno holgado. Hoy existe una expansión restrictiva a mínimo costo, sin considerar incertidumbres, con alta congestión, mayores costos y precios para usuarios finales y riesgos superiores. Se propone una planificación de largo plazo de la transmisión,

que se anticipe a la generación y que considere las incertidumbres y la reducción de costos de la congestión. Una transmisión planificada con suficientes holguras permitirá una transmisión robusta y flexible para acomodar futuros proyectos a bajo costo; generar bajos niveles de pérdidas, y originar un desarrollo mayor de la oferta y de la competencia con menores precios de generación.

En lo relativo a polos de desarrollo, el docente sostuvo que se produce una indeseada competencia local por la transmisión y una pérdida de beneficio social, un alto costo de ésta y un elevado impacto en materia de uso de territorio y medio ambiente. En tal sentido, el proyecto de ley enfatiza la cooperación y la asociatividad local, así como la competencia nacional en generación y la maximización de beneficio social, mediante una transmisión con holguras, a menor costo e impacto en el uso del territorio y el medio ambiente. El profesor Rudnick adujo que una única solución coordinada permite la evacuación de la producción de la generación dentro de polos de desarrollo, sobre cuyo establecimiento y expansión existe un interés público, encontrándose fallas de coordinación para su materialización.

En lo referente a la remuneración de la transmisión, precisó que el pago actual por uso de líneas asume que existe un mercado central y la mayoría de los flujos van de sur a norte. Se trata de un complejo cálculo, que atiende a los flujos, con un pago de 50% por generación e igual cifra por consumo. Lo anterior suscita incertidumbres para los generadores y es una barrera de entrada para nuevos competidores: los generadores sobrevaloran la transmisión en sus contratos para protegerse del riesgo, perjudicando a los consumidores. Aquí el desafío es reducir el componente costo de generación del precio final de la energía.

Luego, abogó por la necesidad de simplificar el esquema de remuneración de la transmisión. La complejidad del actual atrasa y desincentiva las decisiones de inversión en generación, le suma riesgos y limita la competencia y la reducción de precios. Respecto del pago directo por demanda, aseguró que los consumidores igual cancelan todo el sistema de transmisión, aunque indirectamente, porque los generadores los traspasan los costos al consumidor, a través del cobro en la energía. A esta transferencia se le suma el riesgo del propio de generador ante un futuro aumento de su pago. Cobrar directamente al usuario permite no sobrecargarlo con el riesgo del generador. En un mercado competitivo los beneficios de una mejor transmisión son traspasados, en el largo plazo, a los clientes, al conseguir precios más bajos, mayor confiabilidad y menores impactos medioambientales. El objetivo es que los consumidores financien la transmisión directamente, sin tener como intermediarios a los generadores, lo que debería reducir el pago por ella. Esto permite efectuar ahorros por concepto de premios al riesgo e ineficiencia operativa.

El profesor Rudnick hizo presente la necesidad de adecuar la transición de peajes. Sobre el particular, sostuvo como fundamental avanzar desde un esquema de generación más demanda, a uno que contemple sólo demanda, realizando el cambio en el horizonte del período 2019-2034. A su turno, dijo, se requiere evitar dobles pagos por

transmisión: los peajes actualmente son incorporados a los contratos. De esta manera, se debe evolucionar a nuevos convenios que descuenten los pagos de peajes incorporados, evitando beneficios o subsidios a generadores alejados de los centros de consumo. Según arguyera, es relevante cargar los peajes a los consumidores y dar tiempo al logro de ofertas de generación más competitivas, para lo cual se debe evolucionar a un mercado en el mismo sentido, donde los costos de transmisión no sean una barrera de entrada. Además, se debe asignar a los consumidores los desarrollos de transmisión que claramente los benefician, fijando el cobro directamente a los clientes del SIC o del SING, dependiendo de su utilidad.

En cuanto al emplazamiento y trazados de la transmisión, comentó que el esquema vigente consiste en que una vez decidida la expansión del sistema, a través de una nueva línea, el operador llama a los privados a una licitación para su construcción. La información acerca de su trazado es mínima y no existe análisis de sus impactos sociales, económicos y turísticos. Luego, se definen plazos de puesta en marcha y se aplican penalidades por atrasos en cumplimiento. Es de responsabilidad del privado que gana la licitación la definición del trazado, la obtención de la Resolución de Calificación Ambiental y la presentación de la Solicitud de Concesión Definitiva.

En este ámbito destacó el nuevo rol del Estado en el desarrollo del sistema de transmisión troncal como garante del bien común. Con esta iniciativa el Estado se involucrará en la definición de los trazados y el emplazamiento de los nuevos sistemas de transmisión. En esta definición se incluyen aspectos ambientales, territoriales, ciudadanos, técnicos y económicos, y se incorpora un esquema de participación. El nuevo procedimiento de estudio de franja para transmisión eléctrica de interés público por parte del Ministerio de Energía, será sometido a evaluación ambiental estratégica y a la aprobación del Consejo de Ministros para la Sustentabilidad. Así, merced a las economías de escala que se darán en el uso de la franja, a mayor capacidad de transmisión menor será el uso de franja por MVA de capacidad.

Enseguida, el académico explicó la figura de los actuales operadores del sistema, esto es, los CDEC. El directorio de estos organismos, señaló, es elegido y financiado por segmentos de agentes del sector. Sus funciones son: preservar la seguridad global del sistema eléctrico y garantizar la operación más económica y el acceso abierto a los sistemas de transmisión. El proyecto de ley, por el contrario, establece que el operador del sistema será una corporación independiente *ad hoc*, cuyo directorio será elegido por el Comité Especial de Nominaciones. Sus funciones serán garantizar la operación segura y económica del sistema y un acceso abierto al mismo; monitorear la competencia; planificar la expansión de la transmisión; autorizar conexiones al sistema; entregar información transparente para el mercado y sociedad; y administrar –como ente único– las interconexiones regionales.

A modo de reflexión final, el profesor Rudnick señaló que el proyecto en estudio constituye una mejora en la regulación del sector eléctrico, que habrá de producir impactos en todos los agentes del

sector. Ello supone recoger sus inquietudes e introducir en el texto de la iniciativa las modificaciones que sean oportunas. Con todo, en su opinión el texto del proyecto representa una vía adecuada para mejorar la transmisión, incrementar la competencia y lograr un suministro eléctrico más sustentable, económico y seguro.

El Honorable Senador señor García-Huidobro abogó por la necesidad de que, para la transparencia del sistema, en las boletas de cobro de la cuenta que se entregan al cliente final se incluya un detalle de todos los rubros que son objeto de recaudación, tal como ocurre con el servicio de agua potable.

La Honorable Senadora señora Allende, luego de consultar a los personeros de Gobierno acerca de las razones que explican que los generadores cobren por concepto de transmisión, hizo hincapié en la necesidad de propender no sólo a disminuir los costos de generación mediante el ingreso de nuevos actores y más competencia, sino también de fortalecer la transmisión. Lo anterior, dijo, pasa por establecer un sistema más robusto que permita la conexión de distintas modalidades de energía. En tal sentido, fue partidaria de incentivar en forma simultánea la incorporación de proyectos de menor cuantía y de que los clientes sean compensados. La reducción de los precios en generación debe ir acompañada del fortalecimiento en transmisión.

El profesor señor Rudnick señaló que con este proyecto se pretende que el cliente tenga conocimiento de lo que se cobra por generación, transmisión y distribución. El costo de la generación es muy elevado porque comprende parte de la transmisión. La idea es traspasar directamente dicho cobro al consumidor y no que sea objeto de un recargo en el precio que paga. Lo que hoy sucede es que los generadores para protegerse de los cambios en el sistema recargan el costo de transmisión. Lo que se pretende es eliminar este problema, de modo que se compita sólo en costo de generación.

El académico explicó que existen diversas dimensiones de la transmisión: la zonal, esto es, aquella en que la transmisión va a empresas distribuidoras (se encuentra regulada y controlada); la dedicada, en cuya virtud un generador grande se conecta al sistema troncal; la lateral, referida a los denominados “polos de desarrollo” y que buscan generadores factibles (el Ministerio de Energía realizará análisis regulares sobre la ubicación de estos polos).

En cuanto a la simultaneidad necesaria para la compensación de consumidores, apuntó que debe coordinarse la entrada de nuevos generadores con los volúmenes de transmisión factibles. Es probable, dijo, que esto implique construir líneas más grandes.

El Honorable Senador señor Prokurica adujo que, en circunstancias que el proyecto modifica la política energética en materia de transmisión con mayor presencia del Estado, sería conveniente que la planificación sea de competencia de un organismo que actúe sobre la base de criterios técnicos. Dado que debe ser un ente que se diferencie tanto

de las empresas privadas, cuanto de las del sector público, el señor Senador manifestó sus reparos a que el Estado intervenga, por un lado, como coordinador y planificador y, por otro, como generador a través de la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP). Si se acepta que el Estado participe más activamente en el sistema eléctrico es para que la energía sea de mayor calidad y a un menor costo. En otros países, añadió, si bien se puede observar una intervención fuerte del Estado en materia eléctrica, éste no tiene empresas generadoras.

En otro orden, el señor Senador sostuvo que si el Estado intervendrá en las determinaciones relativas a un trazado, el diseño que resulte debe ser vinculante. De no serlo no habría modificación alguna respecto del actual régimen. A su turno, el trámite medioambiental y las consultas a las comunidades indígenas deben quedar a cargo de algún organismo estatal.

El señor Senador coincidió en la necesidad de detallar los cobros en la cuenta de energía eléctrica que reciben los clientes finales. Y respecto de la aplicación de multas o compensaciones, fue partidario de estas últimas por ir en directo beneficio de los consumidores.

El **Honorable Senador señor Guillier** indicó que como el actual sistema de transmisión es centralizado, cuando la única línea se corta nuestro país queda en una posición de vulnerabilidad. Sobre el particular, consultó respecto de las medidas de seguridad del sistema para garantizar su continuidad. En lo que atañe a la separación entre generación y transmisión, abogó por la necesidad de concebir la mejor alternativa para garantizar el libre acceso de los diferentes generadores al sistema de transmisión. Por último, expresó su inquietud por la determinación –en el marco del nuevo rol del Estado en materia de trazado- de quién pagará los costos de los procesos administrativos y de la forma en que se compatibilizarán intereses contrapuestos, considerando la diversidad geográfica de nuestro país y la carencia de planificación en cuanto al uso del territorio.

El **Honorable Senador señor García-Huidobro** recordó que si bien hace algún tiempo la generación con carbón y diésel tuvieron un alto costo, hoy el escenario ha cambiado. De mantenerse estas condiciones de precio de ambos combustibles, dijo, habrá que atender especialmente a los incentivos para la generación mediante ERNC.

El señor Senador, enseguida, fue partidario de transparentar la acción del Estado, ante la eventual existencia de intereses económicos o políticos del sector público. Con todo, consideró favorablemente esta iniciativa legal en lo relativo a la separación de costos. Finalmente, consultó acerca del plazo que se prevé para la transición entre el actual y el nuevo sistema de transmisión.

El **profesor señor Rudnick** respondió que el proyecto de ley tiene una fuerte presencia del operador del sistema y una activa participación de los agentes en el proceso de planificación, realizando observaciones o resolviendo conflictos a través del Panel de Expertos. El

trazado será vinculante y sometido a una evaluación ambiental estratégica, el cual es un procedimiento en el que se practican consultas públicas y se hacen análisis técnicos. Posteriormente, se somete a un Consejo de Ministros que aprueba el proyecto en particular.

En cuanto a las compensaciones, afirmó que existe preocupación al respecto porque pueden hacer quebrar a algunas empresas eléctricas, si sus valores son demasiado altos. Pero hay problemas que este proyecto de ley no resuelve: es el caso de la resiliencia frente a catástrofes naturales muy masivas, aun cuando hay zonas que pueden recuperar sus servicios en forma autónoma.

La separación entre generación y transmisión es esencial en las reformas de los mercados eléctricos mundiales. Según nuestra legislación, los generadores no pueden ser dueños de la transmisión troncal, que debe estar separada de la generación para evitar cruces de beneficios.

Sobre el rol del Estado en los trazados, los costos serán soportados por la ciudadanía: así, el Panel de Expertos y los estudios de transmisión y de franja son financiados por consumidores finales.

En lo que concierne a las enmiendas que se introdujeron al proyecto en la Cámara de Diputados, el académico manifestó su preocupación por la restricción de 20% mínimo de ERNC en los polos de desarrollo. A su juicio, esta opción es artificiosa y puede limitar la evolución de estos polos.

Finalmente, acotó que con el actual valor de los combustibles la fórmula más económica para generar energía en forma permanente es a través de fuente hídrica. Las ERNC han reducido sus costos de manera notable. El carbón, si bien es económico y abundante, presenta problemas ambientales. El gas natural debe transportarse y licuarse, lo que aumenta su costo.

A continuación, expuso el **Gerente General del Consejo Minero, señor Carlos Urenda**, quien expresó que, en circunstancias que la minería del cobre representa algo menos de un tercio del consumo eléctrico del país, la Comisión Chilena del Cobre (COCHILCO) proyecta que a futuro se mantendrá en niveles similares. En ese marco, si bien se verifican aumentos en producción en la minería del cobre, también ha habido caída en las leyes del mineral y mayor dureza de la roca, lo que explica que esta industria haya incrementado su consumo eléctrico.

Aún con la baja en el precio de la energía eléctrica de los últimos años, agregó, el valor sigue en niveles altos, lo que significa que este ítem representa un significativo 10% de los costos directos de la industria minera nacional. Siendo la minería un consumidor eléctrico relevante, el desempeño del sector energético es importante para la minería. Por esto, una reforma significativa como la que representa el proyecto de ley bajo análisis, genera preocupación en la industria cuprífera.

En términos generales, el personero del Consejo Minero coincidió con la necesidad de modificar la regulación de la transmisión, propendiendo un sistema más robusto que evite los episodios de congestión de los últimos años. Asimismo, manifestó su acuerdo con la necesidad de hacer adecuaciones a los CDEC para convertirlos en un nuevo ente coordinador, que refuerce su independencia y aproveche cabalmente sus capacidades.

Enseguida, el personero advirtió que sus observaciones críticas al proyecto buscan perfeccionarlo, especialmente en aquellas normas que significan mayores costos para todo el sistema eléctrico y un traspaso de éstos hacia los clientes.

Respecto del Coordinador Independiente, sostuvo que dada la próxima interconexión SIC-SING, es un paso natural juntar los dos CDEC en un nuevo y único organismo. Valoró que este Coordinador tome como base las funciones de los actuales CDEC y que se busque dotarlo de mayor capacidad e independencia respecto a los actores incumbentes del mercado eléctrico. En particular, consideró positivo que se le entregue una nueva función de monitoreo de la competencia en el mercado eléctrico. Sin embargo, compartió las preocupaciones levantadas en el debate durante la tramitación de este proyecto en la Cámara de Diputados, en cuanto a la pérdida de autonomía frente a la autoridad en el nombramiento y remoción de sus consejeros y en sus propuestas de expansión de la transmisión.

Según dijera, es inapropiado cargar todo el financiamiento del nuevo Coordinador a los clientes, libres y regulados. A raíz de la buena experiencia con el Panel de Expertos, que hasta ahora tiene un esquema de financiamiento compartido entre todos los actores del sector, no hay bases para sospechar que el aporte conjunto de generadores, transmisores y distribuidores, además de los clientes libres, pueda afectar la independencia del Coordinador. Nada asegura que el ahorro para generadores, transmisores y distribuidores, que dejarán de financiar al coordinador, se traspase a menores precios a los clientes. Además, dado que los agentes -por la naturaleza de su negocio- siguen más de cerca el funcionamiento del Coordinador, es clave que concurren a su financiamiento porque así tienen incentivos para prevenir a la autoridad cuando los costos del Coordinador exceden lo razonable.

Respecto del Panel de Expertos, consideró que ha cumplido un importante rol en el sector como organismo de resolución de discrepancias. En este sentido, apoyó que en la Cámara de origen se haya eliminado del texto del proyecto una prohibición a dicho ente para pronunciarse sobre la legalidad de las actuaciones de la autoridad, teniendo en cuenta que en temas regulatorios los aspectos técnicos y legales están entrelazados. No obstante, se mantuvo una norma que establece que la CNE y la SEC tienen siempre la condición de interesados en los procedimientos ante el Panel, a la vez que se añade que los fallos sólo son vinculantes para las partes. De esta manera, las actuaciones de ambos organismos no podrían ser afectadas por los fallos del Panel, aun cuando las discrepancias resueltas estén relacionadas con sus actuaciones. Adicionalmente, el

personero tampoco compartió la idea de traspasar todo el costo del Panel de Expertos a los clientes.

En cuanto a la planificación energética y de la expansión de la transmisión, coincidió con la propuesta de que el Ministerio elabore escenarios energéticos posibles para el largo plazo, pero sostuvo que no queda claro en el texto del proyecto el uso concreto que se le dará al decreto de planificación energética respectivo, sino que sólo se establece que el proceso de planificación anual de la transmisión conducido por la CNE deberá considerar el decreto del Ministerio. Esto puede significar desde atenerse a él hasta tenerlo a la vista y puede involucrar sólo a dicha Comisión o a todos quienes participen en el proceso. Sobre el punto, sugirió precisar que el decreto sólo es vinculante para la propuesta de planificación de la CNE. Para tener un adecuado contrapeso frente a la autoridad, el representante del Consejo Minero planteó que tanto el Coordinador como el Panel de Expertos, y todos los particulares que participen en el proceso anual de planificación de la transmisión, mantengan la libertad de pronunciarse sin estar obligados a ceñirse a los escenarios energéticos contenidos en el decreto.

En la planificación energética, agregó, el Ministerio podrá identificar polos de desarrollo de generación, lo que da origen a un tratamiento especial de la transmisión. Se establece que el financiamiento de ella correspondiente a estos polos, en la fracción no usada por los generadores, y recae sobre todos los clientes del país. En este sentido, estimó que, en vez de cargar a los clientes el costo de la subutilización de líneas específicas, sería más apropiado hacerlo a sus beneficiarios directos, que son los generadores usuarios de esas líneas. Así, una fórmula sería que, mientras haya una fracción subutilizada, ésta sea pagada transitoriamente por los clientes, pero una vez que se utilice completamente o cumplido cierto plazo en que no se logra el uso completo, entre todos los generadores usuarios de la línea paguen el costo, más un adicional que se devuelve a los clientes por el aporte transitorio que hicieron. De este modo, arguyó, se lograría una distribución más justa de los costos y mayor responsabilidad en la promoción y determinación de los polos de desarrollo.

Posteriormente, afirmó que el proyecto de ley en estudio busca resolver el trazado de redes mediante un estudio de franja (financiado sólo por los clientes) sometido a Evaluación Ambiental Estratégica, que concluye con un decreto que fija la franja preliminar. En esta materia recordó que este esquema ha recibido críticas transversales, porque no daría garantías suficientes a quienes invierten en líneas -no se eximen de un posterior paso por el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)- o bien porque se beneficia en exceso a estos inversionistas. Con todo, si bien la propuesta es equilibrada, debería compatibilizarse con otros proyectos de ley en trámite. Así, apuntó que es necesario aclarar si prevalece la franja para transmisión o el ordenamiento territorial que el proyecto sobre fortalecimiento de la regionalización del país (Boletín N° 7.963-06), deja en manos de los gobiernos regionales. Asimismo, estimó importante aclarar si debe hacerse una nueva investigación sobre la biodiversidad en la franja para transmisión, o ceñirse a lo que esté oficialmente determinado como zonas de protección, de acuerdo al proyecto

de ley que crea el Servicio de Biodiversidad y Áreas Protegidas y el Sistema Nacional de Áreas Protegidas (Boletín N° 9.404-12). Además, como esta iniciativa legal señala que el estudio de franja deberá someterse a la consulta indígena del Convenio N° 169 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT), sería contradictoria con el mismo Convenio y la normativa nacional, ya que según estos instrumentos jurídicos la consulta sólo procede en determinadas circunstancias.

Luego, el personero indicó que el proyecto de ley reafirma el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, lo cual resulta adecuado. De esta manera, establece una regulación particular de este acceso para los sistemas dedicados, que son las líneas construidas por generadores o grandes clientes para sus propios requerimientos de inyección o uso de energía. En este ámbito manifestó su acuerdo con permitir que terceros usen estas líneas dedicadas, siempre que exista capacidad disponible, sin perjuicio de que debiera aclararse que se requiere previamente un acuerdo entre propietario e interesados sobre el pago por el uso de las líneas y una solución de controversias ante el Panel de Expertos. Además, cabría contemplar la posibilidad de que este órgano resuelva discrepancias sobre la capacidad disponible de la línea y la solución técnica de las conexiones. Por otra parte, el dueño de la línea debiera mantener siempre el derecho preferencial a disponer de ella y no sólo por los quince años que señala el proyecto. Para evitar la especulación con la reserva de líneas estaría la intervención del Panel. En orden a no afectar la esencia de las líneas construidas para uso particular, es necesario revisar las normas del proyecto sobre obligación de ampliar o modificar estas líneas cuando sirven a empresas de distribución o a polos de desarrollo.

El personero hizo presente que se propone pasar del esquema actual en que la generación paga el 80% del costo de transmisión del sistema troncal y los clientes el 20% restante en las áreas de influencia común, según uso, a un esquema en que los clientes pagan el 100% de estas líneas a través de un estampillado. En esta materia, si bien compartió el objetivo de buscar un esquema más simple y transparente de pago de la transmisión, consideró que la fórmula propuesta es inapropiada. Ello, porque se pierde una señal de localización para los generadores, lo que provoca una tendencia a expandir en exceso las redes de transmisión.

Según sostuviera, no existen antecedentes de que el Ejecutivo haya estudiado en profundidad esquemas alternativos al estampillado, que, sin perder señales de localización, sean simples y transparentes. La literatura ofrece esas alternativas. Así, el mismo Ejecutivo reconoce que en algunos países la distribución del costo no es el esquema 100% de cargo de los clientes que viene en el texto del proyecto de ley. Por ejemplo, no parece lógico que los generadores cuyo negocio es principalmente inyectar energía al sistema, sin tener contratos con clientes, usen la red sin pagar por ella. Al eximir del pago a los generadores, será prácticamente indiferente para ellos el costo de la transmisión, con lo que se pierde un aporte esencial de información y visiones contrastantes en los procesos de expansión y tarificación del sistema. Es decir, se pierde otro factor de contención de costos.

Los clientes del SING son particularmente perjudicados al pasar desde el financiamiento de un sistema troncal relativamente pequeño, a contribuir en uno de transmisión nacional. Estimaciones indican que el aumento del pago es del orden de 50%. Esta iniciativa legal aparentemente busca suavizar este impacto, pero la complejidad del articulado transitorio hace difícil anticipar su efecto en la práctica. Por su parte, los contratos de suministro vigentes entre clientes libres y generadores y, entre estos últimos y empresas distribuidoras, fueron suscritos bajo el esquema actual de remuneración de la transmisión, por plazos que incluso superan los veinte años. En el proyecto se establece un calendario *ad-hoc* hasta el año 2034 para pasar paulatinamente del esquema actual de pagos al nuevo esquema. El personero, no obstante valorar el objetivo que existe detrás, arguyó que aun cuando este calendario logre replicar razonablemente la realidad del promedio de todos los contratos, no evita la tensión que se suscitará cuando se pierda el equilibrio económico de cada contrato en particular, lo que va a perjudicar a una de las partes o dar lugar a engorrosas renegociaciones. Dado lo anterior, añadió, sería preferible un régimen transitorio bajo el cual los contratos vigentes mantienen el esquema actual de pago de la transmisión, y a los nuevos se les aplica el novel cuadro de retribución.

Al concluir su exposición, señaló que para la minería la reforma es relevante, dada la importancia de la energía eléctrica en la competitividad de esta industria. En tal sentido, si bien compartió los objetivos del proyecto en términos de propender a mejorar los sistemas de transmisión y contar con un buen coordinador del sistema, formuló reparos a aquellas normas que tienden a aumentar costos, los que pasan a ser 100% de cargo de los clientes, tales como las referidas a remuneración del sistema de transmisión nacional; financiamiento de la fracción sin uso de la transmisión para polos de desarrollo, y financiamiento del Coordinador, del Panel de Expertos y del estudio de franjas. Estas normas se pueden corregir, dijo, sin debilitar las virtudes del proyecto de ley.

El **Honorable Senador señor Prokurica** manifestó la necesidad de que el Gobierno explicita las razones que justifican la competencia que se entrega al Coordinador del sistema y se pronuncie respecto al modo cómo se compatibilizarán sus atribuciones con las funciones de la Comisión Antimonopolios.

Por otra parte, sostuvo que si la fórmula legislativa adjudica este nuevo sistema a los clientes regulados y no a los libres, que pueden negociar las condiciones de sus contratos pero por períodos acotados, se debe considerar que un proyecto minero puede demorar entre diez y veinte años antes de producir utilidades.

Al respecto, el **señor Rudnick** indicó que existen antecedentes que permiten suponer que si el operador del sistema tuviera una mayor presencia, mediante la supervisión del comportamiento de los actores, podría lograrse mayor competencia y eficiencia. En todo caso, aun cuando esta materia sea de difícil comprensión por el Fiscal o Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, el operador del sistema no reemplazará a estas autoridades.

El **Director Ejecutivo de ACERA, señor Carlos Finat**, afirmó que la fórmula contenida en el texto del proyecto de ley se está convirtiendo en la mejor práctica internacional. Asimismo, aseguró que el coordinador del sistema no pugnará con los organismos competentes, sin perjuicio de su deber de informar de cualquier violación de la legislación eléctrica.

Por su parte, el **Gerente General del Consejo Minero**, fundado en las dificultades que –en su opinión- puede entrañar la segmentación del sistema entre clientes libres y regulados, solicitó introducir elementos de equidad para evitar que la señal de localización carezca de valor.

El **Honorable Senador señor García-Huidobro** previno que el mecanismo en cuestión podría significar una fuerte alza en las tarifas, con un mayor costo para los consumidores. Así, los clientes libres que tienen sus contratos acordados por un período determinado pueden llegar a sufrir un impacto negativo relevante, o las generadoras incrementar sus réditos.

Con motivo de su exposición, el **Director Ejecutivo de ACERA, señor Finat**, aseveró que el proyecto de ley pretende armonizar los intereses asociados al desarrollo y operación de infraestructura de transmisión eléctrica mediante el cumplimiento de criterios de robustez, flexibilidad, eficiencia económica, planificación de largo plazo, seguridad, calidad de servicio y sustentabilidad (evaluada en función de uso de territorio, impacto ambiental y entorno social), todo ello en consideración a la importancia del Estado como garante de un proceso que tiene la intención de maximizar el beneficio social.

Así, dijo, se busca obtener más oferta y competencia en el mercado eléctrico, mayor integración de ERNC, PMGDs y de polos de generación de interés público, y una menor incertidumbre en expansión de la transmisión de largo plazo. Asimismo, se persigue mejorar el cumplimiento de estándares de seguridad y calidad de servicio, mediante una norma técnica enfocada en requerimientos de los usuarios finales, con una mejor respuesta del sistema eléctrico ante contingencias y una incorporación de nuevas tecnologías de transmisión.

Otro objetivo de la iniciativa legal, agregó, es una mayor transparencia en la operación del sistema eléctrico mediante un Coordinador independiente. Lo que se quiere es un nivel superior de coordinación en el uso del territorio mediante un involucramiento efectivo del Estado como garante del bien común en la definición de los trazados y emplazamiento de nuevos sistemas de transmisión, que contemple un esquema de participación ciudadana y cree un cuadro de información pública del uso del territorio para el emplazamiento de redes de transmisión.

En ese marco, adujo, ya existen principios validados por los distintos grupos de interés que presentaron observaciones al anteproyecto: equidad y política no discriminatoria; eficiencia económica;

eficacia productiva; consistencia; simplicidad; responsabilidad de uso y protección del medio ambiente; estabilidad; transparencia; responsabilidad por los resultados en la gestión del sistema, y definición participativa de los procedimientos del coordinador.

En cuanto al nuevo Coordinador, recordó que se crea un organismo nacional del sistema, independiente y con mayores facultades de monitoreo de competencia y con nuevos estándares de transparencia en el manejo de información. Respecto de la planificación energética de largo plazo, el Ministerio de Energía será responsable del desarrollo de un proceso quinquenal, para un horizonte de treinta años, cuyo objetivo será entregar lineamientos generales relacionados con escenarios de desarrollo de consumo y oferta de energía eléctrica, incluyendo identificación de polos de desarrollo. De esta forma, el Estado tendrá un rol central en la evaluación de trazados con el objetivo de legitimar el desarrollo de transmisión ante la opinión pública y las comunidades, y con la intención de lograr un equilibrio económico, social y ambiental que le otorgue mayor certeza a la materialización de los proyectos.

En lo relativo a la remuneración del sistema de transmisión, dijo, se procura fortalecer el escenario de competencia en generación mediante la asignación transparente y simple del 100% del pago de los costos de transmisión al consumo utilizando un mecanismo de estampillado.

Por otra parte, se potenciarán polos de desarrollo donde se identifican recursos o condiciones para la producción de energía eléctrica cuyo aprovechamiento sea de interés público.

Según ACERA, en esta instancia del proceso legislativo cabe focalizarse en los siguientes aspectos:

- Asignación de ingresos tarifarios como mecanismo de gestión de riesgo de congestiones.
- Definición en la regulación del concepto de vertimientos de ERNC.
- Preocupación por el rol de la CNE en la definición del Directorio del Coordinador y sus procedimientos.
- Reconocimiento de la importancia de los sistemas de almacenamiento y su consideración en la planificación.
- Simplificación de la complejidad asociada a un periodo transitorio extenso.
- Limitación de las compensaciones por incumplimiento de estándares normativos de disponibilidad.

En lo que concierne a la asignación de ingresos tarifarios como mecanismo de gestión de riesgo de congestiones, sostuvo

que éstos se relacionan con las pérdidas y las congestiones del sistema eléctrico, es decir, son un resultado de la operación real del sistema y no de la esperada. El proyecto de ley establece medidas de gestión de largo plazo, pero no las aborda como un problema de operación de corto plazo, que seguirá presente en el sistema. Además, dispone que los ingresos tarifarios del sistema de transmisión se asignen íntegramente a los usuarios finales mediante su deducción en el pago del cargo único. Estos ingresos se generan por las diferencias entre costos marginales de los extremos de un tramo de línea de transmisión y crecen en función de las pérdidas y la congestión.

El proyecto elimina la única forma de mínima compensación a quienes se perjudican de la congestión. Los mecanismos de asignación tienen el incentivo perverso de mantener sistemas congestionados para minimizar el pago por parte de los clientes finales, lo cuales no participan del mercado de corto plazo porque sus costos de suministro se establecen a través de contratos de largo período. Las congestiones tienen efectos indeseados en el mercado de corto plazo, tales como la volatilidad del costo marginal y restricciones a la generación (vertimiento ERNC). En el caso del estampillado, arguyó, carece de sentido asignar los ingresos tarifarios a los clientes finales porque son indiferentes a la señal de costo-oportunidad de transmisión de corto plazo. Por otra parte, los ingresos tarifarios deben ser asignados entre quienes participan del mercado de corto plazo: adjudicarlos al transmisor o a la demanda no modifica sus decisiones de inversión o de consumo respectivamente.

En su opinión, las congestiones no provocan una disminución de la calidad de servicio a los clientes finales. El propietario de la transmisión es indiferente a la recaudación de ingresos tarifarios, porque se le asegura a todo evento el pago de su VATT. El transmisor no define cuando invertir en nueva infraestructura. Como las congestiones pueden producir aumentos de los precios de cierre de las licitaciones para clientes regulados, una cobertura de riesgo de congestión permitiría reducir el valor de las ofertas y disminuir los precios de energía de clientes regulados.

Enseguida, el personero propuso reconocer en la Ley General de Servicios Eléctricos que las situaciones de congestión de sistemas de transmisión deben ser gestionadas mediante un tratamiento que dependa de la operación real instantánea del sistema; establecer un instrumento de cobertura de riesgo de congestiones en la regulación de transmisión; mejorar la contabilización de ingresos tarifarios mediante la definición independiente de ellos y por pérdidas, y determinar un tratamiento diferente en eventos de congestión, asignando los ingresos tarifarios por cada tramo a los generadores que inyectaron en la zona “exportadora” (perjudicados), atendido el uso real que hacen los agentes del sistema, no el esperado. El mecanismo debe ser no discriminatorio respecto a la posición comercial de los generadores contratados o no contratados.

Esta idea, dijo, responde a la necesidad de establecer un mecanismo de gestión de corto plazo de los efectos del desarrollo de la transmisión en la operación real del sistema. También permite a las empresas generadoras tener un instrumento de cobertura de

riesgo operacional por desviaciones en la valorización de inyecciones, producto de congestiones en el sistema de transmisión que deriven en variaciones significativas en los costos marginales entre dos nodos pertenecientes a un tramo de línea transmisión. Este mecanismo no requiere modificar la estructura marginalista del mercado eléctrico chileno, sólo cambiar el método de asignación de los ingresos tarifarios dados en situaciones de congestión.

En lo que atañe al concepto de vertimientos ERNC, precisó que es una situación que continuará siendo un desafío en los sistemas eléctricos. Esta condición ocurre cuando una central de ERNC dispone de energía, pero no la puede inyectar debido a restricciones de capacidad del sistema de transmisión o restricciones operacionales de generadores convencionales. Se sugiere establecer al respecto en la Ley General de Servicios Eléctricos la definición de operativa de vertimiento para que tanto el reglamento, cuanto las normas técnicas y los procedimientos del coordinador se puedan hacer cargo de su contabilización y de los costos de oportunidad en que el sistema incurre por no poder generar con producción de menor costo de operación.

Acerca del rol del Ejecutivo en la definición del directorio del Coordinador y sus procedimientos, el especialista de ACERA advirtió que esta iniciativa legal amplía notoriamente las facultades del Ejecutivo para intervenir en la materia. A modo de ejemplo, añadió, aprueba sus estatutos y presupuesto a través de la CNE, y ésta además puede instruir cambios en los procedimientos y participa con tres de seis votos en el Comité Especial de Nominaciones que designa a los miembros del Consejo Directivo.

En cuanto a los dos primeros puntos, propuso que los respectivos actos sean fundamentados mediante un informe pormenorizado. A su vez, que se mantenga un mecanismo de consulta previa hacia los coordinados sobre los procedimientos del Coordinador, y la posibilidad de acudir al Panel de Expertos para resolver discrepancias.

En lo tocante al tercer punto, consideró necesario incorporar a un representante de la industria eléctrica designado de común acuerdo entre las asociaciones gremiales que la representan. Además, debiera preverse que luego de la elección inicial la renovación de consejeros se haga en forma parcial.

Respecto a las facultades de la CNE en relación con el Panel de Expertos, estimó importante que exista un mayor balance en las posibilidades que esta ley otorga a dicha Comisión en cuanto a las facultades del Panel. Así, en circunstancias que el nuevo proyecto permite que los dictámenes no sean vinculantes para la CNE y SEC, esta Comisión puede instruir al Coordinador sobre cambios en los procedimientos después del dictamen del Panel y el Ministro tiene facultades para declarar inaplicable un dictamen. Su sugerencia consiste en revisar dichos alcances y establecer que, en cualquier caso, el ejercicio de esas facultades debe ser respaldado mediante el respectivo informe pormenorizado. Cabe también aclarar que los dictámenes técnicos del Panel serán vinculantes para la CNE y la SEC.

Sobre el reconocimiento de la importancia de los sistemas de almacenamiento y su consideración en la planificación, recordó que éstos permiten aumentar la flexibilidad del sistema y producen múltiples beneficios, alineados con la política energética 2050. Una mayor adopción de ellos puede apoyar la integración de una cantidad superior de fuentes de generación renovables en el sistema de transmisión y distribución eléctrica, de manera de reducir los costos de la energía y minimizar emisiones de gases de efecto invernadero.

Aumentar la penetración de fuentes de almacenamiento contribuye a optimizar el uso de generación eléctrica variable, intermitente y presente fuera de horarios de demanda máxima, particularmente en sistemas con un crecimiento significativo de ese tipo de generación. A su vez, una adopción superior del uso de sistemas de almacenamiento puede ahorrar costos a los consumidores de electricidad, al evitar o retrasar la necesidad de nuevas unidades térmicas para abastecer la hora de punta, lo cual evita o retrasa la necesidad de expansiones en el sistema de distribución y transmisión. Además, reducirá el uso de generación de electricidad mediante unidades termoeléctricas para abastecer la demanda en horas de punta, lo que favorecerá la reducción de emisiones.

El uso de sistemas de almacenamiento puede proveer servicios complementarios y reemplazar unidades de generación termoeléctrica en el SING. La regulación en esta materia es incompleta en Chile, donde existen barreras significativas en la obtención de los beneficios identificados de un mayor uso de sistemas de almacenamiento, incluyendo una evaluación no adecuada de su integración a los sistemas eléctricos con los procedimientos de planificación utilizados actualmente. La planificación troncal sólo evalúa necesidad de obras de transmisión para abastecer la demanda de manera segura y eficiente. Los sistemas de almacenamiento tienen un rol en el cumplimiento de este objetivo: el tiempo necesario para la construcción y puesta en servicio de estas instalaciones es menor que el requerido para el desarrollo de un nuevo sistema de transmisión.

Respecto de cómo aborda el desafío de los sistemas de almacenamiento el proyecto de ley, acotó que el artículo 72-2 establece que estarán sujetos a la conjunción de la operación del coordinador los sistemas de almacenamiento de energía que se interconecten al sistema eléctrico. El reglamento definirá las normas de optimización y remuneración que le sean aplicables a esta clase de instalaciones. Esta disposición genera dudas respecto de su alcance para el caso de sistemas de almacenamiento asociados directamente a una central. El especialista abogó por la diferenciación entre almacenamiento puro y aquel asociado a centrales generadoras y por la incorporación en los estudios de planificación de los sistemas de almacenamiento, como un tipo de infraestructura de red que debe ser evaluado y puede ser licitado si resulta económica y técnicamente eficiente. La idea es apreciarlo como un potencial proveedor de servicios complementarios.

En lo que atañe a la extensión del periodo previsto para la remuneración del sistema de transmisión, el señor Finat fue partidario

de que el mecanismo transitorio para asignación de pago de transmisión se defina, por ejemplo, hasta el 31 de diciembre de 2020, de manera que la nueva licitación de suministro a clientes regulados tenga la oportunidad de definir señales de precio más simples y con una asignación determinada entre los agentes. Asimismo, recomendó redefinir un mecanismo de pago de peaje de generadores mediante prorrata por uso esperado sin discriminación, calculado cada año según lo que corresponda.

A continuación, tratándose de las compensaciones por incumplimiento de estándares normativos de disponibilidad, el especialista aludió a la importancia de limitar el riesgo de los agentes dentro de un alcance que puedan gestionar. En el proyecto, dijo, las compensaciones no tienen límite respecto a los montos a pagar sea por indisponibilidad de suministro, sea por instalaciones que superen los estándares de disponibilidad. Esto podría ocasionar incluso la quiebra de empresas. Además, no sólo el cálculo de los sobrecostos incurridos por el sistema eléctrico por indisponibilidad de instalaciones puede ser significativamente complejo, sino también la determinación de los afectados que habrán de ser compensados. Si bien este aspecto se halla en revisión por ACERA, agregó, es preferible que los criterios de diseño del sistema eléctrico sean consistentes con las exigencias de disponibilidad de la norma. Con todo, como el principio no está incorporado en la normativa vigente, será necesario en cualquier caso un período de transición.

En cuanto a los polos de desarrollo, abogó por la necesidad de balancear una política no discriminatoria con eficiencia económica y simplicidad. Así, se inclinó por explicitar los principios y metodología que definirán y priorizarán el concepto. En este sentido, planteó la conveniencia de establecer, por un lado, normas sobre definición del interés público en función de zonas con potencial de desarrollo de generación y, por otro, resolver el riesgo que otro usuario se conecte en una zona intermedia a la red y cope la capacidad de transmisión, en perjuicio de los generadores que ya están instalados en la zona o de otros actores que buscan desarrollar proyectos en esa área, con la posibilidad de perder la intencionalidad de la línea.

El Honorable Senador señor Prokurica enfatizó la necesidad de establecer una fórmula de seguridad cibernética en materia eléctrica, de la que hoy carece. La idea es que el sistema eléctrico nacional cuente con una especie de cortafuego para salvaguardar la estabilidad y continuidad del suministro eléctrico.

El personero de ACERA, en sintonía con el requerimiento del señor Senador, comentó que existe un mandato genérico al actual CDEC de preservar la seguridad del servicio, que puede afectarse por muchas razones, tales como fallas operacionales, eventos de la naturaleza o ciberataques. Ello, adujo, persuade sobre la pertinencia de incluir expresamente en la legislación normas en la materia.

El profesor señor Rudnick precisó que las instituciones de investigación estudian el modo de proveer de seguridad al sistema en riesgos asociados, si bien existen mecanismos que permiten

recuperar el servicio y reducir el impacto. No obstante, aun cuando consideró que la seguridad cibernética es un tema relevante, sostuvo que no sería necesario incorporarlo en la ley, por cuanto puede ser materia de reglamento. Como fuere, añadió, la responsabilidad es tanto de la autoridad administrativa que fija las exigencias (CNE o SEC), cuanto de los operadores del sistema que quedan obligados a cumplirlas.

El Honorable Senador señor Horvath, en alusión a la congestión en materia de transmisión y la necesidad de crear una instancia que vele por los intereses públicos en el sector energético, consideró esencial contar con una ley de ordenamiento territorial que contribuya a resolver los conflictos que suscita la fijación de los trazados. En el caso de Aysén, dijo, se trata de una región que se suele mencionar como un polo de desarrollo energético por su potencial hidroeléctrico, cuando en rigor tiene mayor potencialidad en materia de turismo y biodiversidad. En esa óptica, el señor Senador fue partidario de que el Estado se haga cargo de la definición de los trazados y franjas, en circunstancias que hoy –según dijera– el sistema energético se encuentra regulado por sus actores.

Asimismo, instó por discutir la garantía de la tasa específica que actualmente alcanza al 10%: ésta es una especie de utilidad asegurada, arguyó, considerando que se realizan concesiones en vías públicas y traspasos de agua potable a privados a tasas menores.

Al proseguir la discusión en general de este proyecto de ley, expuso el **Gerente General de TRANSELEC, señor Andrés Kuhlmann**.

En lo medular, el personero, luego de comentar que TRANSELEC –empresa de capitales canadienses, cuyos accionistas son fondos de pensiones y de inversión– es una de las más relevantes compañías dedicadas al negocio de la transmisión, señaló que la sociedad ha participado en la electrificación de nuestro país desde los inicios del proceso. El principal objetivo de esta empresa, añadió, es proveer a Chile de una red de transmisión robusta que le permita disponer de un suministro eléctrico confiable y de calidad. La transmisión troncal, dijo, facilita la competencia en generación y es clave para la seguridad del suministro. No obstante, su incidencia en el precio final de la energía es marginal (3%), con una representación muy baja en las cuentas de la luz.

Adecuadamente dimensionada y oportunamente construida, la transmisión contribuye a la formación de una matriz energética diversificada; reduce los precios de la energía al permitir que todos los generadores compitan en un mismo mercado (lo que facilita la entrada de nuevos actores), y otorga confiabilidad al suministro eléctrico. En tal contexto, arguyó, el proyecto de ley supone diversas mejoras al actual marco regulatorio de la transmisión. Así, mencionó como los principales puntos positivos:

a) Planificación de largo plazo y con holgura, pues se establece una planificación energética cada cinco años y con un horizonte

de treinta, así como una planificación de la transmisión cada año con un horizonte de veinte.

b) Mayor legitimidad de los proyectos mediante nuevas instancias de participación ciudadana, lo que debería reducir la incertidumbre en su materialización.

c) Elaboración de estudios de franja que se someterán a evaluación ambiental estratégica (EAE). Esto también contribuirá a la legitimidad de los proyectos, aunque el proceso podría ser muy largo y complejo. No obstante, sería preferible hacer más expedita la evaluación ambiental de proyectos desarrollados en el marco del estudio de franja con EAE, ante el riesgo de incentivar a especuladores a comprar tierras. Por tal razón, es recomendable establecer limitaciones sobre propiedades en la franja.

Sin perjuicio de lo anterior, sostuvo que la ley contiene aspectos que requieren perfeccionamiento, tales como:

1. Período de transición para ajustarse a la menor tasa. El proyecto de ley establece una rentabilidad que se calcula en base a un modelo CAPM con un piso de 7%. Este piso afectará fuertemente la rentabilidad y castigará a quienes han invertido y pretenden seguir haciéndolo a futuro. Para que las empresas se ajusten al nuevo marco, el Mensaje original del Ejecutivo establecía una transición de cuatro años con un piso del 7,5%. Sin embargo, en el primer trámite constitucional en la Cámara de Diputados esta norma se eliminó. Todo indica, añadió, que sería conveniente permitir a las empresas que se ajusten gradualmente a esta nueva tasa.

2. Compensaciones y calidad de servicio. Esta iniciativa legal contempla sanciones desproporcionadas respecto de mejores prácticas. Las actuales compensaciones ya son más altas que las de países comparables, donde existen incentivos por buen desempeño y poseen estándares aceptables de falla. Además, se observa un amplio uso de límites globales anuales en ellas.

3. Participación en el sector generación. Esto dice directa relación con la modernización de la correspondiente regulación. La restricción se justificó por la coyuntura del momento, cuando se legisló en esta materia, pero actualmente no tiene mayor sentido. Además, nos encontramos con un mercado competitivo y de acceso abierto absoluto y operativo. Así, este proyecto de ley entrega la administración del referido acceso al Coordinador. Lo anterior, constituye una discriminación arbitraria sólo respecto del transmisor, por cuanto generadores y distribuidores participan en la transmisión, pero no se permite la situación inversa. En esta línea, propuso una misma regla para todos y con estricto apego a la legislación antimonopolios.

4. Refiriéndose a otros cambios relevantes del proyecto de ley, consideró interesante la incorporación de economías de ámbito al cálculo del costo de operación y mantenimiento. En esta materia

fue partidario de eliminar la lógica incompatible con el modelo actual basado en “Empresa Modelo Eficiente”. A su vez, abogó por modificar los criterios de valoración de las servidumbres, porque en su opinión impactan de modo relevante en las empresas existentes. En efecto, agregó, se requiere un cambio sustancial en las reglas del juego al alterar la metodología de valoración de servidumbres de instalaciones existentes previas al año 2004, al valor efectivamente pagado. Este cambio afectará severamente al sector y a TRANSELEC, en particular.

Enseguida, instó por revisar lo relativo a la calidad de servicio en el sistema zonal. Al respecto, sostuvo que los niveles de interrupción en subtransmisión son notoriamente más elevados que en la transmisión troncal, producto de una planificación sin redundancia. Propuso que el nivel de seguridad en el sistema zonal sea el mismo que en el nacional. En cuanto al rol del Panel de Expertos, manifestó que existe consenso respecto del gran aporte que ha realizado a la industria en estas materias, dando certezas y resolviendo en tiempos y costos acotados. Sugirió hacer vinculantes para CNE y SEC los dictámenes de este órgano.

Al concluir, hizo presente que un sistema de transmisión robusto es clave para facilitar la competencia en generación, contar con una matriz de generación diversificada y otorgar confiabilidad al suministro eléctrico. Robustecer este sistema, dijo, impacta marginalmente el valor de las cuentas de electricidad, pero permite generar ahorros en el costo de la energía. Así las cosas, resumió, si bien esta iniciativa legal es un avance respecto del marco regulatorio existente en diversas materias, contiene algunos puntos críticos que requerirían perfeccionamiento, tales como la gradualidad en la reducción de la tasa; las compensaciones y la calidad del servicio; la participación en generación; los criterios de valoración de las servidumbres, y la incorporación de economías de ámbito al cálculo del COMA.

A continuación expuso la **Directora Ejecutiva de la Fundación Chile Sustentable, señora Sara Larraín**.

La especialista coincidió en cuanto a que este proyecto de ley corrige problemas institucionales en la coordinación y despacho de energía en los sistemas eléctricos. En este sentido, termina con los CDEC y establece la figura de un Coordinador Independiente y público del sistema eléctrico nacional. Dado que la conformación de sus miembros se independiza de los incumbentes y se financiará por los clientes libres y regulados, la idea aporta transparencia al despacho de energía y al mercado eléctrico. Además, se trata de una entidad que será fiscalizada por la SEC. Sin embargo, advirtió, el periodo de transición desde los CDEC al Coordinador Independiente es excesivamente largo. El proyecto, asimismo, amplía las atribuciones del Estado en la planificación y aumenta los plazos para llevarla a cabo a fin de expandir la transmisión, e introduce normas para el acceso abierto.

Como aspectos negativos la personera sostuvo que, si bien se procura el aumento en el rol del Estado en materia de planificación, esta potestad se utiliza –según dijera– para mayor beneficio del

inversionista eléctrico por sobre los derechos territoriales de otros sectores económicos como agricultores, indígenas, concesionarios turísticos, etc. Se fundamenta la nueva atribución en reducir riesgos en las inversiones en transmisión, pero al mismo tiempo se excluye definitivamente al Estado de la participación en este segmento del mercado eléctrico, lo cual es contradictorio con su inserción en el segmento generación por intermedio de la ENAP. Además, los costos asociados a la planificación y las holguras se cargan en un 100% a los consumidores, incluidos los regulados.

La señora Larraín opinó que la creación en la iniciativa legal de un nuevo instrumento de ordenamiento territorial vinculante irá en beneficio del inversionista eléctrico. En efecto, arguyó, el Ministerio de Energía determinará centralizadamente los polos de desarrollo para la extracción de recursos energéticos y la generación eléctrica, pero lo hará sin participación de las regiones; EAE; ni procedimientos de balance o búsqueda de coherencia con los planes de desarrollo regional. Dada esta circunstancia, dijo, este procedimiento vulnera la ley vigente que exige evaluar multisectorialmente políticas, planes y programas. Los polos inconsultos terminarán siendo zonas de sacrificio, donde se impone una prioridad de uso del territorio sin balance democrático (extractivismo energético) y sin visión de desarrollo.

Luego, recordó que, durante el primer trámite constitucional de esta iniciativa legal, los diputados en la Comisión de Energía aprobaron una indicación para someter el polo de desarrollo a EAE, en la cual debían participar los ciudadanos y las autoridades locales y regionales. Posteriormente, el Ejecutivo logró suprimir esta idea en la Comisión de Hacienda fundado en los costos que tendría. Sin embargo, de igual manera deberá someterse a EAE la franja para la línea de transmisión entre el polo de desarrollo y el sistema troncal. Esto significaría imponer un ordenamiento territorial inconsulto con una evaluación *ex post*.

Por otra parte, la personera apuntó que se crea un nuevo gravamen territorial en beneficio del inversionista eléctrico. El Estado impone una franja de interés público por el solo ministerio de la ley, vía decreto, para transmitir la energía desde los polos de desarrollo. La franja es sometida a estudio y a EAE, sin incorporar el correspondiente polo. Más tarde la franja es licitada al inversionista eléctrico privado para que estudie un trazado al interior de ella y negocie con los propietarios la servidumbre, de acuerdo a ley de concesiones eléctricas vigente. Lo anterior genera desigualdad ante la ley y conflictos con derechos y regulaciones territoriales de sectores diferentes al eléctrico. De esta forma, el proyecto blindo al inversionista eléctrico por el Estado frente al derecho de propiedad, la ley N° 20.283, sobre Bosque Nativo y Fomento Forestal, el Convenio N° 169 de la OIT y las concesiones turísticas. De facto, el Estado establece un nuevo modelo de concesión territorial sin expropiar, pero con costos públicos (estudio de Franja y EAE) para –según su parecer- beneficio perpetuo de los inversionistas privados eléctricos.

A continuación, la señora Larraín destacó que el proyecto de ley excluye al Estado del segmento de la transmisión, pues cierra las puertas a su participación en la titularidad de estos sistemas. La

franja de interés público se licita a los privados, lo que difiere de la reciente reforma legislativa que amplió el giro de ENAP para su participación en la generación. En este caso, el Estado planifica, impone un polo de desarrollo y una franja de interés público, participa en las etapas tempranas y de mayor dificultad de los proyectos y, luego, lo cede al inversionista privado, generalmente monopólico. El problema es que el Estado en toda esta operación no capitaliza ni recupera su esfuerzo, ni los costos de imposición de la franja, que es pagada por todos los chilenos. Este esfuerzo público tampoco se reconoce en el proceso tarifario, donde se podría descontar este subsidio público entregado al inversionista en transmisión.

Los costos totales de las holguras establecidas en la planificación, prosiguió, recaen en los consumidores -libres y regulados- hasta por veintiocho años. En el caso de las líneas de los polos de desarrollo, incluye subsidios de los clientes finales actuales y de mediano plazo que benefician a los futuros generadores y grandes consumidores de electricidad. Los consumidores pagan durante dichos veintiocho años el 100% de las holguras (capacidad ociosa) de las líneas hasta que entren en operación las demás centrales planificadas. En el caso de la hidroelectricidad, la figura se constituye en un subsidio directo a los grandes poseedores de derechos de agua (como Endesa, COLBÚN y GENER) que concentran estos derechos en muchas cuencas que serán declaradas polos de desarrollo. Esta situación facilitará al inversionista privado la realización de negocios de alta rentabilidad asegurada por el Estado, con cargo a la ciudadanía y al sector industrial del país.

En otro aspecto, observó que el proyecto propone remunerar a perpetuidad la inversión en transmisión. El valor anual resultante de la transmisión por tramo -de obras nuevas- y el AVI más COMA -de obras de ampliación- se aplicará cada cuatro años, durante cinco períodos tarifarios, es decir, durante veinte años. Las instalaciones y su valoración deberán ser revisadas y actualizadas en el proceso de tarificación correspondiente. El aspecto crítico aquí radica en que aunque al final del lapso de veinte años las instalaciones se encuentren amortizadas, el proyecto contempla continuar valorizando la inversión, siendo que en realidad sólo debiera remunerarse el valor que significa el costo de operar, mantener y administrar la infraestructura amortizada -COMA- con una rentabilidad regulada por el sistema.

En opinión de la personera esta iniciativa legal desecha la generación distribuida y fomenta la transmisión a gran escala. Ello, porque priorizaría la expansión del sistema eléctrico a partir del crecimiento de la transmisión a gran escala por sobre la incorporación y fortalecimiento de las redes inteligentes y la generación distribuida más funcional a las ERNC. Este tipo de expansión, dijo, tiene mayor impacto sobre el territorio y es menos amigable con las opciones de desarrollo local. Además, como se crean dos nuevos sistemas de transmisión orientados a la gran escala, uno de transmisión para polos de desarrollo y otro de interconexión internacional para exportar energía, se producirá lo que denominó extractivismo energético hacia el sistema troncal.

Enseguida, dio a conocer sus propuestas para modificar los artículos que atentan contra el interés público. Estas enmiendas son:

1. Redefinir los polos de desarrollo. Sobre el particular, dijo, se debe acotar la definición de polos de desarrollo que da origen a franjas de interés público y a un pago de las holguras por los consumidores por 28 años y condicionar este instrumento de planificación centralizada a:

i) Que el 70% de la generación sea en base a ERNC: solar, eólica, geotermia, hidro (20MW). De lo contrario será un subsidio a los propietarios de derechos de agua y a las hidroeléctricas. La idea es fomentar la diversificación de fuentes y desconcentración del mercado para permitir el ingreso de nuevos entrantes, diversificar la matriz y facilitar líneas asociativas para nuevos actores sin subsidio a grandes.

ii) Que los polos sean sometidos a EAE, participación ciudadana y ordenamiento territorial. Debe existir balance de la planificación centralizada con intereses locales y regionales y se debe evaluar el polo de generación y la carretera eléctrica que lleva la energía a la troncal. De lo contrario, arguyó, se incentiva la fragmentación de la evaluación ambiental de la infraestructura de generación y de transmisión, prohibida en la ley N° 19.300, sobre Bases del Medio Ambiente.

2. Eliminar la desigualdad ante la ley en la determinación de franjas. Esto supone suprimir la entrega de concesiones eléctricas por el solo ministerio de la ley en los territorios decretados como franja de utilidad pública. La propuesta incluye explícitamente que la faja da derecho de ingreso a todos los predios para la elaboración del estudio, lo que significa que por el solo ministerio de la ley se constituyen derechos equivalentes a una concesión eléctrica provisoria sin tenerla a favor del Fisco y de las consultoras o empresas que éste designe.

No procede, añadió, entregar a perpetuidad la franja de interés público a los inversionistas eléctricos. El Estado pretende enfrentar la dificultad para establecer la concesión eléctrica imponiendo un decreto de franja de interés público, que traspasará al privado mediante una licitación y sobre la cual, posteriormente, éste solicitará la concesión eléctrica y hará la inversión, quedando como propietario perpetuo del terreno y la infraestructura de transmisión. Sugirió en esta materia que el Estado recupere la titularidad de los terrenos e infraestructura, una vez que el privado amortice la inversión y obtenga la rentabilidad establecida en la licitación.

La personera precisó que el fundamento para la modificación sobre la determinación de franjas radica en que el Estado es el encargado y responsable de elaborar y ejecutar las partes difíciles de un proyecto de transmisión. Al término de las etapas planteadas se le entrega al inversionista eléctrico privado la cancha despejada para concretar su negocio calzado, seguro y rentable. Desde la perspectiva de evaluación económica y social, no se justifica que si el Fisco hace todo el desgaste e internaliza el

costo del estudio, EAE y determinación de franja de utilidad pública, el privado se beneficie posteriormente a costa del gasto fiscal aportado por la ciudadanía. Estos gastos del Estado tampoco son reconocidos en el proceso de valorización y determinación tarifaria. Adicionalmente, el Fisco tampoco puede mantener parte de la propiedad de la transmisión por lo aportado.

3. Incorporar al Estado en la titularidad de obras nuevas. El Fisco hace el esfuerzo pagando el estudio de franja -información territorial, identificación de propiedades, características de territorios, ingeniería general- y realiza y paga la EAE y costea los procedimientos hasta la aprobación de la franja por el Consejo de Ministros. El inversionista que se adjudica la licitación es dueño perpetuo del trazado y las líneas y paga la servidumbre del trazado eléctrico dentro de la franja que, luego, cobra a los consumidores; construye torres y subestaciones (que igualmente cobra a los consumidores); recibe el pago de los clientes por la capacidad ociosa de las líneas por veintiocho años, y finalmente queda de propietario eterno de los fierros y el trazado.

4. Remuneración de obras de expansión. El valor anual resultante de la transmisión por tramo de obras nuevas y el AVI más COMA de obras de ampliación, señaló la señora Larraín, se aplicará cada cuatro años, durante cinco periodos tarifarios, es decir, durante veinte años. Las instalaciones y su valoración deberán ser revisadas y actualizadas en el proceso de tarificación correspondiente. En este ámbito, recomendó que una vez transcurridos los cinco periodos tarifarios (esto es, los veinte años en que se amortizó la inversión), no se pueda volver a incluir este componente en la valorización y tarificación de los servicios de transmisión. Sólo debería remunerarse el valor del costo de operar, mantener y administrar (COMA) la infraestructura ya amortizada con una rentabilidad regulada.

Se adjunta como anexo de este informe un análisis comparado, elaborado por la Fundación Chile Sustentable, en el que se contienen diversas precisiones y comentarios de detalle relativos a las consideraciones expresadas por la señora Larraín.

Posteriormente, expuso el **Profesor de Derecho Administrativo de la Pontificia Universidad Católica de Chile, señor Alejandro Vergara**, quien señaló que la estabilidad del sector energético nacional descansa sobre la base de dos pilares fundamentales. El primero, alude a las potestades de los órganos de la Administración del Estado en relación con este sector económico, a los particulares que llevan a cabo la actividad, y al autogobierno o autoadministración de estos últimos. El segundo pilar, está conformado por el sistema de resolución de conflictos en el sector, caracterizado por su alta especialización e independencia. Los restantes temas de la regulación como generación, transmisión, distribución, coordinación o régimen de precios, dependen para su éxito de estos dos pilares fundamentales.

Luego, sintetizó los principales objetivos del proyecto de ley en estudio, esto es, creación de un coordinador independiente del sistema eléctrico nacional, dotado de personalidad jurídica propia; establecimiento de una planificación energética y expansión de la

transmisión, según su funcionalidad y criterios técnicos estrictos; polos de desarrollo, para determinar zonas con altos porcentajes de generación; definición de trazados, en busca de equilibrio económico, social y ambiental y de mayor certeza para la realización de los proyectos; acceso abierto en todos los niveles de transmisión; remuneración del sistema, que unifica el proceso de calificación de las instalaciones de transmisión de cada segmento en un solo proceso y extiende la garantía de retorno a los inversionistas, y desarrollo normativo y regulación.

En el caso de la CNE en tanto regulador del mercado eléctrico, agregó, se requiere precisar su alcance en forma armónica con el fortalecimiento del rol de planificador, de manera que pueda dictar normas técnicas y económicas para todos los actores de la cadena eléctrica. La idea es que la interpretación de esta facultad sea inequívoca por parte de todos los actores.

Respecto de las nuevas facultades del Coordinador (CISEN), destacó, entre otras, las siguientes: aprobación y fiscalización de la capacidad disponible de las instalaciones, y las solicitudes de conexión a las mismas, dentro del régimen sobre acceso abierto; monitoreo de las condiciones de competencia en el sector y la cadena de pagos, debiendo adoptar las medidas pertinentes que tiendan a garantizarla e informar a la SEC; elaboración, a lo menos anual, de reportes técnicos de desempeño del sistema eléctrico, los que deben ser públicos y comunicados a la CNE y la SEC; en caso de indisponibilidad de suministro, informar a la SEC para efecto de las compensaciones, y gestión de inspecciones, a lo menos anuales, a las instalaciones eléctricas coordinadas para velar por un adecuado funcionamiento de éstas.

El académico opinó que se observaría en el proyecto la intención de otorgar al CISEN ciertas facultades de fiscalización, rol que actualmente le corresponde casi en su totalidad a la SEC. En ese marco y en términos generales, dijo, el proyecto introduciría modificaciones que alteran la independencia del CISEN. Estas enmiendas serían las siguientes:

a) La determinación de los procedimientos internos del CISEN, si bien le corresponden a este órgano, deberán adecuarse a las disposiciones de la ley, el reglamento y a las normas técnicas que dicte la CNE.

b) En lo relativo al sistema de información pública con que debe cumplir el CISEN, dentro de todas aquellas que el proyecto de ley le obliga mantener a disposición del público, se agrega la que sea determinada por el reglamento o la normativa técnica, o que le sea solicitada por el Ministerio de Energía, la CNE o la SEC.

c) Se entrega a la SEC fiscalizar el cumplimiento de las funciones y obligaciones que la ley le asigne al CISEN, pudiendo sancionar al órgano en particular o a cada uno o más de sus consejeros con multas con un tope de 30 UTA por consejero, las cuales podrán ser restadas de, a lo máximo, un 30% de la remuneración bruta mensual del infractor.

d) Se encarga a un reglamento la regulación de todas las materias necesarias para la implementación de las disposiciones contenidas en el título de la “Coordinación del Sistema Eléctrico Nacional”.

e) En cuanto a la organización y composición del CISEN, éste se aparta de la autorregulación de la industria que se ha logrado con los CDEC. En el proyecto de ley el Consejo Directivo está compuesto por siete miembros, nombrados por un Comité Especial de Nominaciones, conformado por el Ministerio de Energía, la CNE, el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC), el Panel de Expertos, el Consejo de Alta Dirección Pública y el Decano de una universidad del Consejo de Rectores. La destitución o remoción de cualquier miembro del Consejo Directivo será determinada por el Comité Especial de Nominaciones a solicitud de la SEC.

En tal sentido, arguyó el señor Vergara, si bien se habla de un coordinador independiente del sistema eléctrico nacional, la aseveración parece ilusoria al exacerbarse las potestades discrecionales de la Administración frente al órgano coordinador del sistema eléctrico. Éste, además, no tiene incidencia alguna de las empresas integrantes del mercado eléctrico y se encuentra conminado en su actuación a la potestad sancionatoria de la SEC y a la facultad normativa de la CNE. Así, se daría una competencia excesiva a esta Comisión, que le permite intervenir en las funciones de un organismo independiente. Dado el tipo de acto administrativo mediante el cual actúa, la CNE no estaría sometida al control de toma de razón por la Contraloría General de la República.

El trámite de toma de razón, por disposición constitucional, abarca a todos los actos los actos y decretos que deban tramitarse ante la CGR en conformidad a la ley. Según el académico, en circunstancias que los actos sujetos a dicho trámite serían de rango orgánico constitucional, las disposiciones que facultan a la CNE y al Ministerio a dictar resoluciones exentas del trámite de toma de razón deberían ostentar dicho rango y aprobarse con el quórum respectivo.

En lo que respecta a la modificación de las materias que son competencia del Panel de Expertos, aseveró que el proyecto de ley hace una remisión genérica a normas reglamentarias con la finalidad de atribuir competencia a un órgano del Estado, lo cual vulneraría el principio de juridicidad de los actos de los órganos del Estado. En su concepto, sólo puede atribuírsele competencia a un órgano de naturaleza jurisdiccional a través de una norma de rango legal.

En lo relativo al alcance de sus dictámenes, precisó que el proyecto mostraría cierta deferencia hacia los órganos de la administración con competencia en el sector, ya que, junto con no poderse revisar la legalidad de sus actos, se estima que la CNE y la SEC siempre tendrán la calidad de interesados -no de partes- y que el dictamen sólo será vinculante para aquellos que participen en el proceso con calidad de partes. Así, es necesario que se esclarezca la calidad que han de tener los órganos de la administración en las discrepancias que se siguen ante el Panel, debido

a que, procesalmente, todo interviniente en un juicio que se catalogue como “interesado” es considerado como parte en el mismo.

La facultad del Ministro de Energía de declarar inaplicable un dictamen del Panel, arguyó, acrecienta la disminución de la independencia y potestad de este órgano, al no exigirle a la resolución exenta que declara la inaplicabilidad indicar un plazo o período durante el cual durará este mismo hecho. El académico consideró que de no existir modificaciones en esta materia, la Administración y no un órgano técnico, especializado e independiente, será quien tenga siempre la última palabra.

En lo que concierne a la tasa de descuento, recordó que ésta será calculada por la CNE cada cuatro años y será aplicada después de impuestos, para lo que se considerará el riesgo sistemático de las actividades propias de la empresa; la tasa de rentabilidad libre de riesgos, y el premio por riesgo de mercado. Esta tasa de descuento no podrá ser inferior al 7,5% para el cuatrienio 2020-2024. La tasa de descuento será establecida en función de un estudio que defina la metodología de cálculo, licitado por la CNE. Las discrepancias que se susciten en este procedimiento serán resueltas por el Panel de Expertos. Sin embargo, dijo el docente, no existe claridad acerca de los conceptos que componen el cálculo de la tasa de descuento de las instalaciones, en especial el riesgo sistemático de las actividades propias de la empresa y el premio por riesgo de mercado. Tampoco se entiende el sentido de que pueda discreparse acerca del procedimiento de fijación de la tasa ante el Panel de Expertos, ya que éste no puede pronunciarse sobre la legalidad de los actos de la Administración y sus dictámenes no son vinculantes a la misma.

En cuanto a la inclusión de las economías de ámbito en las bases técnicas para la realización de los estudios de valorización de instalaciones eléctricas, acotó que servirán para la determinación del COMA, así como la planificación de la transmisión deberá realizarse considerando las instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico. Esta inclusión, explicó, contempla la integración vertical de las empresas propietarias, cuantificándose de esa manera los activos de las empresas relacionadas. En esta materia, existe contradicción normativa con el resto del proyecto de ley y la actual legislación, puesto que en todas las disposiciones siempre se señala que la valorización será de las instalaciones eléctricas dentro de la unidad de negocio que comprende la transmisión de energía, pero nunca se comprende una tarificación en base a valorizaciones de empresas, y menos en base a una integración vertical (corporativa) de las mismas.

Sobre las normas relativas al cálculo del valor de las servidumbres, comentó que la iniciativa legal dispone considerar el valor efectivamente pagado por ellas, indexado de acuerdo a la variación que experimente el IPC. Para la valorización de estos derechos sólo se incluirán aquellas servidumbres en las que se acredite fehacientemente el valor efectivamente pagado por ellas. Esta alternativa suscita una imposibilidad práctica para las empresas transmisoras, si se atiende a que actualmente existen instalaciones cuyas servidumbres fueron pagadas hace más de

setenta años y cuyos registros o antecedentes de pago sean de difícil recopilación (ésta no era una carga exigida con la anterior legislación). De aceptarse esta modificación, agregó el académico, se vulneraría el principio de mutabilidad/garantía del concesionario aplicable a todo servicio público, por el cual se espera que todo prestador del mismo, ajeno a la Administración, obtenga un equilibrio económico fruto de la actividad que desarrolla en pos de la satisfacción de necesidades públicas de manera regular y continua (en este caso, la transmisión de energía eléctrica).

En relación con el nuevo régimen sobre acceso abierto, señaló que como se extiende a todo tipo de instalaciones eléctricas y se regularizan de manera más completa aspectos técnicos, de conexión y de capacidad por parte de la CNE y el CISEN, se podría ocasionar un menor volumen de discrepancias dentro del Panel de Expertos.

En lo que concierne al régimen de compensaciones por suspensión o interrupción no autorizada de suministro en que se mantiene el deber de las distribuidoras de practicarla a los consumidores finales en las respectivas facturaciones, el docente previno que se faculta al Coordinador a requerir de pago a aquellos actores que la SEC individualice como responsables de la interrupción o suspensión del suministro, procediendo a descontar el monto de lo compensado del VATT, si se tratase de empresas de transmisión de energía eléctrica, o del pago anual de la potencia firme, si se trata de empresas generadoras. Pero el texto sería confuso porque menciona reglas diversas que impiden una comprensión cabal acerca de cómo será este nuevo sistema de compensaciones. Respecto de las facultades del Coordinador de descontar inmediatamente el monto compensado por las distribuidoras de los valores anteriormente señalados, según si se trate de responsables transmisores o generadores, opinó que esta potestad vulneraría las garantías del debido proceso. Así, la sola resolución de la SEC en que se establece la responsabilidad por la interrupción o suspensión de suministro eléctrico, no basta para dar el hecho por acreditado, debiendo determinarse judicialmente. No obstante, se atribuye al Coordinador la facultad de dar inmediata ejecución a la resolución de la SEC sin juicio previo, descontando el monto compensado de valores que son garantizados como derechos por la ley para los transmisores y generadores.

En lo que atañe a la resolución de conflictos, indicó, se disminuye la influencia del Panel de Expertos en el sector eléctrico y se le resta carácter vinculante a sus dictámenes respecto de los órganos de la Administración. A esto último, se añade la facultad del Ministro de Energía de declarar, mediante resolución exenta y sin expresión de período, la inaplicabilidad de un dictamen del referido Panel.

Concluyó precisando que como el proyecto no considera la totalidad de valorización de las instalaciones eléctricas, afectará el VATT, lo cual, si bien produciría una baja de tarifas a los clientes regulados, conllevaría una vulneración del principio de mutabilidad/garantía del concesionario aplicable a todo servicio público.

Con motivo de su exposición, el **Presidente del Directorio del CDEC-SIC, señor Sergi Jordana**, sostuvo que el coordinador deberá asumir importantes tareas simultáneas como la interconexión eléctrica física y la organización de dos entidades diversas, además de la implementación de nuevas funciones. Ello exigirá relevantes recursos humanos y materiales en plazos acotados, lo que implica riesgos para el adecuado cumplimiento de todas estas labores.

Por otra parte, abogó por simplificar el cálculo de compensaciones por indisponibilidad de instalaciones. En efecto, dijo, el Coordinador debe calcularlas cuando un evento de indisponibilidad de suministro o de instalaciones supere los estándares y las compensaciones por incumplimiento de estándares de indisponibilidad corresponderán a los sobrecostos incurridos por el sistema eléctrico. El mecanismo de cálculo es complejo y se basa en el despacho ideal de unidades generadoras, lo que torna incierta la determinación del sobrecosto incurrido por el sistema eléctrico nacional. Como los índices de indisponibilidad de las instalaciones se determinan como promedio móvil en una ventana de cinco años, adujo, también es incierta la determinación de los afectados -distintos eventos y con diferentes afectados-. De allí es que propusiera vincular el cálculo de compensaciones por indisponibilidad de instalaciones a un criterio más objetivo y simple.

Enseguida, sostuvo la necesidad de asegurar el traspaso de activos y pasivos, por cuanto los CDEC deberán seguir operando y ejerciendo sus funciones actuales hasta el 31 de diciembre de 2017. En este punto, sugirió extender el alcance de la norma transitoria para garantizar la continuidad de funciones durante la transición al nuevo Coordinador. La idea es asegurar la continuidad de los CDEC por el período transitorio, ampliando la obligación de cesión de parte de dichos órganos a todos los activos y pasivos que la CNE defina como esenciales.

En cuanto a la responsabilidad por la información de terceros, afirmó que la obligación de implementar un sistema de información pública responsabiliza al Coordinador de asegurar la integridad, calidad, exactitud y oportunidad de la información relativa a las características técnicas detalladas de todas las instalaciones de terceros. En estas circunstancias, propuso tener a la vista el principio que las instituciones no pueden hacerse responsables por la veracidad o exactitud de la información que haya sido entregada por terceros.

Luego, el personero del CDEC-SIC precisó que uno de los aspectos fundamentales implícitos en el funcionamiento del Coordinador es su capacidad para operar como una entidad autónoma e independiente, lo que emana de la forma de designación de los miembros de su Consejo Directivo. En este sentido, fue partidario de que todos los miembros del referido Consejo sean nombrados por el TDLC visto su carácter de órgano independiente y su conocimiento del sector eléctrico. No puede olvidarse, añadió, que el TDLC es un ente permanente que da cuenta pública de sus actuaciones y que puede monitorear la gestión del consejo directivo (este Tribunal designa a los miembros del Panel de Expertos de la actual legislación eléctrica). En todo caso, el personero estimó oportuno, en

lo relativo a la duración de los consejeros en sus cargos, limitar su reelección indefinida a sólo un período, con un permanencia máxima en el cargo de ocho años.

Dado que el patrimonio del Coordinador, explicó, está conformado por los bienes muebles, inmuebles, corporales o incorporeales, que se le transfieran o adquieran a cualquier título, como asimismo por los ingresos que perciba por los servicios que preste, se estima relevante incorporar con rango legal y explícitamente las atribuciones, facultades y limitaciones del organismo en materia de financiamiento y endeudamiento y establecer la inembargabilidad de sus bienes destinados al cumplimiento de su objeto y funciones (operación segura y económica del sistema eléctrico nacional). El ente debería tener autonomía en el manejo de sus finanzas para adquirir, enajenar, gravar y administrar toda clase de bienes y ejecutar o celebrar cualquier acto o contrato tendiente al cumplimiento de su objeto y funciones, así también, para obtener financiamientos, créditos, aportes, subsidios, fianzas o garantías de cualquier entidad.

Seguidamente, planteó su parecer el **Presidente del Directorio del CDEC-SING, señor Eduardo Escalona**.

El personero hizo presente la necesidad de regular con mayor claridad las obligaciones de los coordinados para entregar información, incorporando estándares más precisos, como, por ejemplo, mediante una alusión a la entrega cabal, oportuna y veraz de antecedentes. Lo anterior, sería posible de materializar si se incorporaran en la ley N° 18.410, que crea la SEC, infracciones claramente descritas para sancionar el incumplimiento de los estándares.

En relación al Sistema de Información Técnica, sugirió contemplar estándares de publicación en línea como en la ley N° 20.285, sobre acceso a la información pública; explicitar áreas de fiscalización por parte de la SEC, y hacer aplicable el régimen general en materia de transparencia activa y pasiva. En cuanto a la regulación especial para situaciones de emergencia o catástrofe, fue partidario de privilegiar el abastecimiento o restitución del suministro a clientes regulados. En dichos casos, previo informe a la Superintendencia respectiva, podría eximirse temporalmente el cumplimiento de algunas exigencias contenidas en las normas técnicas de seguridad y calidad de servicio, así como determinadas restricciones ambientales.

El representante del CDEC-SING abogó por afianzar la autonomía del Coordinador y su participación en procesos relacionados con el sistema de transmisión con una intervención propia (no como participante, usuario o persona interesada). Además, se inclinó por la aplicación de las normas sobre efectos del silencio administrativo para la aprobación por parte de la CNE del presupuesto del Coordinador y sus suplementos. Asimismo, estimó necesario que este órgano sea parte en todas las discrepancias ante el Panel de Expertos que digan relación con sus funciones, al igual que la SEC y la CNE.

En cuanto a la duración de los consejeros en sus cargos y el régimen de remoción, planteó la posibilidad de ampliar el correspondiente período de cuatro a seis años con sólo una reelección; unificar el régimen de remoción como causal de cesación de funciones, determinada por el Comité de Nominaciones, y reemplazar la causal de remoción actual (causa justificada) por un catálogo expreso de ellas.

Finalmente, refiriéndose al régimen transitorio, el personero propuso implementar progresivamente las nuevas funciones del Coordinador; revisar su carácter de continuador legal respecto de los CDEC, ampliando el ámbito de la continuidad a las funciones sectoriales y a los contratos necesarios para la permanencia operacional, y considerar la posibilidad de una exención tributaria para el caso de las enajenaciones de activos que realicen los CDEC al Coordinador a título gratuito y del trámite de insinuación de donaciones.

Cuando expuso el **Gerente General de VALGESTA ENERGÍA S.A., señor Ramón Galaz**, sostuvo que, en materia de infraestructura en transmisión, la visión de corto plazo en la planificación ha tenido un impacto no deseado en esta materia. Lo anterior, dijo, se ha traducido en problemas de seguridad y congestión; mayor dificultad en el aprovechamiento de recursos locales para generación; obstáculos para el acceso de nuevos agentes; entorpecimientos que impiden favorecer una mayor y mejor competencia, y encarecimiento de los precios del sistema. Según señalara, hoy no existe coherencia en la planificación entre segmentos (troncal y subtransmisión), el mecanismo de remuneración es complejo, constituyéndose en barrera de entrada a nuevos agentes; es incierta la forma de establecer qué, cómo y quiénes pagan; el acceso abierto de instalaciones es acotado, y se carece de visión integradora de interconexiones a nivel nacional e internacional. Además, la coordinación del sistema requiere ser más robusta e independiente.

En un nuevo escenario, adujo, las exigencias sociales, ambientales y el mejor uso del territorio, obligan a nuevos desafíos en la concreción de proyectos. En este sentido, es necesario:

1. Contar con un sistema de transmisión eléctrica que permita el desarrollo adecuado de infraestructura de generación y que fortalezca la competencia en el mercado.
2. Incorporar en la planificación una visión de largo plazo estratégica del suministro eléctrico, aprovechando los recursos locales y respetando los intereses sociales y ambientales en coordinación con el adecuado uso del territorio.
3. Mejorar y simplificar el mecanismo de remuneración de los distintos segmentos de la transmisión eléctrica.
4. Robustecer e independizar al coordinador del sistema.

5. Lograr un suministro de energía seguro y de calidad, a costos razonables.

En ese marco, el especialista manifestó su acuerdo en relación con la planificación energética de largo plazo (treinta años), en procesos quinquenales, y la planificación de la transmisión cada cuatro años transformada en un proceso anual, integrado y simultáneo entre segmentos (nacional, zonal, polos de desarrollo), con un horizonte de al menos veinte años. Adicionalmente, agregó, son positivas las nuevas características del proceso, esto es, eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación, y la incorporación del concepto de holguras y del análisis de aspectos sociales, ambientales y territoriales.

En cuanto a los polos de desarrollo que este proyecto de ley incorpora, reiteró que consisten en zonas geográficas territorialmente identificables en el país, donde existen recursos o condiciones para la producción de energía eléctrica proveniente de ER con, al menos, 20% de ERNC. Sin embargo, comentó que, siendo el objetivo de un polo de desarrollo el aprovechamiento de recursos locales para la producción de electricidad, colocar un límite de ERNC condicionaría dicho aprovechamiento y podría dejar fuera una cantidad potencial de energía relevante para el desarrollo futuro del país.

Respecto del rol del Estado, hizo presente que, si bien el Ministerio dará inicio a un estudio de franja para las obras nuevas que requieran de una franja preliminar, consideró que el estudio de franja debe contemplar franjas alternativas. Sobre el particular, abogó por una mayor certidumbre en cuanto a que este proceso sea vinculante en etapas posteriores.

Luego, manifestó su conformidad con el esquema de pago en base a flujos de energía esperados y estampillado igual a AVI+COMA-IT Reales, estableciendo un cargo único por energía. El mismo parecer expresó respecto de la distribución del pago con cargo del 100% a la demanda con un mecanismo de transición entre 2019 y 2034. No obstante, dijo, el mecanismo debe evitar dobles pagos, así como desequilibrios y desbalances, y debe ser simple. También valoró los ingresos tarifarios reales sin reliquidaciones, aunque planteó que su implementación no resultará sencilla.

El especialista estuvo conteste con los principios establecidos en esta iniciativa legal destinados a preservar la seguridad del servicio en el sistema, y garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema y el acceso abierto a los mecanismos de transmisión. Aunque en relación con el nombramiento de directores del ente coordinador, acotó que la composición del comité de nominaciones también debe asegurar independencia, equilibrio y experiencia en el área. En todo caso, estando de acuerdo con las atribuciones y financiamiento del órgano, expresó la necesidad de revisar la efectividad en la aplicación de multas y compensaciones al considerarlas excesivas.

Finalmente, sostuvo que el proyecto apunta en la dirección correcta para lograr un sistema de transmisión eléctrica robusto, que permita una mayor competencia entre los generadores. Lo anterior, adujo, permitirá disminuir los precios de la energía para los clientes finales. En este sentido, se establece un mecanismo de remuneración más simple que el actual, lo que es beneficioso, sobre todo para los nuevos entrantes. Asimismo, se robustece e independiza al Coordinador del sistema, otorgándole atribuciones que permitan mejorar los estándares de seguridad y calidad de servicio del sistema.

Sin embargo, previno, hay aspectos que se pueden revisar o mejorar, a saber: definición de polos de desarrollo y límite en ERNC; proceso de transición; compensaciones (aumento en monto y aplicación y extensión), y composición del Comité de Nominaciones del organismo coordinador.

Continuando la discusión en general de este proyecto de ley, expuso el **Vicepresidente Ejecutivo de Generadoras de Chile A.G., señor Claudio Seebach**.

Luego de señalar que su asociación representa aproximadamente el 84% de la capacidad instalada del país y aporta con energía proveniente de casi todas las fuentes existentes (hidroelectricidad, eólica, biomasa, solar y termoelectricidad), explicó que como a partir de 2016 se contratará energía para clientes regulados hasta el año 2041, no sólo se dará una señal de precio sino que también del tipo de tecnología esperada. Al respecto, destacó que la iniciativa legal plantea un horizonte de planificación energética a treinta años y de planificación de la transmisión a veinte años. No obstante, dijo, Chile tiene una importante brecha de consumo de energía en comparación con la de países desarrollados.

En circunstancias que la concentración de esta industria en Chile ha ido decreciendo y han aumentado los actores en generación, no ha habido una disminución correlativa de los precios. Por el contrario, arguyó, éstos han aumentado a la par de la dificultad para desarrollar nuevos proyectos, entre otras cosas por objeciones de carácter social y ambiental. Pero si se establece como principio que el desarrollo de los trazados de líneas de transmisión es una tarea compartida, la intervención del Estado en la definición de franjas y polos de desarrollo será clave para una inserción más armónica en el uso del territorio.

Enseguida, sostuvo que si se pretende materializar la propuesta Energía 2050, que plantea una meta de 70% de generación mediante ERNC para ese año, se requiere un sistema de transmisión que permita la integración oportuna y flexible de las diversas tecnologías. La incorporación masiva de energías solar y eólica es un desafío posible con más tecnología, gestión e innovación. Los complementos de hidroelectricidad con regulación y termoelectricidad son fundamentales para entregar suficiencia y eficiencia económica. En efecto, añadió, todas las fuentes de generación son necesarias para tener energía segura, sustentable y competitiva. Para ello es preciso desarrollar un mercado de servicios

complementarios que fomente un sistema más flexible, remunerándolos adecuadamente.

Este proyecto de ley intenta resolver los desafíos descritos. Al efecto, traspasa el pago del sistema de transmisión a la demanda (estampillado); contempla un proceso de planificación energética de largo plazo y extiende el período de planificación de la transmisión; define lo que es franja; considera polos de desarrollo; aborda el acceso abierto a todas las líneas del sistema de transmisión; regula las compensaciones por indisponibilidad de suministro y la planificación de los servicios complementarios, y plantea la transparencia de la operación del sistema eléctrico mediante nuevas obligaciones del coordinador independiente.

El Panel de Expertos, señaló, ha cumplido un rol fundamental en la resolución de discrepancias, con reconocida independencia y un rol eminentemente técnico. Sin embargo, el texto del proyecto de ley elimina la enunciación explícita de las discrepancias abordables por este órgano y se abre a la posibilidad de que sus atribuciones se establezcan por vía reglamentaria. Además, contempla asuntos respecto de los cuales será la CNE quien tendrá la última decisión en temas de índole técnico, como, por ejemplo, en procedimientos internos del Coordinador y definición de servicios complementarios, excluyéndose la posibilidad de recurrir al Panel de Expertos.

Por otra parte, adujo, como la CNE y la SEC sólo tendrán la condición de interesados ante el Panel de Expertos y los dictámenes de éste sólo son vinculantes para las partes, podría interpretarse que tales resoluciones no serían aplicables a ambos entes públicos. De allí es que sea relevante, dijo, que el Panel de Expertos continúe como el máximo organismo resolutorio del sector, manteniendo un adecuado equilibrio y garantía de objetividad entre la autoridad y los actores del sector. Esto amerita clarificar que la CNE y la SEC también tendrán la calidad de partes ante el Panel.

Además, prosiguió, en circunstancias que se debe procurar la autonomía y adecuada gestión del Coordinador, el proyecto traslada las atribuciones de nominación del Consejo Directivo desde los incumbentes hacia organismos mayoritariamente dependientes de la voluntad política. Así las cosas, para evitar su pérdida de autonomía este organismo debiera regirse por tres principios básicos, a saber: a) idoneidad técnica e independencia del ciclo político, para evitar la captura política y de intereses corporativos de sus miembros; b) operatividad y eficacia en la gestión y coordinación del sistema eléctrico, así como capacidad para reaccionar rápido frente a contingencias, y c) preservación de los objetivos de los CDEC actuales, en cuanto encargados de la operación del conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico. A la luz de estas ideas, sugirió modificar la estructura del Comité Especial de Nominaciones que selecciona el Consejo Directivo a objeto de equilibrar los factores en juego.

En relación con la facultad de la SEC de multar a los integrantes del Consejo Directivo por infracciones tipificadas –en su opinión- de manera imprecisa, propuso limitar las materias objeto de multas a

este órgano y la responsabilidad de los consejeros ante eventuales indemnizaciones, para prevenir un potencial inmovilismo o dilación en la gestión del Coordinador. Adicionalmente, agregó, debe revisarse la subordinación presupuestaria de éste a la CNE: las observaciones que esta Comisión formule al presupuesto deberán ser incorporadas por el Coordinador, sin instancia de reclamo ulterior. Sobre el punto, planteó la posibilidad de someter las discrepancias en la materia entre Coordinador y CNE al Panel de Expertos.

El señor Seebach explicó que la CNE por sí sola analizará los requerimientos normativos para el funcionamiento del sector eléctrico, y fijará mediante resolución exenta la normativa que rijan los aspectos técnicos, de información y de seguridad, coordinación, calidad y económicos del funcionamiento del sector. En este ámbito fue partidario de incluir una participación más activa y abierta del Coordinador, los coordinados y otros interesados en la fijación de la normativa técnica relativa a la operación del sistema, así como de establecer instancias para acudir ante el Panel de Expertos ante eventuales discrepancias (cuyos dictámenes sean vinculantes para la CNE).

En materia de compensaciones, coincidió con la necesidad de dar señales que mejoren el desempeño de las redes. No obstante, comentó, el proyecto de ley aumenta considerablemente el valor de las compensaciones por concepto de energía no suministrada (ENS). Esos valores no guardan relación con el utilizado en la planificación (de racionamiento o costo de falla de largo plazo) y, por ende, en la definición de los precios del suministro. Esto podría afectar económicamente a los nuevos actores y a los de menor tamaño de manera negativa. En torno a esta idea, planteó valorizar la indisponibilidad de suministro en base al costo de racionamiento, el que actualmente corresponde al importe de falla de largo plazo, equivalente a aproximadamente cuatro a cinco veces el precio de venta de la energía a clientes. El proyecto contempla el pago de compensaciones a clientes libres, aun considerando que las condiciones de suministro para este tipo de consumidores son acordadas bilateralmente, esto es, cliente/suministrador. Al respecto, sugirió aplicar las compensaciones sólo a la indisponibilidad de suministro de clientes sujetos a regulación de precios.

Dado que las compensaciones por indisponibilidad de instalaciones procederán aunque no se afecte el suministro a clientes, añadió, se castigará dos veces a quienes incurren en la indisponibilidad, por lo que cabría eliminar este concepto de resarcimiento. A su vez, advirtió que persiste la facultad de determinar compensaciones vía SERNAC, lo que contradice el principio de *non bis in ídem* e implicaría sancionar doblemente un mismo hecho. En este sentido, sugirió establecer un sólo marco regulatorio aplicable al resarcimiento. Luego, apuntó que el texto legislativo asocia el pago de compensaciones al cumplimiento de estándares: para cumplir parámetros mucho más exigentes se requiere el desarrollo de una infraestructura acorde y remunerada adecuadamente, por lo que convendría fijar un período de transición para su cumplimiento.

El personero de Generadoras de Chile A.G. expresó que se deberían incorporar señales de ajuste por errores, atrasos de obras planificadas o indisponibilidades prolongadas, porque los generadores no tienen gestión alguna sobre el desarrollo y operación de la infraestructura de transmisión. Los eventuales retrasos en la puesta en servicio de obras de transmisión o una indisponibilidad de larga duración pueden tener como consecuencia congestiones del sistema de transmisión. Las causas de dichos atrasos o fallas pueden ser múltiples: judicialización, impedimentos de acceso, conflictos medioambientales, etc. Las congestiones generan ingresos tarifarios elevados producidos por diferenciales de precios que el proyecto de ley asigna a la demanda, en circunstancias que debiese compensar a los efectivamente afectados, esto es, a la oferta. En esta materia, sugirió que los efectos de las congestiones por atrasos o fallas prolongadas de instalaciones de transmisión sean compensados a los afectados, asignándoles a ellos los ingresos tarifarios provocados por la congestión.

En cuanto a la regulación del acceso abierto para instalaciones dedicadas, señaló que el proyecto de ley las somete a un régimen de total acceso abierto, lo que resulta positivo en el sentido de aprovechar la capacidad ociosa temporal, mientras no sea requerida por su dueño. Sin embargo este régimen debería otorgarse sólo si existe suficiente capacidad técnica disponible, de modo de no vulnerar los propósitos originales de los propietarios. Por el contrario, el proyecto contempla que transcurridos quince años el régimen se transforma en definitivo. Al respecto, estimó que se deben especificar los procedimientos para liberar la capacidad utilizada de manera transitoria y que, de la misma forma, el dueño de la instalación pueda recuperarla sin costos para él cuando decida desarrollar finalmente sus proyectos (mediante los mecanismos y las garantías adecuadas).

En relación al nuevo método de remuneración de los sistemas zonales, precisó que el proyecto de ley propone un nuevo método de remuneración que entra en conflicto con el actual esquema de liquidación mensual de los contratos entre generadoras y empresas distribuidoras. Además, estampilla el pago del sistema zonal (carga por uso) a la demanda y le asigna a ella el 100% de los ingresos tarifarios de este sistema. Actualmente, dijo, estos ingresos permiten compensar las diferencias de precios que surgen entre los puntos de venta al cliente y los de retiros de estos contratos, por lo que sería preferible que cuando no coincida un punto de venta con uno de retiro se aplique un mecanismo compensatorio que no genere distorsión económica (pérdida o ganancia) al suministrador respecto de las condiciones de venta, en el punto de ésta.

En lo tocante a los procesos de planificación energética y de instalaciones de transmisión, el especialista si bien valoró positivamente los horizontes, periodicidades y mecanismos participativos contemplados, observó que habría asuntos no definidos suficientemente que podrían ser fuente de discrecionalidad y afectar las decisiones de inversión y contratación. De allí es que recomendará definir principios y criterios objetivos para la conceptualización de los escenarios de planificación energética, cuya metodología sea objeto de un reglamento.

Para un efectivo aprovechamiento del potencial energético, adujo, se debe evitar la discriminación tecnológica, de localización o tamaño, y procurar reducir la conflictividad en coherencia con los estándares de participación e instrumentos de gestión y ordenamiento territorial. Así, propuso asegurar la neutralidad tecnológica, la no discriminación y el favorecimiento de la seguridad del sistema en la definición de Polos de Desarrollo, así como la existencia de algún grado de vinculación entre la EAE con la de Impacto Ambiental (EIA) y la consulta indígena, en los términos del Convenio N° 169 de la OIT.

En cuanto a los servicios complementarios, esquema en donde convivirían reglas de libre mercado (licitaciones) con las de un mercado regulado (asignación de responsabilidades y estudios de costos eficientes), planteó priorizar mecanismos de mercado bajo los cuales se rija el desarrollo de estos servicios mediante procesos abiertos y participativos. De manera supletoria, añadió, debieran considerarse otros mecanismos de carácter regulado sobre asignación y remuneración, y considerar la posibilidad de recurrir al Panel de Expertos. En la definición de esta clase de servicios y sus reglas de asignación y remuneración se otorga un amplio rol técnico y operativo a la CNE. A su juicio estos aspectos debieran ser de competencia del Coordinador, con la participación de los agentes del sector y la posibilidad de acudir al Panel de Expertos.

Según el texto legislativo, arguyó, la oferta seguirá pagando el sistema nacional aunque de manera simplificada. Se fija el punto inicial en el año 2018 con un factor de disminución lineal hasta extinguir este pago en el año 2034, y se definen ingresos tarifarios igual a cero a partir de 2018. En su opinión estas simplificaciones al esquema de pago actual de la transmisión causará distorsiones económicas significativas a los que continúen pagando durante la transición. Así, mientras existan obligaciones de pago de peajes por inyecciones de energía, soportadas por los generadores, como propone el proyecto para el período transitorio 2018-2033, el cálculo de dichos peajes debiera considerar, en la proporción que corresponda, el descuento de los ingresos tarifarios reales durante todo el periodo transitorio. Para efecto del cálculo de las prorratas por uso durante el lapso temporal, se debe considerar la topología real del sistema en cada año de cálculo.

Concluyó su exposición indicando que en circunstancias que el futuro será mucho más eléctrico, con ciudades, hogares, transporte e industrias más sustentables y más intensivas en energía eléctrica, se requiere de un sistema de transmisión que permita la integración de las diversas tecnologías de manera oportuna, flexible y de rápida respuesta. En función de tales objetivos, comentó, el proyecto está bien encaminado, pero necesita perfeccionamientos que entreguen certeza y permitan un desarrollo eficiente y sustentable del sistema eléctrico. En todo caso, finalizó, se necesita avanzar hacia la creación de una agencia regulatoria del sector energía independiente y de carácter técnico.

A continuación, intervino el **Director Ejecutivo de la Asociación Gremial de Pequeños y Medianos Generadores A.G., señor Carlos Barría.**

El personero, luego de coincidir con el diagnóstico del Ministerio de Energía referido a las razones que explican el alto precio de la energía que pagan los usuarios finales, a saber, debilidad del sistema, lo cual implica problemas de seguridad, competencia y precios; congestión, que dificulta la conexión de nueva generación; riesgos de importantes diferencias de costos marginales; acceso abierto limitado; falta de independencia del coordinador del sistema respecto de los incumbentes; exigencias sociales y ambientales no incorporadas en el diseño (lo que dilata la concreción de proyectos), y nuevos desarrollos que carecen de legitimidad en la ciudadanía, advirtió que esta iniciativa legal puede producir desequilibrios institucionales. Sobre el particular, mencionó los siguientes puntos conflictivos:

a) La CNE y la SEC se establecen como órganos inmunes al Panel de Expertos: como se considera que los dictámenes del Panel son vinculantes para las partes y ambos entes públicos tienen sólo la condición de interesados, dichos dictámenes no les serán aplicables.

b) Se otorgan facultades poco equilibradas al Ministerio y a la CNE; así, por ejemplo, vía resolución exenta la CNE podrá regular incluso temas económicos, mientras el Ministro podrá dejar sin efecto dictámenes del Panel de Expertos.

c) Desaparece la esencia fundamental de un coordinador/operador independiente, porque el organismo que se crea estará subordinado al Gobierno. Además, en algunos temas la CNE y la SEC tendrán duplicidad de funciones. En ese orden, dijo, el mercado eléctrico pasa a ser un sistema donde la seguridad jurídica se perjudica y se aumenta el riesgo regulatorio.

En razón de lo anterior, propuso enfocar las funciones de la CNE en la tarificación de empresas reguladas, las licitaciones de clientes regulados y la definición de estándares técnicos; fortalecer la independencia del Coordinador, tanto respecto del Gobierno como de los privados, con fiscalización efectiva de la SEC; entregar la resolución de discrepancias al Panel de Expertos, y robustecer las atribuciones de este tribunal especial como instancia arbitral técnica de todos los incumbentes, incluida la CNE.

Respecto del modo en que el proyecto asigna los costos de congestiones, expresó que su efecto no es igual para generadores grandes y pequeños por la diversificación del portafolio de generación en tecnologías y localización. La asignación, dijo, recae en los participantes del mercado spot: cliente final regulado o libre que no sufre costos por congestiones. La transmisión no sufre importes, pues recibe VATT a todo evento. Son los generadores quienes sufren el costo en función de su localización geográfica y operación horaria. La iniciativa, precisó, asigna los ingresos tarifarios (incluidos los costos de la congestión) a los clientes finales

libres y regulados. Pero el ingreso tarifario es el resultado de la operación horaria del sistema eléctrico y no forma parte de la remuneración de la transmisión, que se garantiza a todo evento. Por otra parte, el riesgo de congestión que asume el generador aumenta con esta iniciativa legal, lo cual reviste mayor gravedad para los pequeños generadores con una central de generación y, en especial, para los renovables. En tal sentido sugirió que el proyecto no sólo se haga cargo de los problemas de congestión, sino que también asigne a los generadores afectados por las congestiones (inyecciones y retiros) para evitar discriminaciones.

En relación con las compensaciones por incumplimiento de los estándares de disponibilidad, en particular respecto de la indisponibilidad de suministro, sostuvo que se debe evitar la duplicidad de multas. Además, agregó, se contemplan sanciones de cuantía desproporcionada en relación con el negocio de que se trata, que deben ser corregidas. El problema radica en que las indisponibilidades se incluyen en la remuneración de potencia y energía, esto es, servicios que no son remunerados a todo evento como la transmisión. En esta última los resarcimientos deben tener un techo razonable, acorde con el negocio de la transmisión.

Por otra parte, dijo, dentro de cada uno de los sistemas de transmisión nacional y zonal se establecerá un cargo único por uso, de modo que la recaudación asociada a éste constituya el complemento a los ingresos tarifarios reales para recaudar el valor anual de la transmisión de cada tramo. Sin embargo, bajo condiciones de congestión de transmisión, la diferencia de precio entre nodos puede ser más pronunciada, lo que aumenta el valor de los ingresos tarifarios. En una operación normal, los ingresos tarifarios corresponden al valor económico de las pérdidas físicas de transmisión, montos que resultan de los balances de inyección y retiro del mercado spot, debido a las diferencias de precios entre distintos nodos.

Las congestiones se originan porque las líneas de transmisión no logran llegar a tiempo, con lo cual se perjudica a generadores que pueden producir con menores costos de operación, dado que se restringe su producción. Así, se encarecen tanto la operación del sistema, cuanto los retiros en la zona deficitaria. Pero los ingresos tarifarios reales son resultado de dos conceptos diferentes: las pérdidas de los sistemas de transmisión inherentes a la naturaleza física de las instalaciones, y las causadas por falta de ampliaciones y expansiones de los sistemas de transmisión.

El representante de esta entidad comentó que, en circunstancias que Chile posee un sistema de transmisión mayoritariamente longitudinal, los recursos energéticos se hallan lejos del principal punto de demanda (la zona central). En ese marco, añadió, el esquema de remuneración propuesto no considera los escenarios de congestión de la operación del sistema, que se originan en las limitaciones del sistema de transmisión por falta de inversiones. Al respecto, hizo presente que los ingresos tarifarios corresponden al valor económico de las pérdidas de transmisión y que las congestiones suscitan ingresos tarifarios por sobre lo normal (sin relación con la operación ordinaria del sistema).

Así las cosas, prosiguió, el valor económico de las congestiones o rentas por congestión se debe asignar en función de los agentes perjudicados por las limitaciones de transmisión. En el esquema de planificación que se consulta en el proyecto de ley será el Estado (por intermedio de la CNE) quien velará por un sistema de transmisión con holguras para evitar las congestiones y utilizar los recursos más económicos posibles. Al respecto, planteó separar el concepto de ingresos tarifarios reales en dos rubros: aquellos referidos a las pérdidas, y los vinculados a rentas por congestión. De esta manera se recaudarían para fijar el valor anual de la transmisión por tramo sólo los ingresos tarifarios reales por pérdidas, los que serán un complemento a la recaudación de los cargos por uso. Por último, cabría asignar rentas por congestión para compensar la disminución de los ingresos por inyección de energía tanto de aquellos cuya generación fue limitada (cuya energía no se valorizó a un costo marginal desacoplado del sistema), cuanto de los que aumentaron sus costos de retiro a causa de la congestión.

Posteriormente, expuso el **Director Ejecutivo de Empresas Eléctricas A.G., señor Rodrigo Castillo**, quien recordó que, siendo la conectividad para el desarrollo energético uno de los principales ejes de la Agenda de Energía del Gobierno, el Ministerio del ramo y la CNE han impulsado este proyecto de ley como un modo de abordar la reforma a los CDEC y establecer un nuevo marco regulatorio para el transporte de energía. Así, en lo que respecta a los CDEC el proyecto asume la necesidad de fortalecer la institucionalidad en lo tocante a su independencia y a la entrega de atribuciones para monitorear el mercado eléctrico y participar en la planificación. Y, en relación con los sistemas de transmisión, intenta mejorar la actual regulación sobre acceso, tarificación, remuneración, planificación, seguridad y calidad de servicio, sustentabilidad, eficiencia, ordenamiento territorial e inclusión.

En materia de planificación, la política energética vigente prescinde del poder estatal en la toma de decisiones, fundamentalmente en el área de la generación. En vez de intervenir directamente, se tomó a la transmisión y distribución como herramientas para colaborar en una mejor planificación de todo el sistema eléctrico, incluido el de generación. La iniciativa legal atiende al elemento de política pública que subyace en materia de transmisión, por lo que la intervención del Estado no va en beneficio de las empresas privadas, sino en favor de los clientes finales y del sistema eléctrico en su totalidad. De esta manera, cuando el Estado diseña las franjas o incurre en gastos en la EAE no subsidia al sector privado, sino que actúa en beneficio del medioambiente y de las comunidades. Algunos consideran que los Polos de Desarrollo serían una suerte de expropiación y ordenamiento territorial *a priori* sin evaluación democrática. Sin embargo, arguyó, cuando se define un Polo nada se determina a ciencia cierta y a futuro acerca del destino que se dará al territorio implicado y, además, queda pendiente el respectivo análisis ambiental.

En la elaboración de esta iniciativa legal la CNE realizó un proceso participativo, que en términos generales le da consistencia

al texto. No obstante, incorporó materias que, si bien no son parte medular de la regulación propuesta, ameritan revisión. Tal es el caso, agregó, de la responsabilidad del Coordinador y sus Directivos: éstos deben ser los mejores candidatos para que sus decisiones se adopten en pro de la operación del sistema y del mercado. Es clave garantizar la independencia en el nombramiento de los consejeros del Coordinador para asegurar su carácter técnico, experiencia y conexión con la realidad y operatoria diaria de la industria.

Según dijera, se introducen cambios positivos en materia de normas sobre transporte de energía, que permitirán contar en el futuro con un sistema de transmisión robusto y sin congestiones. Pero, adujo, es necesario revisar la regulación relativa a compensaciones mediante el examen de la experiencia internacional y los estándares y mejores prácticas a nivel de la OCDE, a fin de mantener nuestro sistema competitivo para nuevos actores, especialmente internacionales. Asimismo, cabe estudiar la proporcionalidad de las compensaciones y su relación con las disposiciones legales sobre derechos del consumidor.

En lo relativo a economías de escala y de ámbito, indicó que debe considerarse la naturaleza del modelo de tarificación en el segmento de transmisión, el cual explícitamente contempla la modelación de una empresa teórica, que presta exclusivamente el servicio sujeto a regulación de la manera más eficiente posible. En esta lógica, adoptar economías de ámbito de la empresa real que opera un sistema es incoherente e incorrecto y, a la vez, incentiva la concentración. En efecto, arguyó, las empresas más grandes, de mayor tamaño, e integradas entre segmentos, serán las únicas que podrán competir en costos. Sobre el particular, recordó que la aplicación de estas economías, especialmente de ámbito, ha sido rechazada en el pasado por la Contraloría General de la República y el Panel de Expertos.

Acerca del tratamiento de las servidumbres, hizo presente que ya la ley N° 19.940 zanjó el debate referido a su valorización tarifaria cuando versan sobre el despliegue de las instalaciones de transmisión. Ese valor corresponde a los montos efectivamente pagados. Tratándose de servidumbres antiguas, respecto de las cuales puede que no existan antecedentes de pago, se congela su valor para impedir un futuro aumento de su precio como consecuencia de la plusvalía de los terrenos. Así, la totalidad de las empresas que operan líneas de transmisión son nuevos propietarios y, por lo tanto, todas ellas pagaron implícitamente el valor de las servidumbres al costo fijado en el año 2004.

Al comenzar su ponencia, el **representante de SYNEX Ingenieros Consultores, señor Sebastián Bernstein**, se refirió a la clasificación de los sistemas de transmisión que el proyecto contiene, esto es: a) de transmisión nacional, que equivale al concepto de sistema troncal pero otorgándole mayor flexibilidad a la CNE para definirlo; b) de Polos de Desarrollo, que corresponde a líneas de conexión al sistema nacional de múltiples centrales renovables con al menos 20% de ERNC; c) de transmisión zonal, similar al concepto de subtransmisión pero planificado centralmente (se precisa obligatoriedad en cuanto a la posibilidad de

ampliación para conexiones); d) de transmisión dedicado, equivalente al concepto de sistemas adicionales aunque con mayor precisión sobre acceso de terceros y derechos de reserva del desarrollador, y e) de interconexión internacional. En su opinión esta clasificación, de la que se podrá discrepar ante el Panel de Expertos, es adecuada, no implica cambios sustanciales a las definiciones actuales y permite solucionar la rigidez existente para definir el sistema troncal. No obstante, previno que la noción de sistema de Polos de Desarrollo podría complicar el desarrollo de cuencas hidroeléctricas medianas y grandes, y que podría suscitarse algún nivel de conflicto al clasificar líneas dedicadas como sistema nacional, con el objeto de eludir el pago directo.

El proyecto, sostuvo enseguida, precisa que todos los sistemas son de acceso abierto, debiendo los propietarios efectuar las ampliaciones necesarias para conectar a quien se interese, a excepción de los sistemas dedicados en caso de limitaciones de capacidad. Los propietarios de estos sistemas o terceros que contraten pueden reservar capacidad durante cierto lapso y, en el evento de no ocuparla, puede ser usada por otros interesados. Estas normas son necesarias para eliminar el riesgo en el desarrollo de los sistemas dedicados. Sin embargo, cabe revisar la expansión de los referidos sistemas para clientes regulados: una salida posible es la expansión negociada para cualquier interesado (regulado o no) a costa de éste, encargándole al Panel de Expertos dirimir las discrepancias.

Sobre la planificación de la expansión, hizo presente que el plan de desarrollo energético que elaborará cada cinco años el Ministerio de Energía para distintos escenarios, no es vinculante. La ampliación para Polos de Desarrollo tendrá lugar si los generadores interesados no se ponen de acuerdo. Para validar el interés de estas líneas debe existir justificación económica, en el primer año se deberá usar el 25% de la capacidad de la línea, los proyectos iniciales deberán ser declarados en construcción y habrán de ser coherentes con los instrumentos de ordenamiento territorial. El proceso se inicia con una propuesta del CISEN a la CNE, la cual emite un informe que es objeto de observaciones por parte de los participantes e interesados. Este informe se lleva al Panel de Expertos en caso discrepancia. El proceso termina con el decreto de expansión del sistema dictado por el Ministerio de Energía.

Las obras nuevas calificadas por el Ministerio de Energía requieren previo estudio de franja, con alternativas de trazado sometidos a EAE. La propuesta del Ministerio es enviada al Consejo de Ministros para la Sustentabilidad, donde se materializa la declaración de utilidad pública que facilita el establecimiento de las servidumbres. El Coordinador Independiente licita la obra y el adjudicatario efectúa el estudio ambiental. Una vez obtenida la RCA se dicta el decreto con el trazado definitivo y, por imperio de la ley, se constituye la servidumbre. Al respecto, el profesional de SYNEX sugirió eliminar la planificación central de sistemas zonales dada su extrema complejidad por la multiplicidad de factores que concurren a su respecto. En lo concerniente a los Polos de Desarrollo, recomendó rebajar la exigencia del 20% de ERNC: en su opinión, el porcentaje debe ser el que resulte de conformidad a las características de las cuencas y en función del estudio de franja.

Las obras nuevas, explicó, se licitan y la remuneración es un canon anual ofrecido por veinte años. Las ampliaciones son licitadas por el propietario por un valor que se fija por el mismo período. Según dijera, esta solución es aceptable porque precisa procedimientos y disminuye el riesgo de remuneración a las ampliaciones.

El especialista calificó la tarificación como el cambio más significativo e importante del proyecto de ley, en razón de incluir una regulación de cargos en sistemas dedicados para su uso por clientes regulados. En lo fundamental, añadió, el mecanismo propuesto mantiene las diferencias de precios nodales en el sistema nacional, que reflejan pérdidas de transmisión. En efecto, 15% de la remuneración se imputa a la transmisión, pero el saldo de 85% se traslada 100% a la demanda, a través de un cargo estampilla. Idéntico cargo se utiliza para el consumo de las holguras en líneas de Polos de Desarrollo y en los cargos zonales.

El método vigente en el sistema troncal diferencia los cargos a pagar por los generadores y por los consumidores, según la dirección de los flujos de energía y uso de las líneas. Los generadores más lejanos que transmiten hacia la demanda pagan más, mientras los consumidores distantes a los cuales se les transmite energía cancelan un mayor valor. Los generadores y consumidores en áreas como Santiago o Valparaíso pagan poco, por su proximidad al centro de carga y generación. El sistema vigente era teóricamente eficiente, pero ha sido complejo de administrar. La interconexión SIC-SING y el desarrollo de terminales LNG y de ERNC solar y eólica en distintos puntos han quebrado el paradigma anterior, con un mercado concentrado con ramas de entrada y salida. Por otra parte, el modelo vigente en subtransmisión torna impredecibles las tarifas para generadores conectados a dichos sistemas. Estampillar los cargos zonales simplificará y hará predecible la tarificación de estas líneas, e incrementará la competencia en generación.

Además, se establece una tasa de costo de capital para fines de tarificación distinta de la actual. Esta tasa se aplica a obras antiguas del sistema nacional, sistemas zonales y parte de las líneas dedicadas destinadas a servir clientes regulados. La actual tasa es de 10% real, antes de impuestos, y equivale aproximadamente a 7,7% después de gravámenes. La nueva tasa es un modelo de costo de capital, donde es igual a tasa libre de riesgo más un beta de premio por riesgo (beta es igual al riesgo sistemático de T respecto del riesgo de cartera diversificada). En consecuencia, es una tasa después de impuestos que oscila entre un mínimo de 7% y un máximo de 10%. Se determina por la CNE con un consultor, cada cuatro años y equivale aproximadamente a 9,1% antes de impuestos (hoy es de 10%). En su opinión, el concepto propuesto es moderno y los límites establecidos son prudentes.

A continuación, señaló que la ley vigente es ambigua respecto del operador único SIC-SING. Con la modificación el Coordinador Independiente es una corporación autónoma de derecho público que mantendrá las funciones esenciales de los CDEC, si bien se suma el monitoreo de la competencia y el control e información pública. El problema

aquí es que el Coordinador informará a la SEC las indisponibilidades que superen los estándares, las que serán compensadas a los usuarios al costo de falla de corta duración (100 veces costo energía), lo cual producirá un resarcimiento por decenas de millones de dólares. Esta desproporción amerita definir estándares realistas considerando que todo sistema falla.

Sobre el modo en que el proyecto exceptúa a la CNE y a la SEC de los dictámenes del Panel de Expertos, por la vía de declararlos sólo interesados y no partes, abogó por corregir este aspecto, atendido que la legislación vigente y el propio proyecto disponen que las divergencias entre regulados y regulador las dirime el Panel.

La enmienda transitoria más relevante en términos económicos es la que hace progresivo el estampillado de cargos de transmisión. El régimen actual de tarificación troncal se mantiene hasta el 31 de diciembre de 2018. Los valores ahí determinados para generadores se mantienen con tasas decrecientes hasta el año 2034, en que serán iguales a cero. La línea de interconexión SIC-SING será pagada como estampilla por los consumidores en proporción al tiempo en que los flujos van en una dirección u otra. Los generadores que firmen contratos después de entrar en vigencia la modificación, con inicio de suministro posterior al 1 de enero de 2019, no pagarán peaje de inyección por la energía contratada, hasta su energía firme. Por la complejidad de este régimen, arguyó, la transitoriedad es necesaria para no producir costos/ingresos significativos a los agentes.

Al concluir abogó por la revisión de las disposiciones referidas a Polos de Desarrollo, a fin de eliminar el límite a las renovables; considerar la expansión de sistemas dedicados mediante acuerdo o discrepancia ante el Panel; suprimir la planificación de sistemas zonales; establecer compensaciones con límites realistas, y hacer aplicables a la CNE y a la SEC los fallos del Panel de Expertos.

Terminada esta exposición, el **Honorable Senador García-Huidobro** consultó al especialista acerca de la referencia al mecanismo de empresa modelo que se estableció en el actual sistema.

Al respecto, el **especialista de SYNEX** contestó que el diseño del concepto de empresa modelo surgió ante la constatación de que, anteriormente, las empresas estaban integradas verticalmente y no existía una contabilidad clara de los activos y obligaciones de cada uno de los segmentos. El paso que se dio se orientó a crear un mercado y a identificar áreas que pudieran ser objeto de regulación. Así, en generación, después de distintos análisis, se llegó a la conclusión de que ésta podía prosperar mediante un mercado competitivo, con acceso abierto a sistemas de transmisión y distribución. Estos dos últimos segmentos debían regularse por rentabilidad garantizada a los activos netos depreciados, que era el paradigma regulatorio de la época. Siguiendo la idea, se optó por simular competencia y establecer un costo medio de la empresa más eficiente que pudiera desarrollarse en esa área, en una red de distribución bien realizada por expertos, con un diseño óptimo, abasteciendo a los mismos clientes y con un precio de mercado. Este costo unitario que se deriva pasa a ser el valor de la empresa modelo.

Prosiguiendo la ronda de audiencias expuso el **Gerente General de CELEO Redes Chile Limitada, señor Manuel Sanz**, empresa en cuya propiedad participan la española ELEC NOR (51%) y la gestora de fondos de pensiones holandesa APG (49%), con más de doce mil empleados a nivel global y más de mil MW de centrales ERNC en operación.

Según el personero, el proyecto de ley aborda materias que le dan fortaleza, como la planificación de largo plazo; la creación de un coordinador con mayores atribuciones y competencia; la evaluación ambiental estratégica, y el acceso abierto. En este sentido, agregó, se orienta en la dirección correcta. Así, la planificación de largo plazo es una solución adecuada a la congestión, si se atiende a la circunstancia de que un proyecto de transmisión tarda entre seis y siete años en ejecutarse. El diseño de las competencias del Coordinador Independiente obedece a lo que será el sistema eléctrico nacional en un año y medio, con la interconexión SIC-SING. Los estudios de franja previos para obras de mayor complejidad y la EAE son aspectos fundamentales para el éxito de los futuros proyectos, aunque deben ir de la mano con la profesionalización de las comisiones de trazado que fijan el monto de la indemnización cuando empresa y propietario no alcanzan un acuerdo voluntario. A su turno, la EAE debe ser vinculante para que se justifique la evaluación anticipada. Fortalecer el acceso abierto constituye una política adecuada. Pero, también, esta iniciativa legal debe afrontar algunos desafíos: por una parte, eliminar barreras a la entrada en el sector de generación a las empresas de transmisión y, por otra, establecer compensaciones por indisponibilidad.

CELEO Redes, actor de experiencia en la operación de proyectos ERNC, busca ingresar al mercado de la generación en Chile y competir en los procesos de licitación de suministro eléctrico. En este sentido, la Agenda de Energía del Gobierno identificó falta de competencia en el mercado de la generación de energía eléctrica. La actual legislación impide la entrada al mercado de la generación exclusivamente a los transmisores, lo que no se justifica con el principio de acceso abierto que inspira a este proyecto de ley. Hoy esta restricción no tiene fundamento, si se atiende a los altos estándares de libre competencia que se están implementando en Chile.

Luego, el personero previno que el mecanismo de pago de resarcimiento propuesto aumenta en veinte veces el monto a pagar por indisponibilidad de suministro. A título ilustrativo, mencionó que en el caso de la línea Ancoa–Alto Jahuel (de 500 KV), el primer circuito tiene US\$18,9 millones de ingresos anuales por lo que se expondría a compensaciones de hasta US\$77,2 millones aproximadamente por 40 minutos de indisponibilidad de suministro. Lo anterior desincentiva la participación en futuras licitaciones e introduce mayor riesgo en los proyectos (lo que impacta en precio). De allí es que sugiriera un esquema de pago de compensaciones con montos relacionados con el volumen de negocio de cada instalación e incorporación de un límite anual, tal como ocurre en Brasil.

Seguidamente, expuso el **Director General de la Organización de Consumidores y Usuarios de Chile (ODECU)**, señor **Stefan Larenas**.

El personero recordó que uno de los objetivos medulares del proyecto de ley es que la transmisión favorezca el desarrollo de un mercado competitivo que permita reducir los precios de energía al cliente final, libre y regulado.

En ese orden de ideas, y a propósito de la remuneración de los sistemas de transmisión y su impacto en los consumidores, recordó algunos elementos de juicio expresados en su momento por la CNE que tienen directa relación con la situación en que quedan los consumidores, así: que en un mercado competitivo los beneficios de una mejor transmisión son traspasados a los clientes mediante precios más bajos, más confiabilidad y menores impactos medioambientales; que el objetivo es que los consumidores financien la transmisión sin tener como intermediarios a los generadores, para reducir el pago por transmisión y ahorrar premios al riesgo e ineficiencia operativa; que la figura de un coordinador independiente de los actores del mercado, sin fines de lucro y dotado de personalidad jurídica propia, está destinada a realizar una función de interés público. Además, se dispuso que la CNE abriera un registro de participación ciudadana, en el que se inscribieran las empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y usuarios no sometidos a regulación de precios interconectados al sistema eléctrico, y toda persona con interés en participar en el proceso, como los usuarios del sistema. Sobre el particular, hizo presente lo siguiente:

- La letra f) del artículo 8° de la ley N° 19.496, sobre protección de los derechos de los consumidores, permite que las organizaciones de usuarios y consumidores participen en los procesos de fijación de tarifas de los servicios básicos domiciliarios.

- En virtud de la Ley General de Servicios Eléctricos, una vez vencido el período de vigencia del decreto tarifario los valores establecidos en él siguen rigiendo mientras no se dicte el siguiente decreto conforme al procedimiento legal. Estos valores pueden ser reajustados por las empresas de transmisión, en la variación que experimente el IPC desde la fecha en que debía expirar el referido decreto.

El problema, agregó, es que hasta la fecha las organizaciones de usuarios y consumidores nunca han sido consultadas para la fijación de las tarifas del servicio eléctrico.

- El Ministerio de Energía determinará centralizadamente los Polos de Desarrollo para la extracción de recursos energéticos y la generación eléctrica. Sin embargo, tratándose de estos Polos sometidos a evaluación ambiental estratégica es una obligación para la autoridad pública contemplar la participación de los ciudadanos y de las autoridades locales y regionales del territorio involucrado. En la forma en que vienen redactadas las normas sobre la materia no queda claro que esta exigencia legal sea cautelada.

En su exposición, el **Presidente del Panel de Expertos del Sistema Eléctrico Nacional, señor Guillermo Espinoza**, recordó que esta instancia resolutive, creada mediante la ley N° 19.940, es un organismo colegiado, independiente, que ejerce funciones jurisdiccionales especiales destinadas a la resolución de discrepancias en el sector eléctrico respecto de las materias que entregan a su conocimiento la ley y los reglamentos. El Panel, continuó, se compone de siete integrantes, a saber: cinco ingenieros o economistas, nacionales o extranjeros, y dos abogados, todos los cuales son designados –previo concurso– por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC) y duran seis años en sus funciones. Además, se trata de cargos sometidos a incompatibilidades e inhabilidades para resguardar su independencia ante eventuales conflictos de intereses. Por lo mismo es que están afectos a las normas de responsabilidad y probidad de los funcionarios públicos, así como a las de transparencia y a las que exigen declaración de intereses.

En relación con la amplia competencia del Panel de Expertos, indicó que las discrepancias de que conoce están vinculadas con:

a) El sistema de transmisión troncal: así, le corresponde resolver controversias sobre la determinación de las bases del Estudio de Transmisión; el informe técnico de la CNE; el plan anual de expansión, y la recaudación anual y pago de peajes correspondientes al valor anual por tramo.

b) Los sistemas de subtransmisión, a cuyo respecto el Panel interviene en lo referido a las bases de los estudios para la determinación del valor anual de cada sistema y la fijación de los peajes de subtransmisión.

c) Los sistemas adicionales de transporte, donde la competencia de la institución versa acerca de la aplicación del régimen de acceso abierto.

d) Los servicios de distribución, caso en cual el Panel conoce discrepancias sobre la fijación del valor nuevo de reemplazo de cada empresa distribuidora; la asignación anual de los costos de explotación; la determinación del peaje de distribución; la especificación de los precios de los servicios no consistentes en suministros de energía, y las licitaciones de distribuidoras (revisión de precios de contratos).

e) Los sistemas eléctricos medianos (Aysén y Magallanes), en que la competencia alude a las bases de los estudios para la determinación del valor anual de estos sistemas y el informe técnico de la Comisión con sus fórmulas tarifarias.

f) Los CDEC. En este ámbito el Panel conoce discrepancias relativas a los conflictos al interior de estos organismos en materias determinadas en el decreto supremo N° 291/2008 y otros;

coordinación, operación y planificación del sistema; transferencias económicas; costos marginales, etcétera.

g) Tratándose de ERNC, el Panel interviene en lo referido al cumplimiento de la cuota de comercialización de energía generada mediante estas fuentes; el control de crecidas y la valuación del daño económico ocasionado por la operación de un embalse como consecuencia de la aplicación de medidas dispuestas por la Dirección General de Aguas.

h) Otras discrepancias que surjan entre las empresas eléctricas con motivo de la aplicación técnica o económica de la normativa del sector eléctrico y que, de común acuerdo, sometan a su dictamen.

Enseguida, mencionó las etapas por las que atraviesa el procedimiento general de discrepancias. Así, el plazo de presentación del asunto es de quince días contados desde la ocurrencia del hecho que motiva la discrepancia; el dictamen debe dictarse dentro de treinta días contados desde el ingreso del expediente; las alegaciones y defensas tienen lugar en audiencia pública, y los antecedentes son públicos desde la notificación del dictamen (en la práctica desde que éste se publica en la página web institucional).

Al hacer uso de la palabra, el **abogado del Panel de Expertos señor Enrique Sepúlveda** analizó la forma en que el proyecto de ley incide en materias y procedimientos de competencia de la institución. En este sentido, dijo, la iniciativa contempla normas sobre estudio de costos de servicios complementarios; acceso a sistemas dedicados; planificación de la transmisión; informe de calificación de instalaciones; vida útil de instalaciones; bases de los estudios de valorización; informe técnico y valorización; informe técnico con la tasa de descuento, y peajes de distribución, entre otros aspectos.

A consecuencia de los cambios propuestos, explicó, quedarán sometidas al dictamen del Panel de Expertos las discrepancias que las leyes o reglamentos le entreguen en materia energética; las que se susciten entre el Coordinador y las empresas sujetas a su coordinación, relativas a los procedimientos técnicos, instrucciones y cualquier otro acto de coordinación de la operación del sistema y del mercado eléctrico que emane de aquél (en cumplimiento de sus funciones), y aquellas que las empresas eléctricas tengan entre sí con motivo de la aplicación técnica o económica de la normativa del sector eléctrico y que, de común acuerdo, sometan a su dictamen.

En lo que atañe a la obligatoriedad de los dictámenes, el profesional destacó que actualmente las resoluciones del Panel de Expertos son vinculantes para todos los que participan en el procedimiento respectivo. En contra de estos dictámenes no procede ninguna clase de recurso jurisdiccional o administrativo, de naturaleza ordinaria o extraordinaria. No obstante, precisó, el Ministro de Energía, mediante resolución exenta fundada, puede declarar inaplicable un dictamen, dentro del plazo de diez días contado desde su notificación, cuando verse

sobre materias ajenas a las señaladas en la correspondiente normativa. Esta facultad, advirtió, nunca se ha aplicado.

La iniciativa, prosiguió, establece nuevas reglas de procedimiento como la notificación de la discrepancia en el más breve plazo a las partes y los interesados; la convocatoria a sesión especial, programa de trabajo y audiencia pública con las partes y los interesados, y el deber del Panel de evacuar el dictamen dentro del plazo general de treinta días, contado desde la realización de la audiencia. Pero también, añadió el profesional, el proyecto declara que en estos procedimientos la CNE y la SEC tendrán la condición de interesados. Esta circunstancia, dijo, suscita la inquietud de los miembros del Panel: la duda que surge con esta norma es si estos organismos seguirán teniendo la calidad de interesados –y no de partes- incluso cuando la discrepancia recaiga sobre un acto que emana de ellos. Además, cabe preguntarse si esta situación se produciría sólo a efectos de convocatoria del ingreso de la discrepancia y la audiencia. Para precaver problemas de interpretación, sugirió revisar esta parte del proyecto y explicitar cuáles son los casos en que la CNE y la SEC podrían ser consideradas partes en los procedimientos.

En lo relativo a quiénes son los interesados a efectos de la notificación, apuntó que el artículo 21 de la ley N° 19.880 considera interesados en un procedimiento administrativo a quienes lo promuevan como titulares de derechos o intereses individuales o colectivos (parte discrepante); los que, sin haber iniciado el procedimiento, tengan derechos que puedan resultar afectados por la decisión que en el mismo se adopte (los coordinados), y aquellos cuyos intereses, individuales o colectivos, puedan resultar afectados por la resolución y se apersonen en el procedimiento en tanto no haya recaído resolución definitiva (todos los consumidores).

El dictamen del Panel de Expertos será vinculante para todos los que participen en el procedimiento respectivo en calidad de partes. Pero esta opción legislativa, arguyó, no concuerda con el carácter sistémico de la mayoría de las discrepancias, por cuanto las bases de licitación de las obras nuevas y de ampliación serán elaboradas por el Coordinador, al igual que las bases del o de los estudios de valorización. Las discrepancias al interior del organismo coordinador afectan a todo el funcionamiento del sistema eléctrico, esto es, empresas de generación, clientes libres y transportistas. Si se reduce el dictamen sólo a las partes, por ejemplo a la empresa contra el órgano coordinador o la CNE, el dictamen se aplicaría sólo a esa empresa y no a las demás que no han sido partes. En consecuencia, sería una solución imposible de aplicar al tratarse de normas, procedimientos o instrucciones generales.

No obstante, acotó, el Ministro de Energía, mediante resolución exenta fundada, podrá declarar inaplicable el dictamen cuando se refiera a materias ajenas a las señaladas en la ley. Cabe plantearse si en esta hipótesis se configura un acto administrativo sin recurso. Si se atiende al inciso tercero del artículo 59 de la ley N° 19.880, en cuya virtud no procederá recurso jerárquico contra los actos de los ministros

de Estado, sólo puede concluirse que procedería reposición ante el propio ministro. Pero en tal supuesto, adujo, sería una norma innecesaria.

Luego, hizo presente que, al tenor del artículo 7° de la Carta Fundamental, toda actuación de un organismo sujeto a derecho público es nula si actúa fuera de la órbita de su competencia. La inaplicabilidad la decide una autoridad vinculada a una parte o interesado (CNE o SEC) que dicta el decreto correspondiente. El problema aquí es que el proyecto no establece la medida que se aplicará en sustitución del dictamen.

Ante una consulta del **Honorable Senador señor García-Huidobro**, relativa a si el Panel de Expertos puede considerarse un órgano jurisdiccional, el **abogado señor Sepúlveda** afirmó que de conformidad con lo dispuesto en el inciso segundo del artículo octavo transitorio de la ley N° 20.285, sobre acceso a la información pública, el Panel de Expertos se entiende un tribunal especial de la República, por lo que cabría considerarlo en dicho carácter.

Con motivo de su intervención, el **Presidente de la Asociación de Consumidores de Energía No Regulados A.G. (ACENOR), señor Elías Valenzuela**, comentó que la entidad que representa, creada en 1996, es una institución sin fines de lucro y de carácter técnico. Surgió como respuesta a la asimetría que se observa en la industria eléctrica, en cuanto funciona principalmente como mercado de oferentes. En este sentido, ACENOR constituye la única organización técnica que representa intereses de clientes libres del SIC y del SING: veinticuatro asociados que son clientes libres (dieciocho del SIC y seis del SING); diecinueve suministrados por empresas generadoras, y cinco por empresas distribuidoras (casi 4.000 MW de potencia conectada que supone aproximadamente el 45% de la demanda libre del país). Por otra parte, añadió, ACENOR integra a nivel nacional la SOFOFA y a nivel regional la Asociación Interamericana de Grandes Consumidores de Energía de Latinoamérica (INTERAME), que reúne a asociaciones de clientes libres de Brasil, Argentina, Colombia, Ecuador, Uruguay y Chile.

La actual situación que lleva a la integración eléctrica, prosiguió, se caracteriza por la falta de competencia en generación; la escasez recursos energéticos nacionales; los conflictos sociales y ambientales; el rol pasivo del Estado, y las restricciones al sistema de transmisión. Lo anterior origina un alto costo de la energía, desacoples de precios, traspaso del riesgo y una circunstancia crítica para los clientes libres. La solución pasa por más generación y transmisión, y también por la integración eléctrica. Sin embargo, arguyó, no se aprecia una solución para la gestión de la demanda ni para la generación distribuida (incluso, acotó, habría escasa participación de la demanda en el proyecto de ley). Por otra parte, la iniciativa legal podría implicar un aumento de los costos de transmisión y un mayor traspaso de éstos a los clientes (regulados y no regulados). Se hace necesario, en consecuencia, corregir esta distribución de costos sin debilitar los beneficios del proyecto.

En cuanto a la remuneración, expresó que el sistema único interconectado SIC más SING, establece un cargo único nacional de 100% aplicado a la demanda por transmisión nacional, zonal y dedicada, en circunstancias que hoy se paga en troncal solo 20% en el área de influencia común. El mecanismo se aplicará a obras que entren en operación el 1° de enero de 2019 y el resto en forma gradual en un período de transición que va entre los años 2019 y 2034. La generación no paga por transmisión, pese a beneficiarse por su uso, existiendo subsidios para la generación alejada de los centros de consumo. Si bien costos podrían bajar en largo plazo, aumentarán en el corto y mediano, a lo cual se sumarán los servicios complementarios. Así, adujo, el cambio de remuneración no se basa en un criterio objetivo, sino en supuestos beneficios de largo plazo, lo cual constituye una modificación radical en comparación con la situación actual, en que pagan tanto inyecciones como retiros. En este sentido, propuso distribuir los costos de la transmisión en 50% por inyecciones (generación) y 50% por retiros (demanda).

En otro orden de ideas, destacó que los beneficios que derivan del sistema de estampillado que el proyecto propone son simplicidad, transparencia, competencia y menor incertidumbre. Pero sus desventajas, en lo relativo a eficiencia, radican en que se pierde una señal de localización para los generadores; aumenta los costos en transmisión por la tendencia a expandir en exceso las redes, y no refleja los costos de las ERNC porque tratándose de generación sin contratos se usa la red sin pagar por ella. Con todo, se presenta como útil para mercados enmallados y competitivos. Las características de nuestro sistema -longitudinal, radial, poco enmallado, con presencia ERNC- determinan que sea relevante distinguir y reflejar los costos de transmisión. De allí es que sugiriera utilizar esquemas alternativos simples que incluyan señales de localización y de uso esperado, de modo de distribuir los costos según beneficios.

Enseguida, el personero fue partidario de definir qué habrá de entenderse técnicamente por holguras para cumplir con la eficiencia económica, a fin de evitar un exceso de instalaciones o el sobredimensionamiento innecesario del cargo de demanda. En este ámbito, dijo, los errores de planificación del regulador los terminarán pagando los consumidores. Por lo mismo, añadió, resulta preocupante la pérdida de incentivos para el sector generación de participar en planificación a causa del estampillado: se pierden señales de localización y se suscita una mayor carga para el regulador.

Al tenor del texto legislativo, continuó, los procedimientos para expansión y pagos del sistema de transmisión en el caso de los Polos de Desarrollo serán determinados por un reglamento. Sobre el punto, dijo, podría entenderse la eficiencia en función de menores costos de generación y transmisión, pero no se aprecia que exista transferencia de beneficios a los usuarios. Por ello, no sólo cabría precisar la metodología y la definición de interés público a propósito de los Polos, dado que el desarrollo es privado, sino que también sería oportuno determinar nociones tales como “eficiencia económica” y “abastecimiento de la demanda a mínimo costo”, pues existen diversas interpretaciones en la materia. Además, hizo presente la preocupación de ACENOR acerca de la norma que

obliga a la demanda a pagar anticipadamente las holguras de transmisión, para asegurar remuneración por al menos diez períodos tarifarios (esto es, cuarenta años) en relación con la fracción no utilizada por los generadores.

La ampliación del concepto de acceso abierto a toda la transmisión se produce en líneas dedicadas, siempre que exista capacidad disponible. Al respecto destacó la importancia del acuerdo entre propietario e interesados sobre el pago por uso de líneas y la solución de controversias por el Panel de Expertos. Sin embargo, acotó, sería recomendable que el Panel se pronuncie también acerca de las discrepancias referidas a la capacidad disponible de líneas y la solución técnica de conexiones. Además, el propietario debiera mantener el derecho preferencial a disponer de uso de líneas dedicadas no sólo por quince años, y debería aclararse como exigirá su derecho de uso dentro del período temporal señalado. Como el uso por terceros podría aumentar el riesgo de operación de líneas dedicadas, cabría precisar quién pagará el lucro cesante del propietario por eventuales fallas y quién definirá las políticas de mantenimiento de las líneas.

Continuando su intervención, el Presidente de ACENOR reiteró que la CNE y la SEC concurrirán sólo como interesados de los procedimientos del Coordinador ante el Panel de Expertos, y que los fallos de éste son vinculantes sólo para las partes. En esta materia, le preocupó que los dictámenes del Panel no sean vinculantes para la autoridad y la circunstancia de que los procedimientos técnicos del Coordinador puedan ser modificados por la autoridad de turno (que dicta reglamentos y normas técnicas). También le inquietó que la CNE pueda instruir al Coordinador sobre cambios a procedimientos después del dictamen del Panel, así como la facultad del Ministro de declarar inaplicable indefinidamente los dictámenes del Panel. Asimismo, cuestionó que el financiamiento del Panel de Expertos sea 100% de cargo de la demanda, considerando que hoy es compartido por todos los actores de la industria y no se ha afectado la independencia del Panel. Con la enmienda propuesta, arguyó, no se puede asegurar que el ahorro para empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras, se traspase a menores precios para los clientes.

En cuanto a los cambios en materia de información, precisó que al tenor de la ley N° 20.285 se debe garantizar la apertura permanente de la información dentro de plazos razonables para evitar asimetrías importantes a su respecto. La discusión en los actuales CDEC dice relación con información considerada pública, esto es, sólo para integrantes o para directores y responsables de direcciones técnicas. El punto aquí consiste en que toda información que con motivo de la coordinación de la operación sea conocida por más de un coordinado debe quedar de inmediato a disposición pública, sin que sea necesario solicitarla.

El personero analizó críticamente la figura del Coordinador Independiente. En su opinión, la participación de autoridades en el Comité Especial de Nominaciones podría interpretarse como falta de autonomía e independencia, por lo que consideró importante establecer un mecanismo que evite la politización en el nombramiento de los miembros del

Consejo Directivo. También, agregó, se requiere precisar el régimen de responsabilidades asociado a la institucionalidad del Coordinador, especialmente de los clientes libres, para asegurar una óptima operación del sistema, como un actor ajeno a la operación habitual de éste. Ante el desafío de que mediante un órgano único se integren y coordinen funciones que hoy realizan los CDEC, sería razonable definir una estructura organizacional óptima y disminuir incertidumbres vía elaboración temprana de reglamentos.

Luego, abogó por definir cómo se operará en el sistema interconectado cuando hay diferencias entre SING y SIC. Aunque se establezca un Coordinador único, dijo, existen varias opciones para administrar la red. Así, la interconexión modificaría no sólo la estructura de costos de los sistemas, sino también decisiones estratégicas al haber nuevos competidores globales. La prorrata actual se aumenta de 10% a 100% a los clientes libres y regulados, pese a que la mayoría de las actividades que realiza el Coordinador van en beneficio directo de la empresa generadora y de las transmisoras. Al respecto, consideró relevante que empresas de los tres segmentos concurren al financiamiento del Coordinador para que tengan incentivos respecto a eficiencia y costos. Además, a consecuencia de la interconexión y las nuevas funciones que asumirá el Coordinador, podría haber un aumento significativo de estructura y costos. En este sentido, propuso que el financiamiento sea de un 50% generación y 50% de demanda.

Los beneficios de la interconexión SIC-SING podrían ser letra muerta si no es posible concretar a tiempo la línea Cardones-Polpaico que refuerza la zona norte del SIC. El costo de esta interconexión es 100% de cargo de la demanda, pero es posible que ella no reciba sus beneficios. El aumento de precios a corto y mediano plazo por mayor inversión (holguras) en una transmisión de cargo de los consumidores será en torno a 3 US\$/MWh. Mientras, la disminución de costos a largo plazo podría no reflejarse en bajas de precios. Es posible que muchas empresas ya no estén operativas en ese momento al no poder asumir aumentos de precios a corto y mediano plazo.

El desarrollo del sistema de transmisión con holguras más la línea de interconexión SING-SIC será pagado 100% por la demanda, en tanto la generación no paga nada pese a beneficiarse por su uso. La pregunta que surge es por qué el financiamiento del Coordinador, del Panel de Expertos, de los estudios de trazados de franjas territoriales y de la fracción no utilizada de los Polos de Desarrollo, es 100% de cargo de la demanda sin atender a la evolución progresiva para su pago. El costo de dicho Panel podría ser a cuenta de las empresas eléctricas (como en la actualidad), en razón de que la mayoría de las divergencias son de cargo de ellas y hasta la fecha su financiamiento compartido no ha generado problemas.

Enseguida, cuestionó el estampillado universal por perder señales de localización y de uso esperado de la red. Este mecanismo, adujo, es inapropiado para sistemas poco competitivos, no enmallados y con fuerte presencia de ERNC, como en el caso de Chile. Hizo presente que el aumento de precios de transmisión en el corto y mediano plazo por pago de

holguras en desarrollo del sistema, que será de cargo de la demanda, se sumará a otros cargos no despreciables como los de servicios complementarios, impuestos verdes y eficiencia energética, entre otros.

Como podría ocurrir, añadió, que las bajas de costos finales de transmisión a largo plazo no se traspasen a disminución de precios, para respetar las señales de localización y eficiencia en el uso de la red se deben explorar otras alternativas para remunerar la red de transmisión. Al efecto, sugirió analizar el método de participaciones, esto es, de uso promedio del sistema, pagado por todos los agentes que usan la red (50% generación y 50% demanda). De no corregirse el estampillado ni el pago de 100% por desarrollo de transmisión por demanda, habría que pensar en un período transitorio que fuera transparente y acotado a la realidad de los contratos de los clientes libres, para evitar dobles pagos y minimizar las transferencias de excedentes entre los sistemas, segmentos y agentes.

El problema, finalizó, radica en que al cargarse toda la remuneración de la transmisión a la demanda habrá un único actor que tendrá interés en hacer eficiente su pago, lo que entonces implicará depender de lo que pueda hacer la autoridad. Si bien ésta puede tener los mismos fines permanentes que la demanda, las autoridades de turno podrían perseguir otras prioridades que las disuadan de efectuar revisiones exhaustivas, con el riesgo de fijar una remuneración de la transmisión superior a los costos eficientes de largo plazo. Así, si bien es deseable desarrollar un sistema de transmisión de calidad, confiable, con holguras y mantenimiento de clase mundial, es posible que el objetivo se aleje de la realidad y del punto de equilibrio que la demanda actual es capaz de solventar, en especial en el contexto de una economía deprimida y de pérdida de competitividad internacional.

- Sometida a votación la idea de legislar en la materia, fue aprobada por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señora Allende y señores García-Huidobro, Guillier y Pizarro.

Cabe consignar, como se dijera al comienzo de este informe, que el Honorable Senador señor Prokurica se inhabilitó en relación con este asunto, en los términos del artículo 8° del Reglamento de la Corporación.

- - -

TEXTO DEL PROYECTO

En concordancia con el acuerdo anteriormente expresado, vuestra Comisión de Minería y Energía recomienda aprobar en general el proyecto de ley de la Honorable Cámara de Diputados, cuyo texto es el siguiente:

PROYECTO DE LEY:

“Artículo 1°.- Introdúcense las siguientes modificaciones en el decreto con fuerza de ley N°4/20.018, de 2006, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la ley General de Servicios Eléctricos:

1) Modifícase el artículo 7° en el siguiente sentido:

a) Reemplázase en el inciso tercero la expresión “troncal y de subtransmisión” por “nacional, zonal y para polos de desarrollo de generación”.

b) Reemplázase en el inciso cuarto la expresión “troncal” por “nacional” e incorpórese a continuación de la palabra “abiertas” la siguiente frase “o cerradas sujetas a las obligaciones de información y publicidad a que se refiere el inciso séptimo del artículo 2° de la ley N°18.046”.

c) Reemplázase en el inciso séptimo las expresiones “troncal” por “nacional”.

d) Elimínanse los incisos octavo y noveno.

2) Intercálase, a continuación del artículo 8°, el siguiente artículo 8° bis, nuevo:

“Artículo 8° bis.- Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote a cualquier título centrales generadoras interconectadas al sistema eléctrico y sujetas a coordinación del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante el Coordinador, deberá constituir sociedades de giro de generación eléctrica con domicilio en Chile.”.

3) Intercálase, a continuación del artículo 72°, el siguiente Título II BIS, nuevo:

“Título II BIS: De la Coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional

Artículo 72°-1.- Principios de la Coordinación de la Operación. La operación de las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, deberá coordinarse con el fin de:

1.- Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico;

2.- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico, y

3.- Garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión, en conformidad a esta ley.

Esta coordinación deberá efectuarse a través del Coordinador, de acuerdo a las normas técnicas que determinen la Comisión, la presente ley y la reglamentación pertinente.

Adicionalmente, el Coordinador deberá realizar la programación de la operación de los sistemas medianos en que exista más de una empresa generadora, conforme a la ley, el reglamento y las normas técnicas. Dichas empresas deberán sujetarse a esta programación del Coordinador.

El Coordinador sólo podrá operar directamente las instalaciones sistémicas de control, comunicación y monitoreo necesarias para la coordinación del sistema eléctrico.

Artículo 72°-2.- Obligación de Sujetarse a la Coordinación del Coordinador. Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere, a cualquier título, centrales generadoras, sistemas de transporte, instalaciones de distribución e instalaciones de clientes libres y que se interconecten al sistema, en adelante “coordinado”, estará obligado a sujetarse a la coordinación del sistema que efectúe el Coordinador y a proporcionarle oportunamente toda la información que éste le solicite para el cumplimiento de sus funciones.

Asimismo, estarán sujetos a la coordinación de la operación del Coordinador los sistemas de almacenamiento de energía que se interconecten al sistema eléctrico. El reglamento definirá las normas de optimización y remuneración que le sean aplicables a esta clase de instalaciones.

También estarán sujetos a la coordinación los medios de generación que se conecten directamente a instalaciones de distribución, a que se refiere el inciso sexto del artículo 149° y que no cumplan con las condiciones y características indicadas en el artículo 149° bis, en adelante “pequeños medios de generación distribuida.

El Coordinador podrá auditar y verificar la información entregada por los coordinados.

La omisión del deber de información, sea que medie requerimiento de información o cuando proceda sin mediar aquél, así como la entrega de información falsa, incompleta o manifiestamente errónea, serán sancionadas por la Superintendencia.

Asimismo, corresponderá al Coordinador tomar todas las medidas tendientes a optimizar un mejor servicio, así como también velar por un adecuado funcionamiento de las instalaciones, para ello el Coordinador gestionará inspecciones al menos una vez al año para dar cumplimiento a lo dispuesto en este inciso.

Artículo 72°-3.- Coordinación del Mercado Eléctrico. Asimismo, le corresponderá al Coordinador la coordinación y determinación de las transferencias económicas entre empresas sujetas a su

coordinación, para lo que deberá calcular los costos marginales instantáneos del sistema, las transferencias resultantes de los balances económicos de energía, potencia, servicios complementarios, uso de los sistemas de transmisión, y todos aquellos pagos y demás obligaciones establecidas en la normativa vigente respecto del mercado eléctrico.

Artículo 72°-4.- Procedimientos Internos del Coordinador. Para su funcionamiento el Coordinador podrá definir procedimientos internos, los que estarán destinados a determinar las normas internas que rijan su actuar, las comunicaciones con las autoridades competentes, los coordinados y con el público en general, y/o las metodologías de trabajo y requerimientos de detalle que sean necesarios para el adecuado cumplimiento y ejecución de sus funciones y obligaciones, los que deberán ajustarse a las disposiciones de la ley, el reglamento, normas técnicas que dicte la Comisión y demás normativa vigente.

Artículo 72°-5.- Atribuciones del Coordinador relativas al Acceso Abierto. Para el cumplimiento del fin señalado en el N°3 del artículo 72-1, el Coordinador deberá autorizar la conexión a los sistemas de transmisión por parte de terceros y establecer los requisitos y exigencias a la que ésta deberá sujetarse, debiendo instruir las medidas necesarias para asegurarla dentro de los plazos definidos en la respectiva autorización.

Asimismo, el Coordinador deberá determinar fundadamente la capacidad técnica disponible de los sistemas de transmisión dedicados y autorizar el uso de dicha capacidad.

Artículo 72°-6.- Seguridad del Sistema Eléctrico. El Coordinador deberá exigir el cumplimiento de la normativa técnica, en particular de los estándares contenidos en ella y los requerimientos técnicos que éste instruya, incluyendo la provisión de los servicios complementarios a que hace referencia el artículo 72°-7, a toda instalación interconectada, o que se interconecte al sistema eléctrico, o que sea modificada por toda instalación que se interconecte al sistema eléctrico, o que sea modificada por su propietario, sean éstos empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, y que sean exigibles conforme a la normativa vigente, en términos de su aporte a la coordinación de la operación del sistema eléctrico.

El Coordinador, con el fin de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, deberá instruir la prestación obligatoria de los servicios complementarios definidos por la Comisión en conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-7 siguiente.

Artículo 72°-7.- Servicios Complementarios. Los coordinados deberán prestar al sistema eléctrico los servicios complementarios que dispongan, que permitan realizar la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 72°-1, conforme la normativa técnica que dicte la Comisión. En caso que sean insuficientes los recursos disponibles para la prestación de estos servicios, el Coordinador podrá instruir su implementación obligatoria a través de un proceso de licitación o instalación directa, de acuerdo a los requerimientos del sistema.

La Comisión definirá los servicios complementarios mediante resolución exenta, considerando las necesidades de seguridad y calidad de los sistemas eléctricos y las características tecnológicas de éstos.

La valorización de los equipos necesarios para la prestación de estos servicios y los recursos técnicos requeridos en la operación del sistema eléctrico, podrán ser determinados mediante estudios de costos eficientes o como resultado de licitaciones, los que serán efectuados por el Coordinador mediante bases aprobadas por la Comisión. Los resultados de los estudios de costos señalados precedentemente podrán ser sometidos al dictamen del Panel dentro de los diez días siguientes a su comunicación.

Para estos efectos, anualmente el Coordinador presentará a la Comisión una propuesta de los servicios complementarios requeridos por el sistema eléctrico, señalando la vida útil de las instalaciones, según corresponda, y los que pueden ser valorizados a través de un proceso de licitación o a través de un estudio de costos. Dicha propuesta se desarrollará considerando un proceso público y participativo. Las etapas, plazos e hitos procedimentales necesarios para llevar a cabo el proceso de participación serán establecidas por el Coordinador.

La Comisión, considerando la propuesta señalada en el inciso anterior, definirá los servicios complementarios, su mecanismo de pago y remuneración, su vida útil cuando corresponda, y dependiendo de la naturaleza de los mismos y de las condiciones de mercado observadas, definirá los que serán valorizados a través de un proceso de licitación y aquellos que serán valorizados a través de un estudio de costos eficientes.

Las inversiones asociadas a nuevos equipos instruidos mediante instalación directa, serán remuneradas durante un período equivalente a su vida útil considerando la anualidad de éstas, considerando la tasa de descuento señalada en el artículo 118 y los costos de operación, mantenimiento y administración eficiente que determine la Comisión. Asimismo, aquellos equipos que se instruyan mediante licitación, recibirán una remuneración igual al valor de adjudicación de la oferta durante la vida útil.

La remuneración de la prestación de los servicios complementarios deberá ser compatible con lo señalado en el artículo 181º y evitar en todo momento el doble pago de servicios.

Artículo 72º-8.- Sistemas de Información Pública del Coordinador. El Coordinador deberá implementar sistemas de información pública que contengan las principales características técnicas y económicas de las instalaciones sujetas a coordinación. Dichos sistemas deberán contener, al menos, la siguiente información:

a) Características técnicas detalladas de todas las instalaciones de generación, transmisión y clientes libres sujetas a

coordinación, tales como, eléctricas, constructivas y geográficas; y de instalaciones de distribución, según corresponda;

b) Antecedentes de la operación esperada del sistema, tales como costos marginales esperados, previsión de demanda, cotas y niveles de embalses, programas de operación y mantenimiento, stock de combustibles disponible para generación, entre otros;

c) Antecedentes relativos al nivel del cumplimiento de la normativa técnica de las instalaciones de los coordinados;

d) Antecedentes de la operación real del sistema, incluyendo las desviaciones respecto de la operación programada;

e) Información respecto a las transferencias económicas que debe determinar entre las empresas sujetas a coordinación, tales como costos marginales reales, demanda real por barra y retiro, antecedentes de cargo por uso de los sistemas de transmisión, de servicios complementarios, y en general de todos aquellos pagos que le corresponda calcular de acuerdo a la normativa vigente;

f) Información con las características principales respecto de los contratos de suministro vigentes entre empresas suministradoras y clientes, incluyendo al menos fecha de suscripción del contrato, plazos de vigencia, puntos y volúmenes de retiros acordados en los respectivos contratos, salvo aquellos aspectos de carácter comercial y económico contenido en los mismos;

g) Información respecto a estudios e informes que deba elaborar el Coordinador en cumplimiento de la normativa vigente, así como los resultados que de ellos emanen;

h) Los informes de las auditorías desarrolladas o solicitadas por el Coordinador, e

i) Toda aquella información que determine el Reglamento, la Norma Técnica, o le sea solicitada incorporar por el Ministerio de Energía, la Comisión o la Superintendencia.

Será de responsabilidad del Coordinador asegurar la completitud, calidad, exactitud y oportunidad de la información publicada en los respectivos sistemas de información.

Artículo 72°-9.- Monitoreo de la Competencia en el Sector Eléctrico. Con el objetivo de garantizar los principios de la coordinación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 72°-1, el Coordinador monitoreará permanentemente las condiciones de competencia existentes en el mercado eléctrico.

En caso de detectar indicios de actuaciones que podrían llegar a ser constitutivas de atentados contra la libre competencia, conforme las normas del Decreto con Fuerza de Ley N°1, del año 2004, del

Ministerio de Economía, Fomento y Turismo, el Coordinador deberá ponerlas en conocimiento de la Fiscalía Nacional Económica o de las autoridades que corresponda.

Artículo 72°-10.- Monitoreo de la Cadena de Pagos. Le corresponderá, asimismo, al Coordinador adoptar las medidas pertinentes que tiendan a garantizar la continuidad en la cadena de pagos de las transferencias económicas sujetas a su coordinación, conforme a lo dispuesto en el reglamento. Asimismo, el Coordinador deberá informar en tiempo y forma a la Superintendencia cualquier conducta que ponga en riesgo la continuidad de dicha cadena.

Artículo 72°-11.- Coordinación de los Intercambios Internacionales de Energía. El Coordinador será responsable de la coordinación de la operación técnica y económica de los sistemas de interconexión internacional, debiendo preservar la seguridad y calidad de servicio en el sistema eléctrico nacional, y asegurar la utilización óptima de los recursos energéticos del sistema en el territorio nacional. Para ello, deberá sujetarse a las disposiciones establecidas en el decreto supremo al que hace referencia el artículo 82°.

Artículo 72°-12.- Responsabilidad de los Coordinados. Los coordinados serán responsables individualmente por el cumplimiento de las obligaciones que emanen de la ley, el reglamento, las normas técnicas que dicte la Comisión y de los procedimientos, instrucciones y programaciones que el Coordinador establezca.

Artículo 72°-13.- Del Desempeño del Sistema de Eléctrico y de los niveles de Seguridad de Servicio. El Coordinador deberá elaborar reportes periódicos del desempeño del sistema eléctrico, con indicadores de corto, mediano y largo plazo, tales como, costo marginal, costo de suministro, niveles de congestión del sistema de transmisión, niveles óptimos de despacho, cantidad y duración de fallas, generación renovable no convencional, entre otros.

La elaboración de los reportes deberá ser al menos anual, iniciando en el mes de marzo de cada año. Tendrán el carácter de públicos y deberán ser comunicados a la Comisión y a la Superintendencia en un plazo de quince días, posterior a la conclusión de dicho reporte.

Artículo 72°-14.- Fiscalización de las funciones y obligaciones del Coordinador. Le corresponderá a la Superintendencia la fiscalización del cumplimiento de las funciones y obligaciones que la ley le asigna al Coordinador y a los consejeros de dicho organismo, pudiendo ordenarle las modificaciones y rectificaciones que correspondan y/o aplicar las sanciones que procedan.

Artículo 72°-15.- De la construcción, interconexión, puesta en servicio y operación de las Instalaciones Eléctricas. Las instalaciones de generación, las instalaciones de transmisión y las instalaciones de interconexión al sistema de clientes libres, deberán ser

declaradas en construcción por la Comisión, a solicitud de cada interesado, a través del correspondiente acto administrativo. Esta declaración sólo se podrá otorgar a aquellas instalaciones que cuenten con los permisos, órdenes de compra y demás antecedentes que permitan acreditar fehacientemente la construcción de dichas instalaciones o los avances reales en la construcción, conforme lo determine el reglamento.

Toda unidad generadora, instalación de transmisión y de cliente libre deberá comunicar por escrito su fecha de interconexión al sistema, con una anticipación no inferior a seis meses, a la Comisión, a la Superintendencia y al Coordinador.

Las empresas propietarias de unidades generadoras, instalaciones de transmisión y los propietarios de instalaciones de clientes libres deberán cumplir cabalmente los plazos informados con el fin de preservar el cumplimiento de los objetivos establecidos en el artículo 72°-1. Todo atraso o prórroga en los mismos, deberá presentarse al Coordinador y deberá estar debidamente justificado por un informe de un consultor independiente contratado al efecto, el que podrá ser auditado por el Coordinador. No obstante, en casos calificados y previo informe de seguridad del Coordinador, la Comisión podrá eximir a una empresa del cumplimiento de este plazo.

Se entenderá por puesta en servicio al período que comprende la energización de las instalaciones, sus pruebas y hasta la certificación de cumplimiento por parte de éstas de la normativa técnica. La mencionada certificación será un requisito previo a la entrada en operación de las instalaciones.

Sólo podrán iniciar su puesta en servicio, aquellas instalaciones que hayan sido declaradas en construcción por la Comisión y que cuenten con la respectiva autorización por parte del Coordinador para energizar dichas instalaciones. La energización de toda instalación deberá ser comunicada a la Superintendencia, por lo menos con quince días de anticipación.

La operación de las instalaciones interconectadas al sistema eléctrico no comprende la etapa de puesta en servicio. Sin perjuicio de lo anterior, los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes interconecten instalaciones al sistema eléctrico que estén en etapa de puesta en servicio, deberán sujetarse a la coordinación del Coordinador y tendrán la calidad de coordinados.

Sólo podrán entrar en operación aquellas instalaciones solicitadas por sus propietarios y que cuenten con la certificación del cumplimiento normativo y la aprobación del Coordinador.

Sólo las instalaciones de generación que se encuentren en operación tendrán derecho a participar en las transferencias de potencia a que hace referencia el artículo 149°. Las inyecciones de energía en la etapa de puesta en servicio, se remunerarán por las normas generales de transferencia. Sin perjuicio de lo anterior, en esta etapa, dichas

inyecciones no deberán ser consideradas para la determinación del costo marginal del Sistema, ni para la repartición de ingresos por capacidad.

Artículo 72°-16.- Retiro, modificación y desconexión de instalaciones. El retiro, modificación, desconexión, o el cese de operaciones sin que éste obedezca a fallas o a mantenimientos programados, de unidades del parque generador y de las instalaciones del sistema de transmisión, deberán comunicarse por escrito al Coordinador, a la Comisión y a la Superintendencia, con una antelación no inferior a veinticuatro meses en el caso de unidades generadoras y treinta y seis meses respecto de instalaciones de transmisión. Adicionalmente, tratándose de instalaciones del sistema de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo, su retiro, modificación, desconexión, o el cese de operaciones sin que éste obedezca a fallas o a mantenimientos programados, deberá ser autorizado previamente por la Comisión, previo informe de seguridad del Coordinador. La Comisión en estos casos podrá negar el retiro o la desconexión o cese de operaciones basado en el carácter de servicio público de los servicios que sustentan dichas instalaciones.

No obstante, en casos calificados y previo informe de seguridad del Coordinador, la Comisión podrá eximir a una empresa del cumplimiento de los plazos señalados en el presente artículo. Asimismo, la Comisión podrá prorrogar hasta por doce meses los plazos establecidos en el inciso anterior en caso de determinar que el retiro, modificación, desconexión o cese de operaciones de una instalación del sistema puede generar riesgos para la seguridad del mismo, previo informe de seguridad del Coordinador.

Las infracciones a este artículo se sancionarán por la Superintendencia en conformidad a las disposiciones legales aplicables.

Artículo 72°-17.- Normas Técnicas para el funcionamiento de los sistemas eléctricos. La Comisión deberá analizar permanentemente los requerimientos normativos para el correcto funcionamiento del sector eléctrico, y fijará mediante resolución exenta, la normativa técnica que rijan los aspectos técnicos, de seguridad, coordinación, calidad, información y económicos del funcionamiento de dicho sector. Para ello, anualmente, establecerá un plan de trabajo que permita proponer, facilitar y coordinar el desarrollo de éstas.

Estas normas serán establecidas considerando un procedimiento público y participativo, en el que deberán participar, al menos, el Coordinador y representantes de las empresas coordinadas.

La Comisión deberá mantener disponible permanentemente en su sitio web, para cualquier interesado, la normativa técnica vigente e informar sobre los procesos de cambios normativos en desarrollo.

El Coordinador, deberá comunicar a la Comisión cualquier elemento que permita perfeccionar, mejorar o completar la normativa técnica, pudiendo proponer modificaciones o nueva normativa según el caso.

Artículo 72°-18.- Compensaciones por Incumplimiento de los estándares normativos de disponibilidad. Sin perjuicio de las sanciones que corresponda, todo evento de indisponibilidad de suministro o de instalaciones que supere los estándares a los que hace referencia el artículo 72°-6, deberán ser informadas por el Coordinador a la Superintendencia para que ésta instruya a las concesionarias respectivas o al mismo Coordinador, el cálculo y abono de una compensación por evento en caso de indisponibilidad de suministro o de instalaciones, según corresponda.

Las compensaciones por incumplimiento de los estándares de indisponibilidad de suministro corresponderán a la energía no suministrada durante ese evento, valorizada al costo de falla de corta duración definido en la normativa técnica.

Los usuarios finales afectados por las indisponibilidades, serán compensados por su suministrador en la facturación más próxima. La compensación se hará sin perjuicio del o los actos administrativos de la Superintendencia que determinen la responsabilidad por la interrupción.

Dentro de los diez días siguientes de haber realizado el abono, y conforme a lo que se indique en el reglamento, los suministradores que han abonado deberán informar al Coordinador, entre otros datos, los montos y cantidad de usuarios compensados, para que éste, en ejercicio de sus facultades, proceda a requerir la contribución a quienes la Superintendencia individualice como responsables, a prorrata de dicha responsabilidad. Lo anterior, sin perjuicio de lo que se resuelva en las impugnaciones judiciales que se puedan interponer, ni de las acciones de repetición contra quienes finalmente resulten responsables, en cuyo caso y de existir diferencias, estas deberán ser reliquidadas por la misma entidad y pagadas por el o los responsables.

En el caso de compensaciones por incumplimiento de los estándares de indisponibilidad de instalaciones, éstas corresponderán a los sobrecostos incurridos por el sistema eléctrico. El reglamento deberá establecer la forma de cálculo de dicho sobrecosto como la determinación de los afectados por la respectiva indisponibilidad a quienes haya que compensar.

Las compensaciones abonadas que correspondan a indisponibilidades de instalaciones de transmisión nacional, zonal, de polos de desarrollo o dedicadas, utilizadas por concesionarias de servicio público de distribución para el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios, serán descontadas del valor anual de la transmisión por tramo del período siguiente y hasta que el monto de dicha compensación sea cubierto.

Las compensaciones abonadas que correspondan a indisponibilidades de instalaciones de generación serán descontadas del pago anual de la potencia firme y hasta que el monto de dicha compensación sea cubierto.”.

Artículo 72-19.- Disposiciones Reglamentarias. Un reglamento regulará las materias necesarias para la debida y eficaz implementación de las disposiciones contenidas en el presente título.

4) Reemplázase el Título III por el siguiente:

Eléctrica “Título III: De los Sistemas de Transmisión

Capítulo I: Generalidades

Artículo 73°.- Definición de Sistema de Transmisión. El “sistema de transmisión o de transporte de electricidad” es el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, y que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución, cuya operación deberá coordinarse según lo dispone el artículo 72°-1 de esta ley.

En cada sistema de transmisión se distinguen líneas y subestaciones eléctricas de los siguientes segmentos: “sistema de transmisión nacional”, “sistema de transmisión para polos de desarrollo”, “sistema de transmisión zonal” y “sistema de transmisión dedicado”. Una vez determinados los límites de cada uno de estos sistemas de transmisión, se incluirán en él todas las instalaciones que sean necesarias para asegurar la continuidad de tal sistema.

Forman parte también del sistema de transmisión los sistemas de interconexión internacionales, los que se someterán a las normas especiales que se dicten al efecto.

El reglamento establecerá las materias necesarias para la debida y eficaz implementación de las disposiciones contenidas en el presente título.

Artículo 74°.- Definición de Sistema de Transmisión Nacional. El sistema de transmisión nacional es aquel sistema que permite la conformación de un mercado eléctrico común, interconectando los demás segmentos de la transmisión, y estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de este mercado y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico, frente a diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y las normas técnicas.

Artículo 75°.- Definición de Sistema de Transmisión para Polos de Desarrollo. Los sistemas de transmisión para polos de desarrollo estarán constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas, destinadas a transportar la energía eléctrica producida por medios de generación ubicados en un mismo polo de desarrollo, hacia el sistema de transmisión, haciendo un uso eficiente del territorio nacional.

Los polos de desarrollo serán determinados por el Ministerio de Energía en conformidad a lo dispuesto en el artículo 85°.

Artículo 76°.- Definición de Sistemas de Transmisión Dedicados. Los sistemas de transmisión dedicados estarán constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico, están destinadas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios, o para permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico, sin perjuicio del uso por parte de clientes regulados de estos sistemas de transmisión dedicados.

El transporte por sistemas dedicados se registrará por lo previsto en los respectivos contratos de transporte entre los usuarios y los propietarios de las instalaciones, sin perjuicio de la regulación de precios para el pago del uso efectuado por parte de clientes regulados de este tipo de instalaciones.

Artículo 77°.- Definición de Sistema de Transmisión Zonal. Cada sistema de transmisión zonal estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico, están dispuestas esencialmente para el abastecimiento de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación de estos sistemas de transmisión zonal.

Artículo 78°.- Definición de Sistema de Interconexión Internacional. Los sistemas de interconexión internacional estarán constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas destinadas a transportar la energía eléctrica para efectos de posibilitar su exportación o importación, desde y hacia los sistemas eléctricos ubicados en el territorio nacional. Los términos y condiciones en que se efectuará dicho intercambio de energía se establecerán en el decreto supremo a que hace referencia el artículo 82° y demás normativa aplicable.

Artículo 79°.- Definición de Acceso Abierto. Las instalaciones de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión que corresponda de acuerdo con las normas de este Título.

Los propietarios de instalaciones de los sistemas de transmisión, con excepción del sistema dedicado, no podrán negar el acceso al servicio de transporte o transmisión a ningún interesado por motivos de capacidad técnica, sin perjuicio que, en virtud de las facultades que la ley o el reglamento le otorguen al Coordinador para la operación coordinada del sistema eléctrico, se limiten las inyecciones o retiros sin discriminar a los usuarios.

Los señalados propietarios de instalaciones de transmisión deberán permitir la conexión a sus instalaciones a quien lo solicite, sin discriminaciones de ninguna especie u origen, debiendo en su

caso efectuar las ampliaciones, adecuaciones, modificaciones y refuerzos que sean necesarios para dicha conexión.

El Coordinador aprobará la conexión a los sistemas de transmisión previa verificación que la solución de conexión propuesta permita cumplir con los criterios de operación óptima y acceso abierto del sistema respectivo. Asimismo, le corresponderá al Coordinador establecer los pagos, a partir de la aplicación de las tarifas que determine el Ministerio de Energía, previo informe de la Comisión, por concepto de costos de conexión, adecuaciones, obras adicionales o anexas o derechos de uso de dichas instalaciones, así como los requisitos técnicos y plazos para realizar dichas obras, conforme al procedimiento que determine el reglamento.

En todo caso, el propietario de las instalaciones de transmisión sometidas a acceso abierto deberá participar en el proceso de conexión, formulando las observaciones y sugerencias que estime pertinentes para procurar la operación segura del sistema. En la respectiva autorización de conexión, el Coordinador deberá pronunciarse aceptando o rechazando fundadamente las observaciones planteadas por el propietario de las instalaciones de transmisión sometidas a acceso abierto. Dentro de los diez días siguientes a la comunicación de la autorización de conexión, el propietario podrá presentar una discrepancia ante el Panel, el que emitirá su dictamen en un plazo máximo de treinta días corridos contados desde la respectiva audiencia a que hace referencia el artículo 211.

Los propietarios de instalaciones de los sistemas de transmisión deberán dar las facilidades necesarias para que terceros ejecuten las obras que deban realizarse, accedan en tiempo y forma a subestaciones, patios, salas de control, y a todas aquellas instalaciones a las que se deba ingresar o hacer uso para materializar la nueva conexión.

Sin perjuicio de las atribuciones de los demás organismos contemplados en la ley, corresponderá a la Superintendencia la fiscalización del cumplimiento de las condiciones de acceso abierto.

Artículo 80°.- Acceso Abierto en los Sistemas de Transmisión Dedicados. Los propietarios de las instalaciones de los sistemas dedicados no podrán negar el servicio a ningún interesado cuando exista capacidad técnica de transmisión, sin perjuicio de la capacidad contratada o de los proyectos propios que se hayan contemplado al momento de diseñar la capacidad del sistema dedicado, conforme a las normas del presente artículo. Asimismo, dichos propietarios no podrán negar el acceso a empresas concesionarias de servicio público de distribución para el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios. Cuando se tratare de instalaciones de sistemas dedicados existentes, el o los propietarios de éstas deberán informar al Coordinador el uso estimado de la capacidad excedente en proyectos propios, actualizando además la concreción de dichos proyectos.

El Coordinador determinará fundadamente la capacidad técnica disponible de los sistemas de transmisión dedicados, sin

considerar las congestiones de transmisión debido a limitaciones de capacidad de otros tramos de transmisión. Para estos efectos, el propietario del sistema dedicado deberá poner en conocimiento del Coordinador los contratos de transporte existentes y los proyectos que impliquen el uso de la capacidad del sistema dedicado. Dichos contratos, deberán a lo menos constar por escritura pública, incluir las fechas de los compromisos y establecer las obligaciones y derechos de cada parte.

Para hacer uso de la capacidad técnica de transmisión disponible, el o los interesados deberán presentar al Coordinador junto con la solicitud de uso de dicha capacidad, una garantía a beneficio del propietario del sistema dedicado respectivo que caucione la seriedad de la solicitud, conforme a los plazos, órdenes de prelación, formatos, requisitos y procedimiento que determine el reglamento y la norma técnica respectiva. A contar del momento que el Coordinador aprueba la solicitud de acceso respectiva, la capacidad técnica de transmisión solicitada por el interesado no será considerada por el Coordinador como capacidad técnica de transmisión disponible.

La o las instalaciones del solicitante deberán haber sido declaradas en construcción de conformidad lo señalado en el artículo 72°-15, dentro del plazo señalado por el Coordinador en su respectiva autorización. Transcurrido dicho plazo sin que las instalaciones hayan sido declaradas en construcción caducará la referida aprobación.

El uso de la capacidad autorizada por el Coordinador será transitoria mientras no se concreten los proyectos señalados en el inciso primero o no se ejerzan los derechos de uso pactados contractualmente. Transcurridos quince años desde la fecha de la respectiva autorización, ésta se transformará en definitiva.

El uso de la capacidad de los sistemas dedicados deberá ajustarse a los estándares de seguridad y calidad de servicio con los que fue diseñado el respectivo sistema en base a la información de diseño entregada por el propietario, lo que deberá ser determinado por el Coordinador.

Los propietarios de instalaciones de transmisión dedicados deberán permitir la conexión a sus instalaciones a quien cuente con la autorización del Coordinador, debiendo en su caso posibilitar las adecuaciones, modificaciones y refuerzos que sean necesarios para dicha conexión. Los costos de estas obras serán de cargo del solicitante, los que deberán reflejar precios de mercado en procesos abiertos y competitivos. En caso de existir discrepancias entre el solicitante y el propietario de las instalaciones dedicadas respecto a los costos de conexión y aspectos del proyecto, éstas podrán ser presentadas y resueltas por el Panel de Expertos.

El Reglamento establecerá los criterios y condiciones para determinar la capacidad técnica de transmisión disponible y el o los períodos de tiempo en que ésta exista.

Artículo 81°.- Presunción de Uso de los Sistemas de Transmisión. Toda empresa eléctrica que inyecte energía y potencia al sistema eléctrico con plantas de generación propias o contratadas, así como toda empresa eléctrica que efectúe retiros de energía y potencia desde el sistema eléctrico para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, hace uso de los sistemas de transmisión respectivos para todos los efectos legales.

Artículo 82°.- Intercambio Internacional de Energía. La exportación y la importación de energía eléctrica desde y hacia los sistemas eléctricos ubicados en territorio nacional, no se podrá efectuar sin previa autorización del Ministerio de Energía, la que deberá ser otorgada por decreto supremo, previo informe de la Superintendencia, de la Comisión y del Coordinador, según corresponda.

El decreto supremo deberá definir los aspectos regulatorios aplicables a la energía destinada al intercambio, establecer las condiciones generales de la operación, incluyendo al menos el plazo de duración y las condiciones específicas en que se autoriza la exportación o importación, tales como el modo de proceder a la exportación o importación de energía eléctrica, las condiciones bajo las que se puede suspender o interrumpir el intercambio de energía en caso de generar alguna amenaza o perturbación a la seguridad sistémica nacional, el régimen de acceso a dichas instalaciones, y las causales de caducidad por eventuales incumplimientos de las condiciones de autorización o por un cambio relevante en las circunstancias bajo las que se otorga el permiso.

Con todo, las condiciones de operación establecidas en el permiso de exportación o importación deberán asegurar la operación más económica del conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico y garantizar el cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad del suministro eléctrico.

El reglamento establecerá los requisitos, plazos y procedimientos a los que se deberá sujetar la respectiva solicitud de exportación o importación de energía eléctrica.

Capítulo II: De la Planificación Energética y de la Transmisión

Artículo 83°.- Planificación Energética. Cada cinco años, el Ministerio de Energía deberá desarrollar un proceso de planificación energética de largo plazo, para los distintos escenarios energéticos de expansión de la generación y del consumo, en un horizonte de al menos treinta años.

El proceso de planificación energética deberá incluir escenarios de proyección de oferta y demanda energética y en particular eléctrica, considerando la identificación de polos de desarrollo de generación, generación distribuida, intercambios internacionales de energía, y objetivos de eficiencia energética entre otros, elaborando sus posibles

escenarios de desarrollo. Asimismo, la planificación deberá considerar dentro de sus análisis los planes estratégicos con los que cuenten las regiones en materia de energía. Anualmente, el Ministerio podrá actualizar la proyección de la demanda, los escenarios macroeconómicos, y los demás antecedentes considerados en los escenarios definidos en el decreto a que hace referencia el artículo 86.

Por razones fundadas el Ministerio de Energía podrá desarrollar el proceso de planificación energética antes del vencimiento del plazo señalado en el inciso primero.

El reglamento establecerá el procedimiento y las demás materias necesarias para la implementación eficaz del presente artículo.

Artículo 84°.- Procedimiento de Planificación Energética. Al menos veinticuatro meses antes del vencimiento del plazo del decreto que fije la planificación energética de largo plazo, el Ministerio deberá dar inicio al proceso. Dentro de los ocho meses siguientes al inicio del proceso señalado precedentemente, el Ministerio deberá emitir un informe preliminar de planificación energética.

Con la antelación que señale el reglamento, el Ministerio deberá abrir un registro de participación ciudadana, en el que se podrán inscribir toda persona natural o jurídica con interés en participar en el proceso, conforme a las normas que establezca el Ministerio de Energía por resolución dictada al efecto.

Artículo 85°.- Definición Polos de Desarrollo. Definición Polos de Desarrollo. En la planificación energética de largo plazo, el Ministerio deberá identificar las áreas donde pueden existir polos de desarrollo de generación.

Se entenderá por polos de desarrollo a aquellas zonas geográficas territorialmente identificables en el país, donde existen recursos o condiciones de alto potencial para la producción de energía eléctrica proveniente de energías renovables y, al menos, en un veinte por ciento de energías renovables no convencionales, cuyo aprovechamiento, utilizando un único sistema de transmisión, resulta de interés público, es eficiente económicamente y es coherente con la conservación del patrimonio ambiental y la preservación de la naturaleza.

Las obras nuevas de los sistemas de transmisión para polos de desarrollo, deberán someterse al estudio de franja que dispone el artículo 93, sometiéndose a evaluación ambiental estratégica conforme lo señalado en dicho artículo.

Artículo 86°.- Decreto de Planificación Energética. Conforme a lo señalado en el artículo 83°, el Ministerio elaborará escenarios energéticos posibles para el horizonte de largo plazo.

Antes del vencimiento del plazo del respectivo período quinquenal de planificación, el Ministerio de Energía, mediante decreto exento expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, deberá definir dichos escenarios energéticos, incluyendo sus respectivos polos de desarrollo, debiendo acompañar los antecedentes fundantes que correspondan.

Artículo 87°.- Planificación de la Transmisión. Anualmente la Comisión deberá llevar a cabo un proceso de planificación de la transmisión, el que deberá considerar, al menos, un horizonte de veinte años. Esta planificación abarcará las obras de expansión necesarias del sistema de transmisión nacional, de polos de desarrollo, zonal, dedicadas utilizadas por concesionarias de servicio público de distribución para el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios y de interconexión internacional, según corresponda.

En este proceso se deberá considerar la planificación energética de largo plazo que desarrolle el Ministerio de Energía a que se refiere el artículo 83° y los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la ley para el sistema eléctrico. Por tanto, la planificación de la transmisión deberá realizarse considerando:

a) La minimización de los riesgos en el abastecimiento, considerando eventualidades, tales como aumento de costos o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas;

b) La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio;

c) Instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico, en los distintos escenarios energéticos que defina el Ministerio en conformidad a lo señalado en el artículo 86°; y

d) La posible modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las expansiones necesarias del sistema de una manera eficiente.

El proceso de planificación que establece el presente artículo deberá contemplar las holguras o redundancias necesarias para incorporar los criterios señalados precedentemente, y tendrá que considerar la información sobre criterios y variables ambientales y territoriales disponible al momento del inicio de éste, incluyendo los objetivos de eficiencia energética, que proporcione el Ministerio de Energía en coordinación con los otros organismos sectoriales competentes que correspondan. Para estos efectos, el Ministerio deberá remitir a la Comisión,

dentro del primer trimestre de cada año, un informe que contenga los criterios y variables señaladas precedentemente.

Asimismo, el proceso a que se refiere el presente artículo deberá considerar la participación ciudadana en los términos establecidos en el artículo 90°.

Para efectos de la planificación de la transmisión deberá considerarse como tasa de actualización la tasa social de descuento establecida por el Ministerio de Desarrollo Social para la evaluación de proyectos de inversión de acuerdo a lo dispuesto en la ley N°20.530. En el caso que dicho Ministerio no fije la tasa mencionada, esta deberá ser calculada por la Comisión, en conformidad a lo que señale el reglamento.

Artículo 88°.- Incorporación en el Plan de Expansión de Sistemas de Transmisión para Polos de Desarrollo. Si, por problemas de coordinación entre distintos propietarios de proyectos de generación, que no sean entidades relacionadas según los términos señalados en la ley N°18.045, de Mercados de Valores, la totalidad o parte de la capacidad de producción de uno o más polos de desarrollo definidos por el Ministerio de Energía en el decreto respectivo no pudiere materializarse, la Comisión podrá considerar en el plan de expansión anual de la transmisión sistemas de transmisión para dichos polos de desarrollo. El reglamento podrá establecer la obligación para que los proyectos de generación incorporados en el polo caucionen su materialización futura.

Asimismo, la Comisión podrá incorporar en dicho plan, como sistemas de transmisión para polos de desarrollo, líneas y subestaciones dedicadas, nuevas o existentes, con el objeto de permitir su uso por nuevos proyectos de generación, pudiendo modificar sus características técnicas, como trazado, nivel de tensión o capacidad de transporte en magnitudes mayores a las previstas originalmente. Para estos efectos, el Coordinador deberá informar a la Comisión, con la periodicidad que determine el reglamento, los proyectos de transmisión informados a dicho organismo. El reglamento deberá establecer la antelación con la que los desarrolladores y promotores de proyectos deberán informar éstos al Coordinador.

Para dichos efectos, las soluciones de transmisión deberán cumplir con los siguientes requisitos:

a) Que la capacidad máxima de generación esperada que hará uso de dichas instalaciones justifique técnica y económicamente su construcción;

b) Que la capacidad máxima de generación esperada, que hará uso de dichas instalaciones, para el primer año de operación, sea mayor o igual al veinticinco por ciento de su capacidad;

c) Que los proyectos de generación indicados en la letra b) anterior hayan sido declarados en construcción conforme lo señalado en el artículo 72°-15;

d) Que la solución de transmisión sea económicamente eficiente para el Sistema Eléctrico; y

e) Que la solución de transmisión sea coherente con los instrumentos de ordenamiento territorial vigentes.

Artículo 89°.- Obras Nuevas y Obras de Ampliación de los Sistemas de Transmisión. Son obras de expansión de los respectivos sistemas de transmisión las obras nuevas y obras de ampliación.

Son obras de ampliación aquellas que aumentan la capacidad o la seguridad y calidad de servicio de líneas y subestaciones eléctricas existentes. Se entenderá por obras nuevas aquellas líneas o subestaciones eléctricas que no existen y son dispuestas para aumentar la capacidad o la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico.

No corresponderán a obras de ampliación aquellas inversiones necesarias para mantener el desempeño de las instalaciones conforme a la normativa vigente.

Podrán incorporarse como obras de expansión elementos que permitan garantizar la seguridad y calidad de servicio, tales como, sistemas de control y comunicación.

Artículo 90°.- Participantes y Usuarios e Instituciones Interesada. La Comisión abrirá un registro de participación ciudadana, en el que se podrán inscribir las empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y usuarios no sometidos a regulación de precios que se encuentren interconectados al sistema eléctrico, en adelante los “participantes”, y toda persona natural o jurídica con interés en participar en el proceso, en adelante “usuarios e instituciones interesadas”.

El reglamento deberá especificar el procedimiento o trámite a través del que se hará público el llamado a los usuarios e instituciones interesadas, y la información que éstos deberán presentar para su registro. Asimismo, establecerá los medios y la forma en que la Comisión hará público los distintos documentos sometidos a un proceso de participación ciudadana, la oportunidad y forma de entregar sus observaciones, y el mecanismo de actualización del registro.

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.

Las notificaciones y comunicaciones a los participantes y usuarios e instituciones interesadas podrá efectuarse a través de medios electrónicos, de acuerdo a la información que contenga el registro.

Artículo 91°.- Procedimiento de Planificación de la Transmisión. Dentro de los primeros quince días de cada año, el Coordinador deberá enviar a la Comisión una propuesta de expansión para los distintos

segmentos de la transmisión, la que deberá considerar lo dispuesto en el artículo 87°, y podrá incluir los proyectos de transmisión presentados a dicho organismo por sus promotores. Los proyectos de transmisión presentados al Coordinador por sus promotores deberán contener como requisitos mínimos los siguientes: descripción del proyecto e identificación de generadores de electricidad. Estos antecedentes deberán ser validados por el Coordinador.

La Comisión, dentro de los cinco días contados desde la recepción de la propuesta del Coordinador, deberá publicarla en su sitio web y deberá convocar, mediante un medio de amplia difusión pública, a una etapa de presentación de propuestas de proyectos de expansión de la transmisión. Los promotores de dichos proyectos de expansión deberán presentar a la Comisión sus propuestas fundadas dentro del plazo de sesenta días corridos desde la convocatoria, las que deberán ser publicadas en su sitio web.

El reglamento establecerá los requisitos y la forma en que deberán presentarse las propuestas de expansión del Coordinador y de los promotores de proyectos.

En el plazo que señale el reglamento, la Comisión emitirá un informe técnico preliminar con el plan de expansión anual de la transmisión, el que deberá ser publicado en su sitio web. Dentro del plazo de diez días a contar de la recepción del informe técnico preliminar, los participantes y usuarios e instituciones interesadas podrán presentar sus observaciones a la Comisión.

Dentro de los treinta días siguientes al vencimiento del plazo para presentar observaciones, la Comisión emitirá y comunicará el informe técnico final del plan de expansión anual, aceptando o rechazando fundadamente las observaciones planteadas, el que deberá ser publicado en su sitio web.

Dentro de los quince días siguientes a la comunicación del informe técnico final, los participantes y usuarios e instituciones interesadas podrán presentar sus discrepancias al Panel de Expertos, el que emitirá su dictamen en un plazo máximo de cincuenta días corridos contados desde la respectiva audiencia a que hace referencia el artículo 211°.

Para los efectos anteriores, se entenderá que existe discrepancia susceptible de ser sometida al dictamen del Panel, si quien hubiere formulado observaciones al informe técnico preliminar, persevera en ellas, con posterioridad al rechazo de las mismas por parte de la Comisión, como también, si quien no hubiere formulado observaciones al informe técnico preliminar, considere que se debe mantener su contenido, en caso de haberse modificado en el informe técnico final.

Si no se presentaren discrepancias, dentro de los tres días siguientes al vencimiento del plazo para presentarlas, la Comisión deberá remitir al Ministerio de Energía el informe técnico definitivo con el plan de expansión anual de la transmisión. En el caso que se hubiesen presentado discrepancias, la Comisión dispondrá de quince días desde la

comunicación del dictamen del Panel, para remitir al Ministerio de Energía el informe técnico definitivo con el plan de expansión anual de la transmisión, incorporando lo resuelto por el Panel.

Artículo 92°.- Decretos de Expansión de la Transmisión. El Ministro de Energía, dentro de quince días de recibidos el informe técnico definitivo de la Comisión a que hace referencia el artículo anterior, mediante decreto expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, fijará las obras de ampliación de los sistemas de transmisión que deban iniciar su proceso de licitación en los doce meses siguientes.

Las obras nuevas de los sistemas de transmisión que deban iniciar su proceso de licitación o estudio de franja, según corresponda, en los doce meses siguientes, serán fijadas por el Ministro de Energía, dentro de los sesenta días siguientes de recibido el informe técnico definitivo, mediante decreto exento expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”. En dicho decreto se deberán distinguir aquellas obras nuevas que deben sujetarse al procedimiento para la determinación de sus franjas preliminares, en adelante e indistintamente “Estudio de Franja”, en caso de ser necesario, y de acuerdo a lo que se señala en los artículos siguientes.

Para la definición de las obras nuevas que requieren de la determinación de una franja preliminar, el Ministerio considerará criterios, tales como, los niveles de tensión de las instalaciones, el propósito de uso, las dificultades de acceso a o desde polos de desarrollo de generación, la complejidad de su implementación y la magnitud de las mismas, de acuerdo a lo que se establezca en el reglamento.

En caso que sea requerido por otras leyes, se entenderá que los obligados a ejecutar las obras de expansión del sistema de transmisión cuentan con la calidad de concesionarios de los servicios eléctricos. Lo anterior es sin perjuicio de lo dispuesto en las leyes N^{os} 19.300 y 20.283, y demás normas legales pertinentes.

Las empresas podrán efectuar proyectos de expansión zonal que no se encuentren dentro del plan de expansión fijado por el Ministerio de Energía. En el siguiente proceso de valorización, la Comisión calificará la pertinencia de estas obras teniendo en consideración, no sólo la mayor eficiencia en el segmento, sino que también el diseño global de los sistemas de transmisión y distribución. Para el caso que la Comisión evalúe positivamente la pertinencia de dichas obras, su valorización se realizará considerando la efectuada para instalaciones similares.

Artículo 93°.- Procedimiento para la determinación de franjas. Una vez publicado en el Diario Oficial el decreto que fija las obras nuevas, el Ministerio deberá dar inicio al Estudio de Franja para aquellas obras nuevas que requieren de la determinación de una franja preliminar, el que será sometido a evaluación ambiental estratégica, conforme a lo establecido en el párrafo 1° bis del Título II de la ley N° 19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente. El señalado procedimiento concluirá con la

dictación de un decreto exento del Ministerio, expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, que fijará la franja preliminar, la que por causa de utilidad pública podrá ser gravada con una o más servidumbres de aquellas señaladas en los artículos 50 y siguientes de la ley, en lo que les sea aplicable.

El estudio preliminar de franja y su respectiva Evaluación Ambiental Estratégica deberá tener en especial consideración, respecto de las alternativas que pondere, los criterios y patrones de sustentabilidad por donde pudieren pasar las franjas. El estudio preliminar de franja deberá someterse en la etapa más temprana posible al proceso de Consulta Indígena contemplado en el Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo. Además, en todas sus etapas, y mientras no esté determinada oficialmente la franja definitiva, se velará siempre por asegurar el máximo de certidumbre jurídica a favor de las personas y territorios sujetos a dichos estudios.

El estudio será licitado, adjudicado y supervisado por el Ministerio en conformidad a las bases técnicas y administrativas que éste elabore, y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles actuará como organismo técnico asesor.

El financiamiento del Estudio de Franja se establecerá a través de un presupuesto anual elaborado por la Subsecretaría de Energía. Este presupuesto será financiado conforme a lo señalado en el artículo 212°-13.

El Estudio de Franja contemplará franjas alternativas en consideración a criterios técnicos, económicos, ambientales y de desarrollo sustentable.

El señalado estudio deberá contener, a lo menos, lo siguiente:

- a) Las franjas alternativas evaluadas;
- b) Una zona indirecta de análisis o de extensión, a cada lado de la franja, que tenga la función de permitir movilidad al futuro proyecto;
- c) Levantamiento de información en materias de uso del territorio y ordenamiento territorial;
- d) Levantamiento de información vinculada a áreas protegidas y de interés para la biodiversidad;
- e) Levantamiento de la información socioeconómica de comunidades y descripción de los grupos de interés;
- f) Levantamiento de las características del suelo, aspectos geológicos y geomorfológicos relevantes de las franjas alternativas;

j) Diseño de ingeniería que permita identificar las franjas alternativas;

h) Identificación y análisis de aspectos críticos que podrían afectar la implementación de las franjas alternativas;

i) Indicación de los caminos, calles y otros bienes nacionales de uso público y de las propiedades fiscales, municipales y particulares que se ocuparán o atravesarán, individualizando a sus respectivos dueños;

j) Un análisis general del costo económico de las franjas alternativas; y

k) Un análisis general de aspectos sociales y ambientales, en base a la información recopilada.

Para el adecuado desarrollo del estudio regulado en los incisos precedentes, el Ministerio podrá ingresar a todas las propiedades fiscales, municipales y particulares en que sea necesario, a través de la o las personas que para tal efecto designe.

Un reglamento, expedido por intermedio del Ministerio de Energía, establecerá las disposiciones necesarias para la adecuada ejecución del proceso de determinación de franjas preliminares.

Artículo 94°.- Aprobación por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad. El estudio a que se refiere el artículo precedente, concluirá con un informe del Ministerio que contenga la franja alternativa a proponer al Consejo de Ministros para la Sustentabilidad establecido en los artículos 71° y siguientes de la ley N°19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente. El Consejo de Ministros para la Sustentabilidad, deberá acordar el uso de la propuesta de franja, para efectos que el Ministerio dicte un decreto exento expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República” que fije la franja preliminar, la que por causa de utilidad pública podrá ser gravada con una o más servidumbres de aquellas señaladas en los artículos 50° y siguientes de la ley, en lo que les sea aplicable, para las obras nuevas sometidas a Estudio de Franja, sin perjuicio de lo resuelto en la correspondiente resolución de calificación ambiental. Dichas servidumbres se impondrán una vez que el adjudicatario de los derechos de ejecución y explotación del proyecto de obra nueva defina el trazado y cuente con la correspondiente resolución de calificación ambiental para la ejecución del proyecto. El mencionado decreto será publicado en el Diario Oficial y en el sitio web del Ministerio. Además, deberá ser publicado en los medios que establece el artículo 27° bis de la presente ley, debiendo entenderse que los propietarios de los predios comprendidos en la franja preliminar se encuentran notificados del eventual gravamen que se les podrá imponer una vez dictado el decreto a que se refiere el artículo 97°.

El gravamen establecido a través del decreto exento del Ministerio de Energía que fija la franja preliminar, se extinguirá una vez transcurridos cinco años contados desde la fecha de dictación de

dicho decreto. Con todo, el referido plazo podrá prorrogarse por causas justificadas por una sola vez y hasta por dos años.

Artículo 95°.- Bases de Licitación del Coordinador de Obras Nuevas y de Ampliación. Corresponderá al Coordinador efectuar una licitación pública internacional de los proyectos de expansión contenidos en los decretos señalados en el artículo 92°. El costo de la licitación será de cargo del Coordinador.

Las bases de licitación de las obras nuevas y de ampliación serán elaboradas por el Coordinador y, a lo menos, deberán especificar las condiciones objetivas que serán consideradas para determinar la licitación, la información técnica y comercial que deberán entregar las empresas participantes, los requisitos técnicos y financieros que deberán cumplir los oferentes, los plazos, las garantías, la descripción del desarrollo del proceso y de las condiciones de adjudicación, así como las características técnicas de las obras de transmisión. Asimismo, las bases deberán contener las garantías de ejecución y operación de los proyectos y las multas por atraso en la entrada en operación del o los proyectos.

El Coordinador podrá agrupar una o más obras de ampliación y obras nuevas con el objeto de licitarlas y adjudicarlas conjuntamente.

Tratándose de la licitación de las obras de ampliación, la empresa propietaria deberá participar en la supervisión de la ejecución de la obra, conforme lo determine el reglamento.

La Comisión podrá fijar el valor máximo de las ofertas de las licitaciones de las obras de expansión en un acto administrativo separado de carácter reservado, que permanecerá oculto hasta la apertura de las ofertas respectivas, momento en el que el acto administrativo perderá el carácter reservado. El Coordinador deberá licitar nuevamente aquellas obras cuya licitación haya sido declarada desierta por no haberse presentado ninguna oferta económica inferior al valor máximo señalado precedentemente.

Artículo 96°.- Decreto que fija los derechos y condiciones de ejecución y explotación de obras nuevas y Decreto de adjudicación de construcción de obras de ampliación. El Coordinador en un plazo no superior a sesenta días de recibidas las propuestas, deberá resolver la licitación y adjudicará los derechos de ejecución y explotación del proyecto de obra nueva, o la adjudicación de la construcción y ejecución de las obras de ampliación, según corresponda, en conformidad a las bases. Asimismo, se comunicará el resultado de la licitación a la empresa adjudicataria de la obra nueva respectiva y a las empresas transmisoras propietarias de las obras de ampliación, según corresponda, y se informará a la Comisión y a la Superintendencia respecto de la evaluación de los proyectos y de la adjudicación.

Dentro de los cinco días siguientes a dicho informe, la Comisión remitirá al Ministro de Energía un informe técnico con

los resultados de la licitación, incluyendo en el caso de las obras de ampliación el A.V.I.+C.O.M.A. a remunerar a la empresa transmisora propietaria de dicha obra, con todos los antecedentes del proceso. Sobre la base de dicho informe técnico, el Ministerio dictará un decreto supremo, expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, que fijará, tratándose de las obras nuevas:

- a) Los derechos y condiciones de ejecución y explotación de la obra nueva;
- b) La empresa adjudicataria;
- c) Las características técnicas del proyecto;
- d) La fecha de entrada en operación;
- e) El valor de la transmisión por tramo de las nuevas obras, conforme al resultado de la licitación, y
- f) Las fórmulas de indexación del valor señalado en la letra e) anterior.

En el caso de las obras de ampliación, el decreto señalado en el inciso anterior fijará:

- a) El propietario de la o las obras de ampliación;
- b) La empresa adjudicataria encargada de la construcción y ejecución de la obra o las obras de ampliación;
- c) Las características técnicas del proyecto;
- d) La fecha de entrada en operación;
- e) El V.I. adjudicado;
- f) El A.V.I. determinado a partir del VI señalado en la letra anterior;
- g) El C.O.M.A que corresponderá aplicar hasta el siguiente proceso de valorización, y
- h) Las fórmulas de indexación del valor señalado en la letra g) anterior.

Artículo 97°.- Procesos posteriores a la adjudicación para obras nuevas sometidas al procedimiento para la determinación de franjas. El adjudicatario de los derechos de ejecución y explotación del proyecto de obra nueva que debe sujetarse a Estudio de Franja, deberá someter al sistema de evaluación de impacto ambiental, conforme a lo dispuesto en la ley N°19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente, el respectivo proyecto, determinando el trazado sobre la

base de la franja preliminar fijada mediante el decreto establecido en el artículo 94°.

Una vez obtenida la resolución de calificación ambiental de acuerdo a lo definido en la ley N°19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente, el Ministerio dictará un decreto exento suscrito bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, mediante el que determinará el trazado definitivo y la franja de seguridad asociada a dicho trazado, constituyéndose, por el solo ministerio de la ley, servidumbre eléctrica sobre la referida franja.

El mencionado decreto será publicado en el Diario Oficial y en el sitio web del Ministerio. Además, deberá ser publicado en los medios que establece el artículo 27° bis de la presente ley, con el objeto de notificar a los propietarios de predios comprendidos en el trazado definitivo, y para el cual se solicitará la concesión eléctrica definitiva.

El titular del proyecto será considerado titular de concesión eléctrica para los efectos del artículo 31° bis y 34° bis de la presente ley.

Dentro de los treinta días siguientes a la publicación en el Diario Oficial del decreto referido en el inciso segundo, el titular del proyecto lo deberá reducir a escritura pública, a su costo. A partir de la fecha de reducción a escritura pública, el titular del proyecto deberá iniciar las gestiones para hacer efectivas las servidumbres conforme a los artículos 62° y siguientes de la ley.

En todo lo no regulado en el presente Capítulo, será aplicable, en lo que corresponda, lo dispuesto en el Capítulo V, del Título II, de la presente ley.

Artículo 98°.- Situación excepcional de Modificaciones de trazados. En caso que, una vez obtenida la resolución de calificación ambiental y durante la ejecución del proyecto, el titular del mismo requiera excepcionalmente modificar el trazado definitivo, deberá, en forma previa, solicitar en forma fundada la aprobación del Ministerio, el que deberá evaluar los antecedentes que justifican tal modificación y una vez obtenida la autorización de éste, el proyecto deberá sujetarse a lo dispuesto en la ley N°19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente.

Calificada favorablemente la modificación del proyecto, el Ministerio procederá a modificar el decreto señalado en el artículo anterior, el que deberá ser publicado y reducido a escritura pública en los términos y condiciones señalados en dicho artículo.

Artículo 99°.- Remuneración de las Obras de Expansión. Las obras nuevas contenidas en los respectivos decretos que fijan el plan de expansión para los doce meses siguientes, señalados en el artículo 92° serán adjudicadas a una empresa de transmisión que cumpla con las exigencias definidas en la presente ley y la demás normativa aplicable. La licitación se resolverá según el valor anual de la transmisión por

tramo que oferten las empresas para cada proyecto y sólo se considerarán de manera referencial el V.I. y C.O.M.A. definidos en el aludido decreto.

El valor anual de la transmisión por tramo resultante de la licitación y su fórmula de indexación constituirá la remuneración de las obras nuevas y se aplicará durante cinco períodos tarifarios, transcurridos los cuales las instalaciones y su valorización deberán ser revisadas y actualizadas en el proceso de tarificación de la transmisión correspondiente.

La licitación de la construcción y ejecución de las obras de ampliación contenidas en el decreto señalado en el artículo 92°, se resolverán según el V.I. ofertado. El propietario de la obra de ampliación será el responsable de pagar al respectivo adjudicatario la referida remuneración, de acuerdo a lo que señalen las bases.

Por su parte, el propietario de la obra de ampliación recibirá como remuneración de dicha obra el A.V.I. más el C.O.M.A. correspondiente. El A.V.I. será determinado considerando el V.I. adjudicado y la tasa de descuento correspondiente utilizada en el estudio de valorización vigente al momento de la adjudicación. El A.V.I. resultante de la licitación corresponderá a la remuneración del adjudicatario por cinco períodos tarifarios, transcurridos los cuales las instalaciones y su valorización deberán ser revisadas y actualizadas en el proceso de tarificación de la transmisión correspondiente, a que se hace referencia en el capítulo IV del presente Título.

Las obras de ampliación adjudicadas deberán ser consideradas en los procesos tarifarios siguientes para los efectos de determinar el C.O.M.A. aplicable.

Los pagos por el servicio de transporte o transmisión a la empresa propietaria de las obras nuevas y obras de ampliación de transmisión se realizarán de acuerdo con lo establecido en los artículos 115° y siguientes.

Capítulo III: De la Calificación de las Instalaciones de Transmisión

Artículo 100°.- Calificación de las Instalaciones de los Sistemas Transmisión. Las líneas y subestaciones eléctricas de cada sistema de transmisión nacional, para polos de desarrollo, de transmisión zonal y de los sistemas dedicados serán determinadas cuatrienalmente por la Comisión mediante resolución exenta dictada al efecto.

La Comisión deberá incorporar a la señalada resolución de calificación, en el momento en que entren en operación, las instalaciones futuras de transmisión, de construcción obligatoria, contenidas en los respectivos decretos de expansión, como aquellas otras que entren en operación dentro del período de vigencia de la referida resolución.

Las líneas y subestaciones eléctricas sólo podrán pertenecer a un segmento del sistema de transmisión.

En la resolución a que hace referencia el inciso primero, la Comisión podrá agrupar una o más áreas territoriales para conformar los respectivos sistemas de transmisión zonal. Tanto dicha agrupación como la incorporación de la línea o subestación en una de éstas, deberá mantenerse por tres períodos tarifarios, salvo que éstas fueren calificadas en otro segmento.

En este proceso se deberán definir asimismo la desconexión de aquellas líneas y subestaciones que no sean necesarias para el sistema eléctrico, considerando los antecedentes que emanen de los procesos de planificación de transmisión.

Para efectos de la calificación de las líneas y subestaciones eléctricas, tres meses antes del vencimiento del plazo señalado en el artículo 107°, el Coordinador deberá remitir a la Comisión el listado de instalaciones contenido en los sistemas de información a que hace referencia el artículo 72°-8.

Artículo 101°.- Informe Técnico de Calificación de Instalaciones e instancias de Participación. Dentro de los noventa días corridos siguientes a la recepción de la información señalada en el artículo anterior, la Comisión deberá emitir un informe técnico preliminar con la calificación de todas las líneas y subestaciones del sistema de transmisión. Los participantes y usuarios e instituciones interesadas referidos en el artículo 90°, dispondrán de quince días para presentar sus observaciones a dicho informe.

Dentro de los quince días siguientes al vencimiento del plazo para presentar observaciones, la Comisión emitirá y comunicará el informe técnico final de calificación de líneas y subestaciones de transmisión, aceptando o rechazando fundadamente las observaciones planteadas.

Dentro de los diez días siguientes a la comunicación del informe técnico final, los participantes y usuarios e instituciones interesadas podrán presentar sus discrepancias al Panel de Expertos, el que emitirá su dictamen en un plazo de treinta días contados desde la respectiva audiencia a que hace referencia el artículo 211°.

Para los efectos anteriores, se entenderá que existe discrepancia susceptible de ser sometida al dictamen del Panel, si quien hubiere formulado observaciones técnicas al informe técnico preliminar, persevera en ellas, con posterioridad al rechazo de las mismas por parte de la Comisión, como también, si quien no hubiere formulado observaciones técnicas al informe técnico preliminar, considere que se debe mantener su contenido, en caso de haberse modificado en el informe técnico final.

Concluido el plazo para presentar discrepancias, o emitido el Dictamen del Panel, según corresponda, la Comisión deberá,

mediante resolución exenta, aprobar el informe técnico definitivo con la calificación de las líneas y subestaciones de transmisión para el cuatrienio siguiente, la que deberá ser publicada en su sitio web.

Capítulo IV: De la Tarificación de la Transmisión

Artículo 102°.- De la Tarificación. El valor anual de las instalaciones de transmisión nacional, zonal, de sistema de transmisión para polos de desarrollo y el pago por uso de las instalaciones de transmisión dedicadas utilizadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios será determinado por la Comisión cada cuatro años en base a la valorización que se establece en los artículos siguientes de las instalaciones.

Las empresas eléctricas que interconecten sus instalaciones de transmisión al sistema eléctrico sin que estas formen parte de la planificación de que trata el artículo 87°, serán consideradas como obras existentes para efectos de su valorización, siempre y cuando la ejecución de estas obras hayan sido autorizadas excepcionalmente por la Comisión, previo informe fundado que justifique la necesidad y urgencia de la obra y su exclusión del proceso de planificación de la transmisión, aprobado por el Coordinador, de acuerdo a lo que señale el reglamento.

Artículo 103°.- Definición de V.A.T.T., V.I., A.V.I. y C.O.M.A. Para cada tramo de un sistema de transmisión se determinará el "valor anual de la transmisión por tramo", compuesto por la anualidad del "valor de inversión", en adelante "V.I." del tramo, más los costos anuales de operación, mantenimiento y administración del tramo respectivo, en adelante "COMA", ajustados por los efectos de impuestos a la renta y depreciación correspondiente, de conformidad a la metodología que establezca el reglamento.

Cada tramo del sistema de transmisión estará compuesto por un conjunto mínimo de instalaciones económicamente identificables, agrupadas según los criterios que establezca el reglamento.

El V.I. de una instalación de transmisión es la suma de los costos eficientes de adquisición e instalación de sus componentes, de acuerdo con valores de mercado, determinado conforme a los incisos siguientes.

En el caso de las instalaciones existentes, el V.I. se determinará en función de sus características físicas y técnicas, valoradas a los precios de mercado vigentes de acuerdo a un principio de adquisición eficiente.

Sin perjuicio de lo anterior, respecto de los derechos relacionados con el uso de suelo, los gastos y las indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas, para efectos de incluirlos en el V.I. respectivo se considerará el valor efectivamente pagado, indexado de acuerdo a la variación que experimente el Índice de Precios al Consumidor. Para estos efectos, el Coordinador deberá elaborar y

mantener un catastro de las servidumbres existentes y sus respectivas valorizaciones. Sólo se valorizarán aquellas servidumbres en las que se acredite fehacientemente el valor efectivamente pagado por ellas. Las discrepancias que surjan sobre esta materia podrán ser sometidas al dictamen del Panel de Expertos.

En el caso de Obras de Expansión, se considerará lo señalado en el artículo 99°.

La anualidad del V.I., en adelante “A.V.I.”, se calculará considerando la vida útil de cada tipo de instalación, la fecha de entrada en operación de la instalación y considerando la tasa de descuento señalada en el artículo 118°.

Para cada segmento de los sistemas de transmisión señalados en el artículo 100° y para cada sistema de transmisión zonal, el C.O.M.A. se determinará como los costos de operación, mantenimiento y administración de una única empresa eficiente y que opera las instalaciones permanentemente bajo los estándares establecidos en la normativa vigente, conforme lo especifique el reglamento.

Artículo 104°.- Vida Útil de las Instalaciones. La vida útil para efectos de determinar la anualidad del valor de inversión indicada en el artículo precedente será determinada por la Comisión. Para estos efectos, en la oportunidad que fije el reglamento, la Comisión comunicará a los participantes y usuarios e instituciones interesadas definidos en el artículo 90° un informe técnico preliminar que contenga las vidas útiles de los elementos de transmisión, el que deberá ser publicado en su sitio web.

A más tardar veinte días contados desde la publicación de dicho informe, los participantes y usuarios e instituciones interesadas podrán realizar observaciones, las que deberán ser aceptadas o rechazadas fundadamente en el informe técnico definitivo, el que será publicado en el sitio web de la Comisión dentro de los veinte días siguientes a la recepción de las observaciones.

Si se mantuviesen observaciones, los participantes y usuarios e instituciones interesadas podrán presentar sus discrepancias ante el Panel de Expertos en un plazo de diez días contados desde la publicación. El Panel resolverá las discrepancias en un plazo de veinte días contados desde la respectiva audiencia a que hace referencia el artículo 211°.

Para los efectos anteriores, se entenderá que existe discrepancia susceptible de ser sometida al dictamen del Panel, si quien hubiere formulado observaciones técnicas al informe técnico preliminar, persevere en ellas, con posterioridad al rechazo de las mismas por parte de la Comisión, como también, si quien no hubiere formulado observaciones técnicas al informe técnico preliminar, considere que se debe mantener su contenido, en caso de haberse modificado en el informe técnico final.

La Comisión comunicará y publicará en su sitio web el informe técnico definitivo de vida útil de las instalaciones, incorporando lo resulto por el Panel, dentro de los diez días siguientes a la comunicación de su dictamen. En caso de no haberse presentado discrepancias, la Comisión comunicará y publicará en su sitio web el informe técnico definitivo dentro de los cinco días de vencido el plazo para presentarlas.

Las vidas útiles de las instalaciones contenidas en la resolución de la Comisión que aprueba el informe técnico definitivo a que hace referencia el inciso anterior, se aplicarán por tres períodos tarifarios consecutivos. Excepcionalmente, los nuevos elementos por avances tecnológicos o nuevos desarrollos, que no hayan sido considerados en la resolución señalada, deberán ser incorporados, para efectos de fijar su vida útil, en las bases preliminares a que hace referencia el artículo 107°.

Artículo 105°.- Del o los Estudios de Valorización de los Sistemas de Transmisión. Dentro del plazo señalado en el artículo 107°, la Comisión deberá dar inicio al o los estudios de valorización de las instalaciones del sistema de transmisión nacional, zonal, del sistema de transmisión para polos de desarrollo, y de las instalaciones de los sistemas de transmisión dedicada utilizada por usuarios sometidos a regulación de precios, cuyo proceso de elaboración será dirigido y coordinado por la Comisión.

Artículo 106°.- Participación Ciudadana. Las empresas participantes y usuarios e instituciones interesadas a que hace referencia el artículo 90°, podrán participar del proceso y estudio de valorización de instalaciones conforme a las normas contenidas en los artículos siguientes y en el reglamento.

Artículo 107°.- Bases del o los Estudios Valorización. A más tardar veinticuatro meses antes del término del periodo de vigencia de las tarifas de los sistemas de transmisión, la Comisión enviará a los participantes y usuarios e instituciones interesadas, las bases técnicas y administrativas preliminares para la realización del o los estudios de valorización de las instalaciones del sistema nacional, zonal, de transmisión para polos de desarrollo y el pago por uso de las instalaciones de transmisión dedicadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios.

Las bases técnicas preliminares del o los estudios deberán contener, al menos, lo siguiente:

- a) Tasa de descuento calculada de acuerdo a lo establecido en los artículos 118° y 119°;
- b) Economías de ámbito y escala;
- c) Modelo de valorización; y

d) Metodología para la determinación del pago por uso de las instalaciones de transmisión dedicadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios.

Por su parte, el reglamento determinará los criterios de selección de las propuestas del o los consultores para la realización del o los estudios, las garantías que éstos deberán rendir para asegurar su oferta y la correcta realización del o los estudios, incompatibilidades y todas las demás condiciones, etapas y obligaciones del o los consultores que deban formar parte de la bases administrativas y técnicas.

A partir de la fecha de recepción de las bases técnicas y administrativas preliminares y dentro del plazo de quince días, los participantes y usuarios e instituciones interesadas podrán presentar sus observaciones ante la Comisión.

Vencido el plazo anterior y en un término no superior a quince días, la Comisión les comunicará las bases técnicas y administrativas definitivas, aceptando o rechazando fundadamente las observaciones planteadas.

Si se mantuviesen controversias, cualquiera de los participantes o usuarios e instituciones interesadas, podrán presentar sus discrepancias al Panel, en un plazo máximo de diez días contado desde la recepción de las bases técnicas definitivas. El panel de expertos deberá emitir su dictamen dentro del plazo de treinta días contados desde la respectiva audiencia a que hace referencia el artículo 211°.

Para los efectos anteriores, se entenderá que existe controversia susceptible de ser sometida al dictamen del Panel, si quien hubiere formulado observaciones a las bases técnicas y administrativas preliminares, persevera en ellas, con posterioridad al rechazo de las mismas por parte de la Comisión, como también, si quien no hubiere formulado observaciones a las bases técnicas y administrativas preliminares, considere que se debe mantener su contenido, en caso de haberse modificado en las bases técnicas y administrativas definitivas.

Transcurrido el plazo para formular discrepancias o una vez emitido el dictamen del Panel, la Comisión deberá formalizar las bases técnicas y administrativas definitivas a través de una resolución que se publicará en un medio de amplio acceso y se comunicará a los participantes y usuarios e instituciones interesadas.

Artículo 108°.- Licitación y Supervisión del Estudio de Valorización. Conjuntamente con la publicación de las bases definitivas, la Comisión deberá llamar a licitación pública internacional del o los estudios de valorización de instalaciones de transmisión que correspondan.

El o los estudios de valorización serán adjudicados y supervisados en conformidad a las bases definitivas señaladas en el artículo anterior, por un Comité integrado por un representante del Ministerio

de Energía, uno de la Comisión, que será quien lo presidirá, un representante del segmento de generación, uno del sistema de transmisión nacional, uno del segmento de transmisión zonal, uno del segmento de distribución, un representante de los clientes libres, y un representante del Coordinador, los que serán designados en la forma que establezca el reglamento.

El reglamento establecerá las normas sobre designación, constitución, funcionamiento, obligaciones y atribuciones de este comité, el plazo máximo del proceso de licitación y la forma en que se desarrollará el o los estudios.

El o los estudios deberán realizarse dentro del plazo máximo de ocho meses a contar del total trámite del acto administrativo que aprueba el contrato con el consultor, sin perjuicio de la obligación del consultor respecto de la audiencia pública a que se refiere el artículo 111°.

Artículo 109°.- Financiamiento del Estudio de Valorización. Las empresas de transmisión nacional, zonal y de sistemas de transmisión para polos de desarrollo deberán concurrir al pago del o los estudios de valorización de instalaciones, conforme a lo dispuesto en el reglamento. El valor resultante del proceso de adjudicación del estudio o los estudios serán incorporados en el proceso de valorización respectivo como parte del C.O.M.A.

Artículo 110°.- Resultados del Estudio de Valorización. Los resultados del o los estudios de valorización deberán especificar y distinguir, a lo menos, lo siguiente:

a) El V.I. y A.V.I por tramo de las instalaciones calificadas como de transmisión nacional, transmisión zonal y de transmisión para polos de desarrollo en la resolución exenta de la Comisión a que hace referencia el artículo 100°;

b) Los costos de operación, mantenimiento y administración por tramo de las instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión nacional, para las instalaciones pertenecientes a los sistemas zonal y para las instalaciones de transmisión para polos de desarrollo;

c) El valor anual de las instalaciones de transmisión nacional, zonal, de sistemas de transmisión para polos de desarrollo y de las instalaciones de transmisión dedicada utilizada por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios; y

d) La determinación de las correspondientes fórmulas de indexación y su forma de aplicación para los valores indicados anteriormente, durante el período de cuatro años.

Para el caso de la transmisión para polos de desarrollo, se considerará sólo la porción de las líneas y subestaciones dedicadas, nuevas o existentes, según corresponda, cuyas características

técnicas hubiesen sido modificadas conforme a lo señalado en el artículo 88°.

Artículo 111°.- Audiencia Pública. La Comisión, en un plazo máximo de cinco días contado desde la recepción conforme del o los estudios, 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 o los estudios de valorización. El reglamento establecerá el procedimiento y las demás normas a que se sujetará la audiencia pública.

Artículo 112°.- Informe Técnico y Decreto de Valorización. Concluido el procedimiento de audiencia pública conforme al artículo anterior, dentro del plazo de tres meses, la Comisión deberá elaborar un informe técnico preliminar basado en los resultados del o los estudios de valorización, el que deberá ser comunicado a las empresas transmisoras, a los participantes y a los usuarios e instituciones interesadas, al Coordinador, y se hará público a través de un medio de amplio acceso.

El informe técnico preliminar de la Comisión deberá contener las materias señaladas en el artículo 110°.

A partir de la recepción del informe técnico preliminar, los participantes y los usuarios e instituciones interesadas dispondrán de diez días para presentar sus observaciones a la Comisión.

Dentro de los veinte días siguientes al vencimiento del plazo para presentar observaciones, la Comisión emitirá y comunicará el informe técnico final de valorización de instalaciones de transmisión, aceptando o rechazando fundadamente las observaciones planteadas.

Dentro de los diez días siguientes a la comunicación del informe técnico final, los participantes y usuarios e instituciones interesadas podrán presentar sus discrepancias al Panel de Expertos, el que emitirá su dictamen en un plazo de cuarenta y cinco días contados desde la respectiva audiencia a que hace referencia el artículo 211°.

Para los efectos anteriores, se entenderá que existe discrepancia susceptible de ser sometida al dictamen del Panel, si quien hubiere formulado observaciones técnicas al informe técnico preliminar, persevera en ellas, con posterioridad al rechazo de las mismas por parte de la Comisión, como también, si quien no hubiere formulado observaciones técnicas al informe técnico preliminar, considere que se debe mantener su contenido, en caso de haberse modificado en el informe técnico.

Si no se presentaren discrepancias, dentro de los tres días siguientes al vencimiento del plazo para presentarlas, la Comisión deberá remitir al Ministerio de Energía el informe técnico definitivo de valorización de instalaciones y sus antecedentes. En el caso que se hubiesen presentado discrepancias, la Comisión dispondrá de veinte días desde la comunicación del dictamen del Panel, para remitir al Ministerio de

Energía el informe técnico definitivo de valorización, incorporando lo resuelto por dicho Panel, y sus antecedentes.

El Ministro de Energía, dentro de veinte días de recibido el informe técnico de la Comisión, mediante decreto expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República" y sobre la base de dicho informe, fijará el valor anual de las instalaciones de transmisión nacional, zonal, de sistema de transmisión para polos de desarrollo y de las instalaciones de transmisión dedicada utilizadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios.

Artículo 113°.- Vigencia Decreto Tarifario. Una vez vencido el período de vigencia del decreto de señalado en el artículo anterior, 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, 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 deberán abonar o cargar a los usuarios del sistema de transmisión, de acuerdo con el procedimiento que establezca el reglamento, las diferencias que se produzcan entre lo efectivamente facturado y lo que corresponda acorde a los valores que en definitiva se establezcan, por todo el período transcurrido entre el día de terminación del cuatrienio a que se refiere el artículo anterior y la fecha de publicación del nuevo decreto.

Las reliquidaciones que sean procedentes serán reajustadas de acuerdo al Índice de Precios al Consumidor a la fecha de publicación de los nuevos valores, por todo el período a que se refiere el inciso anterior.

En todo caso, se entenderá que los nuevos valores entrarán en vigencia a contar del vencimiento del cuatrienio para el que se fijaron los valores anteriores.

Capítulo V: De La Remuneración de la Transmisión

Artículo 114°.- Remuneración de la Transmisión. Las empresas propietarias de las instalaciones existentes en los sistemas de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo deberán percibir anualmente el valor anual de la transmisión por tramo correspondiente a cada uno de dichos sistemas, definido en el artículo 103°. Este valor constituirá el total de su remuneración anual. Asimismo, los propietarios de las instalaciones de transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios, deberán percibir de los clientes regulados la proporción correspondiente a dicho uso.

Para los efectos del inciso anterior, dentro de cada uno de los sistemas de transmisión nacional y zonal, se establecerá un cargo único por uso, de modo que la recaudación asociada a éste constituya el complemento a los ingresos tarifarios reales para recaudar el valor anual de la transmisión de cada tramo definido en el decreto señalado en el artículo 112°. Se entenderá por "ingreso tarifario real por tramo" a 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.

Asimismo, se establecerá un cargo único de modo que la recaudación asociada a éste remunere la proporción de las instalaciones de transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios, considerando la proporción de ingresos tarifarios reales asignables a ellos.

Del mismo modo, se establecerá un cargo único de manera que la recaudación asociada a éste remunere la proporción de las instalaciones para polos de desarrollo no utilizada por la generación existente. El valor anual de la transmisión para polos de desarrollo no cubierta por dicho cargo, será asumida por los generadores que inyecten su producción en el polo correspondiente.

Los cargos únicos a que hace referencia el presente artículo serán calculados por la Comisión en el informe técnico respectivo y fijado mediante resolución exenta.

El reglamento deberá establecer los mecanismos y procedimientos de reliquidación y ajuste de los cargos por uso correspondientes, de manera de asegurar que la o las empresas señaladas perciban la remuneración definida en el inciso primero de este artículo.

Artículo 115°.- Pago de la Transmisión. El pago de los sistemas de transmisión nacional, zonal y de transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios será de cargo de los consumidores finales libres y regulados, y se regirá por las siguientes reglas:

a) El cargo por uso del sistema de transmisión nacional se determinará en base a la diferencia entre el 50% del valor anual de los tramos de transmisión nacional y los ingresos tarifarios reales disponibles del semestre anterior, de cada uno de dichos tramos, dividida por la suma de la energía proyectada total a facturar a los suministros finales del sistema interconectado para el mismo semestre;

b) El cargo por uso de cada sistema de transmisión zonal se determinará en base a la diferencia entre el 50% del valor anual de la transmisión por tramo y los ingresos tarifarios reales disponibles del semestre anterior, dividida por la suma de la energía proyectada total a facturar a los suministros finales en dicho sistema para el mismo semestre;

c) El cargo por uso de los sistemas de transmisión dedicada utilizada por parte de consumidores finales regulados se determinará en base a la diferencia entre el 50% del valor anual de la transmisión por tramo asignada y la proporción de los ingresos tarifarios reales disponibles del semestre anterior, dividida por la suma de la energía proyectada total a facturar a los suministros finales en el sistema interconectado para el mismo semestre.

Los cargos únicos a que hace referencia el presente artículo serán calculados semestralmente por la Comisión en el informe técnico respectivo y fijado mediante resolución exenta, con ocasión de la determinación de los precios de nudo definidos en el artículo 162°. Dichos valores, así como las reliquidaciones o ajustes a que hubiere lugar, serán calculados por el Coordinador, según lo señalado en esta ley y conforme a los procedimientos que el reglamento establezca.

Las boletas o facturas a usuarios libres o regulados extendidas por sus respectivos suministradores deberán señalar separadamente los cobros por concepto de transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo, de instalaciones de transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios, distribución y cualquier otro cargo que se efectúe en ella, en la forma y periodicidad que determine el reglamento.

Artículo 116°.- Pago por uso de los Sistemas para Polos de Desarrollo. Para efectos de la determinación del cargo único para la remuneración de la proporción no utilizada por centrales generadoras existentes en los sistemas de transmisión para polos de desarrollo, se entenderá como proporción no utilizada aquella resultante de la diferencia entre uno y el cociente entre la suma de la capacidad instalada de generación, respecto de la totalidad de la capacidad instalada de transmisión. Dicha proporción distinguirá las líneas y subestaciones dedicadas, nuevas de las existentes, según corresponda, cuyas características técnicas hubiesen sido modificadas conforme a lo señalado en el artículo 88°, según lo establezca el reglamento.

Si transcurrido los cinco periodos tarifarios a que hace referencia el artículo 99° no se ha utilizado la capacidad total de transporte prevista, se extenderá este régimen de remuneración hasta por dos periodos tarifarios adicionales. A partir de entonces, sólo se considerará la capacidad de la generación existente, para su valorización y remuneración.

El pago de los sistemas de transmisión para polos de desarrollo de cargo de los consumidores finales libres y regulados, se determinará en base a la diferencia entre el 50% de la proporción del valor anual de los tramos, asignada a dichos consumidores, y la proporción de los ingresos tarifarios reales disponibles del semestre anterior, dividida por la suma de la energía proyectada total a facturar a los suministros finales del sistema interconectado para el mismo semestre.

El reglamento establecerá los mecanismos y procedimientos para la correcta determinación de dichos pagos.

Artículo 117°.- Repartición de Ingresos. Dentro de cada sistema de transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo y transmisión dedicada utilizada por usuarios sometidos a regulación de precios, los ingresos percibidos por concepto de cargo semestral por uso e ingresos tarifarios reales, serán repartidos entre los propietarios de las instalaciones de cada sistema de acuerdo con lo siguiente:

a) De la recaudación mensual total de cada segmento y sistema, se pagará en primer lugar el valor anual de la transmisión por tramo de las instalaciones declaradas como obra nueva y obra de ampliación, conforme lo señalado en el artículo 89° y de acuerdo a las fórmulas de indexación de éste, y la proporción de la transmisión dedicada utilizada por usuarios sometidos a regulación de precios.

b) En cada segmento y sistema, el resto de las instalaciones recibirán el remanente de la recaudación a prorrata del A.V.I. +C.O.M.A. de las instalaciones resultante del o los estudios de valorización, conforme las fórmulas de indexación de los mismos.

c) En cada sistema y segmento, las diferencias que se produzcan entre la recaudación total y el valor anual de la transmisión por tramo, deberán ser consideradas en el período siguiente a fin de abonar o descontar dichas diferencias según corresponda, en el cálculo del cargo para el próximo período.

d) El Coordinador deberá realizar todos los cálculos necesarios para la repartición de ingresos a que hace referencia el presente artículo, de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente y deberá resguardar que la recaudación anual asignada a cada tramo no sea superior a su valorización anual.

Artículo 118°.- Tasa de Descuento. La tasa de descuento que deberá utilizarse para determinar la anualidad del valor de inversión de las instalaciones de transmisión será calculada por la Comisión cada cuatro años de acuerdo al procedimiento señalado en el artículo siguiente. Esta tasa será aplicable después de impuestos, y para su determinación se deberá considerar el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas de transmisión eléctrica en relación al mercado, la tasa de rentabilidad libre de riesgo, y el premio por riesgo de mercado. En todo caso la tasa de descuento no podrá ser inferior al siete por ciento ni superior al diez por ciento.

El riesgo sistemático señalado, se define como un valor que mide o estima la variación en los ingresos de una empresa eficiente de transmisión eléctrica con respecto a las fluctuaciones del mercado.

La tasa de rentabilidad libre de riesgo corresponderá a la tasa interna de retorno promedio ofrecida por el Banco Central de Chile o la Tesorería General de la República para un instrumento reajutable en moneda nacional. El tipo de instrumento y su plazo deberán

considerar las características de liquidez, estabilidad y montos transados en el mercado secundario de cada instrumento en los últimos dos años a partir de la fecha de referencia del cálculo de la tasa de descuento, así como su consistencia con el horizonte de planificación de la empresa eficiente. El período considerado para establecer el promedio corresponderá a un mes y corresponderá al mes calendario de la fecha de referencia del cálculo de la tasa de descuento.

El premio por riesgo de mercado se define como la diferencia entre la rentabilidad de la cartera de inversiones de mercado diversificada y la rentabilidad del instrumento libre de riesgo definida en este artículo.

La información nacional o internacional que se utilice para el cálculo del valor del riesgo sistemático y del premio por riesgo deberá permitir la obtención de estimaciones confiables desde el punto de vista estadístico.

De este modo, la tasa de descuento será la tasa de rentabilidad libre de riesgo más el premio por riesgo multiplicado por el valor del riesgo sistemático.

Artículo 119°.- Procedimiento de Cálculo de la Tasa de Descuento. Antes de cinco meses del plazo señalado en el artículo 107° para comunicar las bases preliminares del o los estudios de valorización, la Comisión deberá licitar un estudio que defina la metodología de cálculo de la tasa de descuento, los valores de sus componentes, conforme a lo señalado en el artículo anterior.

Finalizado dicho estudio, la Comisión emitirá un informe técnico con la tasa de descuento, cuyo valor deberá ser incorporado en las bases preliminares a que se refiere el artículo 107°, para efectos de ser observado por las empresas participantes y usuarios e instituciones interesadas a que se refiere el artículo 90°, y sometido al dictamen del Panel en caso de discrepancias, con ocasión de dicho proceso. El informe técnico señalado precedentemente deberá acompañarse como antecedente en las bases preliminares señaladas.

Artículo 120°.- Peajes de Distribución. Los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad estarán obligados a prestar el servicio de transporte, permitiendo el acceso a sus instalaciones de distribución, tales como líneas aéreas o subterráneas, subestaciones y obras anexas, en las condiciones técnicas y de seguridad que se establezcan, para que terceros den suministro a usuarios no sometidos a regulación de precios ubicados dentro de su zona de concesión.

Quienes transporten electricidad y hagan uso de estas instalaciones conforme al inciso anterior estarán obligados a pagar al concesionario un peaje igual al valor agregado de distribución vigente en la zona en que se encuentra el usuario, dentro de la respectiva área típica, ajustado de modo tal que si los clientes no regulados adquirieran su potencia y energía a los precios de nudo considerados para establecer la tarifa de los

clientes sometidos a regulación de precios de la concesionaria de servicio público de distribución en la zona correspondiente, el precio final resultará igual al que pagarían si se les aplicara las tarifas fijadas a la referida concesionaria en dicha zona.

Serán aplicables a este servicio las disposiciones establecidas en los artículos 126°, en lo referente a la garantía para caucionar potencias superiores a 10 kilowatts, 141° y 225°, letra q).

El Ministerio de Energía, previo informe de la Comisión, fijará estos peajes con ocasión de la fijación de tarifas de distribución correspondiente. El reglamento establecerá el procedimiento para la fijación y aplicación de dichos peajes.

Las discrepancias que se produzcan en relación a la fijación de peajes de distribución señalada en el presente artículo podrán ser sometidas al dictamen del Panel de Expertos de acuerdo al procedimiento señalado en el artículo 211°.

Artículo 121°.- Facturación, mora, titulo ejecutivo factura. En caso de mora o simple retardo en el pago de las facturas que se emitan entre las empresas sujetas a coordinación del Coordinador, éstas podrán aplicar sobre los montos adeudados el interés máximo convencional definido en el artículo 6° de la ley N°18.010, vigente el día del vencimiento de la obligación respectiva.

Las facturas emitidas por las empresas de transmisión para el cobro de la remuneración del sistema de transmisión tendrán mérito ejecutivo.

Artículo 122°.- Garantías para proyectos de inversión en Sistemas de Transmisión. Las empresas de transmisión tendrán derecho a dar en garantía para la obtención de un financiamiento para la construcción y ejecución de un proyecto de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo, los derechos de ejecución y explotación de obras nuevas pertenecientes a dichos sistemas de transmisión, que se hayan fijado a través del decreto del Ministerio de Energía a que se refiere el artículo 92. Para dichos efectos, se podrá optar por las siguientes alternativas:

1° Constituir una prenda civil sobre los derechos que para dichas empresas nacen del decreto indicado precedentemente. La prenda se entenderá constituida y se regirá por las reglas generales del Código Civil, efectuándose la tradición mediante la entrega por parte de la empresa de transmisión al acreedor prendario, del decreto en donde consten los derechos dados en prenda.

2° Ceder condicionalmente los derechos objeto del citado decreto, sujeto a la condición suspensiva de incumplimientos contemplados en el respectivo contrato de crédito celebrado entre la empresa transmisora y su o sus acreedores.

3° Otorgar un mandato irrevocable en los términos del artículo 241 del Código de Comercio, al o los acreedores de la empresa de transmisión para percibir las tarifas a que tenga derecho esta última de acuerdo al decreto referido en el inciso primero. Podrá convenirse en dicha cesión condicional, que el o los acreedores deberán imputar los montos percibidos en virtud del mandato con los correspondientes a la deuda existente entre la empresa de transmisión y dicho acreedor. La imputación de los montos percibidos se realizará de acuerdo a las reglas acordadas por las partes en el contrato de crédito en cuestión o, a falta de ellas, a las contenidas en el Código Civil.

En caso de otorgarse uno o más de los contratos indicados en los numerales anteriores, la empresa de transmisión deberá dar cumplimiento a lo indicado en el inciso siguiente, debiendo, además, el comprador en remate de los derechos ejecutados o el adquirente de los mismos por haberse cumplido la condición suspensiva en cuestión, reunir los requisitos establecidos en esta ley y en las bases de licitación de las obras de expansión, al igual que lo hiciera la empresa deudora, en los términos prescritos en el inciso siguiente.

Deberá ser sometido a la aprobación de la Comisión, las bases del remate a efecto de acreditar el cumplimiento de las exigencias establecidas en el inciso anterior, en forma previa al mismo. Tratándose de la cesión condicional del derecho, la empresa transmisora deberá notificar a la Comisión y a la Superintendencia de este hecho. El no cumplimiento por parte de la adquirente o cesionaria de los requisitos indicados en el inciso anterior, resolverá de pleno derecho la compra o cesión de los derechos de la cedente. La adquisición de los derechos de crédito no implicará la extinción de las obligaciones originadas por la normativa eléctrica de la empresa cedente, salvo que se demuestre la imposibilidad material de dar cumplimiento a las mismas y así lo resuelvan en conjunto la Superintendencia y la Comisión.”.

5) Suprímese el artículo 123°.

6) Modifícase el inciso segundo del artículo 128° en el siguiente sentido:

a) Intercálase a continuación del punto seguido la siguiente frase: “Para las empresas de transmisión, el interés deberá ser igual a la tasa de descuento establecida en el artículo 118°.”.

b) Reemplázase en la última oración la palabra “El” por “Para las empresas generadoras y distribuidoras, el”.

7) Elimínase en el inciso quinto del artículo 134° el párrafo final “contado desde la respectiva presentación.”, pasando la coma que le antecede a ser un punto aparte.

8) Reemplázase en el inciso final del artículo 135° ter la sigla “CDEC” por la expresión “Coordinador”, las dos veces que aparece.

9) Reemplázase en los incisos segundo, tercero, cuarto y sexto del artículo 135° quinqués, las veces que aparece, la sigla “CDEC” por “Coordinador”.

10) Suprímense los artículos 137° y 138°.

11) Reemplázase en los incisos segundo y tercero del artículo 146° ter, cada vez que aparece, el guarismo “137°” por “72°-1”.

12) Suprímese el artículo 146° quáter.

13) Modifícase el artículo 149° en el siguiente sentido:

a) Reemplázase en el inciso segundo el guarismo “137°” por “72°-1”;

b) Reemplázase en el inciso tercero la expresión “organismo de coordinación de la operación o CDEC” por la expresión “Coordinador”;

c) Reemplázase en el inciso cuarto el guarismo “137°” por “72°-1”; y

d) Reemplázase en el inciso quinto la expresión “troncal, de subtransmisión” por “nacional, zonal”.

14) Reemplázase en el inciso segundo del artículo 149° quater, la expresión “a las Direcciones de Peajes de los CDEC” por “al Coordinador”.

15) Elimínase el artículo 150°.

16) Modifícase el artículo 150° bis en el siguiente sentido:

a) Reemplázase en el inciso primero, la expresión “la Dirección de Peajes del CDEC respectivo” por “el Coordinador”.

b) Reemplázase en el inciso tercero la expresión “a la Dirección de Peajes del CDEC respectivo” por “al Coordinador”.

c) Sustitúyense en el inciso sexto, las frases “Las Direcciones de Peajes de los CDEC” y “las señaladas Direcciones de Peajes”, en ambos casos, por la expresión “el Coordinador”.

d) Sustitúyense en el inciso noveno, las frases “La Dirección de Peajes del CDEC respectivo” y “a la Dirección de Peajes”, por las expresiones “el Coordinador” y “al Coordinador”, respectivamente.

e) Modifícase el inciso décimo en el siguiente sentido:

i. Sustitúyese, la frase “la Dirección de Peajes del CDEC respectivo” por “el Coordinador”; la frase “la referida Dirección” por “el referido Coordinador”; y, la expresión “la Dirección de Peajes” por “el Coordinador”;

ii. Reemplázase la oración “aplicable a las discrepancias previstas en el número 11 del artículo 208” por la frase “establecido en el artículo 211”.

17) Modifícase el artículo 150° ter en el siguiente sentido:

a) Reemplázase en el inciso decimocuarto la frase “los factores de penalización de energía del sistema correspondiente,” por la siguiente “la razón entre el precio de nudo de energía en dicho punto particular del sistema y el precio de nudo de energía en el punto de inyección, ambos”.

b) Reemplázase en el inciso decimoséptimo la expresión “la Dirección de Peajes correspondiente” por “el Coordinador”.

c) Reemplázase en el inciso decimoctavo la expresión “cada Dirección de Peajes” por “el Coordinador”.

d) Modifícase el inciso décimonoveno en el siguiente sentido:

i. Reemplázase la expresión “inciso primero del artículo 119°” por la frase “inciso segundo del artículo 149°”;

ii. Reemplázase la expresión “dicha Dirección” por “el Coordinador,”.

e) Reemplázase en el inciso final la frase “la Dirección de Peajes que corresponda” por “el Coordinador”.

18) Modifícase el artículo 155° en el siguiente sentido:

a) Reemplázase, en el número 2.- del inciso primero, la frase “del cargo único por concepto de uso del sistema de transmisión troncal, señalado en la letra a) del artículo 102°” por “los cargos señalados en los artículos 115°, 116° y 212°-13”.

b) Modifícase el inciso tercero del siguiente modo:

i. Reemplázase, en el primer párrafo, la frase “el sistema de transmisión troncal conforme señala el artículo 102°” por “los sistemas de transmisión conforme señalan los artículos 115° y 116°”.

ii. Agrégase el siguiente párrafo tercero y final:

“- Cargo por Servicio Público a que hace referencia el artículo 212°-13.”.

19) Modifícase el artículo 157° en el siguiente sentido:

a) Reemplázase en el inciso primero la expresión “generación-transporte” por “generación”.

b) Sustitúyese en el inciso tercero la expresión “las Direcciones de Peajes de los CDEC respectivos, de manera coordinada” por “el Coordinador”.

20) Modifícase el artículo 162° en el siguiente sentido:

a) Intercálase en el número 1, entre las expresiones “instalaciones existentes y” y “en construcción” la expresión “aquellas declaradas por la Comisión”.

b) Reemplázanse en el número 2 el guarismo “166°” por “165°” y la frase “El valor así obtenido se denomina precio básico de la energía” por “Los valores así obtenidos, para cada una de las barras, se denominan precios básicos de la energía”.

c) Elimínase el número 4.

d) Modifícase el número 5 en el siguiente sentido:

i. Sustitúyense la frase “subestaciones troncales” por “barras del sistema de transmisión nacional” y la palabra “subestación” por la palabra “barra”.

ii. Intercálase entre la primera coma y la expresión “se calcula” la siguiente frase: “y que no tenga determinado un período básico de potencia,”.

e) Reemplázase el número 6 por el siguiente:

“6.- El cálculo de los factores de penalización de potencia de punta a que se refiere el número 5 anterior, se efectúa considerando las pérdidas marginales de transmisión de potencia de punta, considerando el programa de obras de generación y transmisión señalado en el número 1 de este artículo, y”.

f) Sustitúyese, en el número 7, la expresión “, y” por un punto aparte.

g) Elimínase el número 8.

21) Reemplázase en el inciso final del artículo 163° la expresión “en un CDEC” por “entre las empresas sujetas a coordinación”.

22) Reemplázase en el artículo 165° la expresión “de los CDEC” por “del Coordinador”.

23) Reemplázanse, en el número 2 del artículo 167°, la palabra “troncal” por “nacional” y el guarismo “102°” por “115°”.

24) Reemplázase en el inciso primero del artículo 170° la expresión “CDEC” por “Coordinador”.

25) Reemplázanse, en el inciso primero del artículo 177°, la coma que sigue a la palabra “definitivas”, que pasa a ser punto seguido, y la frase “las que en todo caso deberán ser aprobadas por ésta antes de once meses del término de vigencia de los precios vigentes y serán públicas” por la siguiente oración: “Si se mantuviesen controversias, las empresas podrán presentar sus discrepancias al Panel, en un plazo máximo de diez días contado desde la recepción de las bases técnicas definitivas. El panel de expertos deberá emitir su dictamen dentro del plazo de treinta días contados desde la respectiva audiencia a que hace referencia el artículo 211°. En todo caso, las bases definitivas deberán ser aprobadas por la Comisión antes de once meses del término de vigencia de los precios vigentes.”.

26) Reemplázase, en el artículo 181°, la frase “y del cargo único por concepto de uso del sistema de transmisión troncal, señalado en la letra a) del artículo 102°” por la siguiente “los cargos señalados en los artículos 115°, 116° y 212°-13”.

27) Incorpórase, en el artículo 184°, el siguiente inciso cuarto y final, nuevo:

“Las discrepancias que se produzcan en relación a la fijación de los precios de los servicios, a que se refiere el número 4 del artículo 147°, podrán ser sometidos al dictamen del Panel de Expertos conforme al procedimiento establecido en el artículo 211°.”.

28) Reemplázase el artículo 208° por el siguiente:

“Artículo 208°.- Serán sometidas al dictamen del Panel de Expertos las discrepancias que se produzcan en relación con las materias que se señalen expresamente en la presente ley o en el reglamento, y en otras leyes en materia energética.

Asimismo, serán sometidas a dicho dictamen, las discrepancias que se susciten entre el Coordinador y las empresas sujetas a su coordinación en relación a los procedimientos técnicos, instrucciones y cualquier otro acto de coordinación de la operación del sistema y del mercado eléctrico que emane del Coordinador, en cumplimiento de sus funciones.

Podrán, asimismo, someterse al dictamen del Panel de Expertos las discrepancias que las empresas eléctricas tengan entre sí con motivo de la aplicación técnica o económica de la normativa del sector eléctrico y que, de común acuerdo, sometan a su dictamen.”.

29) Reemplázase en la letra b) del artículo 210°, la expresión “en el artículo 208°” por la siguiente: “en la presente ley o reglamento u en otras leyes en materia energética.”.

30) Modifícase el artículo 211° en el siguiente sentido:

a) Reemplázase el inciso segundo por el siguiente:
 “Requerida la intervención del Panel de Expertos, éste en el más breve plazo, deberá notificar a las partes y los interesados las discrepancias presentadas. Asimismo, se convocará a una sesión especial, debiendo establecer en ella un programa de trabajo que considerará una audiencia pública con las partes y los interesados, de la que se dejará constancia escrita, entendiéndose siempre que la Comisión y la Superintendencia tienen la condición de interesados en lo que respecta a las esferas de sus respectivas atribuciones. Dicha audiencia deberá realizarse no antes del plazo de diez días contados desde la notificación de las discrepancias. El Panel evacuará el dictamen dentro del plazo de treinta días contados desde la realización de la audiencia, salvo que la normativa legal o reglamentaria establezca un plazo diferente. El dictamen será fundado y todos los antecedentes recibidos serán públicos desde la notificación del dictamen.”.

b) Intercálase, en el inciso tercero, entre la expresión “participen” y la frase “en el procedimiento respectivo”, la siguiente expresión: “, en calidad de partes,”.

c) Reemplázase el inciso final por el siguiente:

“No obstante, el Ministro de Energía, mediante resolución exenta fundada, podrá, dentro del plazo de diez días contado desde la notificación del dictamen, declararlo inaplicable, en caso que se refiera a materias ajenas a las señaladas en el artículo 208°.”.

31) Modifícase el artículo 212° en el siguiente sentido:

a) Reemplázanse, los incisos primero y segundo, del artículo 212°, por los siguientes:

“El financiamiento del Panel se establecerá a través de un presupuesto anual, el que deberá ser aprobado por la Subsecretaría de Energía en forma previa a su ejecución. Este presupuesto será financiado conforme a lo señalado en el artículo 212°-13. Para estos efectos, el Panel deberá presentar a la Subsecretaría de Energía, antes del 30 de septiembre de cada año, el presupuesto anual para el siguiente año.

El presupuesto del Panel de Expertos deberá comprender los honorarios de sus miembros y del secretario abogado, los gastos en personal administrativo y demás gastos generales.

El procedimiento de recaudación del cargo por servicio público para el financiamiento del Panel y su pago se efectuará en la forma que señale el reglamento.”.

b) Suprímese el actual inciso tercero.

32) Intercálase, a continuación del artículo 212°, el siguiente Título VI bis, nuevo:

“Título VI BIS

Del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional

Artículo 212°-1.- Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, el Coordinador. El Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional es el organismo técnico e independiente encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del sistema eléctrico nacional que operen interconectadas entre sí.

El Coordinador es una corporación autónoma de derecho público, sin fines de lucro, con patrimonio propio y de duración indefinida. Su domicilio será la ciudad de Santiago, sin perjuicio de que pueda establecer oficinas o sedes a lo largo del país. El Coordinador podrá celebrar todo tipo de actos y contratos con sujeción al derecho común.

El Coordinador no forma parte de la Administración del Estado, no siéndole aplicable las disposiciones generales o especiales, dictadas o que se dicten para el sector público, salvo expresa mención. Su organización, composición, funciones y atribuciones se regirán por la presente ley y su reglamento.

Artículo 212°-2.- Transparencia y publicidad de la información. El principio de transparencia es aplicable al Coordinador, de modo que deberá mantener a disposición permanente del público, a través de su sitio electrónico, los siguientes antecedentes debidamente actualizados, al menos, una vez al mes:

- a) El marco normativo que le sea aplicable.
- b) Su estructura orgánica u organización interna.
- c) Las funciones y competencias de cada una de sus unidades u órganos internos.
- d) Sus estados financieros y memorias anuales.

e) La composición de su Consejo Directivo y la individualización de los responsables de la gestión y administración.

f) Información consolidada del personal.

g) Toda remuneración percibida en el año por cada integrante de su Consejo Directivo y del Director Ejecutivo, por concepto de gastos de representación, viáticos, regalías y, en general, todo otro estipendio. Asimismo, deberá incluirse, de forma global y consolidada, la remuneración total percibida por el personal del Coordinador.

Asimismo, el Coordinador deberá proporcionar toda la información que se le solicite, salvo que concurra alguna de las causales de secreto o reserva que establece la ley y la Constitución, o que su publicidad, comunicación o conocimiento afecte el debido cumplimiento de las funciones del Coordinador o derechos de las personas, especialmente en el ámbito de su vida privada o derechos de carácter comercial o económico. El procedimiento para la entrega de la información solicitada se deberá realizar en los plazos y en la forma que establezca el reglamento. Toda negativa a entregar la información deberá formularse por escrito y deberá ser fundada, especificando la causal legal invocada y las razones que en cada caso motiven su decisión.

La información anterior deberá incorporarse a sus sitios electrónicos en forma completa, y de un modo que permita su fácil identificación y un acceso expedito.

Corresponderá al Director Ejecutivo velar por el cumplimiento de la obligación que establece este artículo y se le considerará para estos efectos el jefe superior del órgano. Serán aplicables a su respecto, lo dispuesto en los artículos 8°, 47 y 48 de la ley N°20.285, sobre Acceso a la Información Pública. En caso de incumplimiento, las sanciones serán aplicadas por el Consejo para la Transparencia.

Artículo 212°-3: Administración y Dirección del Coordinador.

La dirección y administración del Coordinador estará a cargo de un Consejo Directivo, compuesto por siete consejeros, los que serán elegidos conforme al artículo 212-5. Al Consejo Directivo le corresponderá la representación judicial y extrajudicial del organismo.

El Coordinador contará con un Director Ejecutivo, que será designado y/o removido por el Consejo Directivo en la forma y con el quórum establecido en el artículo 212-8. Le corresponderá al Director Ejecutivo:

a) La ejecución de los acuerdos y directrices adoptados por el Consejo Directivo;

b) La supervisión permanente de la administración y funcionamiento técnico del organismo;

c) Proponer al Consejo Directivo la estructura organizacional del Coordinador; y

d) Las demás materias que le delegue el Consejo Directivo.

Los miembros del Consejo Directivo, el Director Ejecutivo y el personal del Coordinador no tendrán el carácter de personal de la Administración del Estado y se regirán exclusivamente por las normas del Código del Trabajo. No obstante, a éstos se les extenderá la calificación de empleados públicos sólo para efectos de aplicarles el artículo 260° del Código Penal.

El Coordinador deberá contar con una estructura interna y personal necesario e idóneo para el cumplimiento de sus funciones, la que será determinada por el Consejo Directivo. Para estos efectos, el Consejo Directivo deberá elaborar los Estatutos del Coordinador, los que deberán regular la organización interna de la institución y contener las normas que aseguren su adecuado funcionamiento.

Artículo 212°-4.- Deber del Consejo Directivo de velar por el cumplimiento de las funciones del Coordinador y normativa. Le corresponderá al Consejo Directivo del Coordinador velar por el cumplimiento de las funciones que la normativa vigente asigna al Coordinador y adoptar las medidas que sean necesarias para asegurar dicho cumplimiento, en el ámbito de sus atribuciones. El Consejo Directivo deberá informar a la Superintendencia y a la Comisión cualquier hecho o circunstancia que pueda constituir una infracción a la normativa eléctrica vigente por parte de las empresas sujetas a su coordinación, identificando al propietario de las instalaciones pertinentes, cuando corresponda.

Artículo 212°-5.- Del Consejo Directivo del Coordinador. Los miembros del Consejo Directivo serán elegidos, en un proceso público y abierto, por el Comité Especial de Nominaciones, de una o más ternas de candidatos al cargo confeccionada por una empresa especializada, los que deberán acreditar experiencia profesional en el sector eléctrico o en las demás áreas que defina dicho Comité y reunir las condiciones de idoneidad necesarias para desempeñar el cargo. Las especificaciones técnicas de la empresa especializada y los aspectos operativos del procedimiento de elección de los consejeros del Consejo Directivo del Coordinador serán establecidas en el reglamento.

Los consejeros durarán cuatro años en su cargo, pudiendo ser reelegidos. El Consejo Directivo se renovará parcialmente cada dos años.

Los consejeros podrán ser removidos de su cargo por el Comité Especial de Nominaciones por causa justificada, por el mismo quórum calificado fijado para su elección. La destitución, remoción de uno cualquiera de los miembros del Consejo Directivo, será decretada por el

Comité especial de Nominaciones, a solicitud de la Superintendencia, por causa justificada y conforme al procedimiento establecido en el reglamento que se dicte al efecto, el que establecerá las definiciones, plazos, condiciones y procedimiento para el ejercicio de la presente atribución.

El Consejo Directivo designará entre sus miembros a un presidente y a su respectivo suplente para que ejerza las funciones de aquel en caso de ausencia o impedimento de cualquier naturaleza.

Los consejeros cesarán en sus funciones por alguna de las siguientes circunstancias:

- a) Término del período legal de su designación;
- b) Renuncia voluntaria;
- c) Destitución o remoción por causa justificada; y
- d) Incapacidad sobreviniente que le impida ejercer el cargo por un periodo superior a tres meses consecutivos o seis meses en un año.

En caso de cesación anticipada del cargo de consejero, cualquiera sea la causa, el Comité Especial de Nominaciones se constituirá, a petición de la Comisión, para elegir un reemplazante por el tiempo que restare para la conclusión del período de designación del consejero cuyas funciones hayan cesado anticipadamente, salvo que éste fuese igual o inferior a seis meses.

El Consejo Directivo deberá sesionar con la asistencia de, a lo menos, cuatro de sus miembros. Sin perjuicio de lo anterior, los acuerdos se entenderán adoptados cuando cuenten con el voto favorable de la mayoría de los miembros del Consejo, salvo que esta ley o el Reglamento exijan una mayoría especial. El que presida tendrá voto decisorio en caso de empate. El Consejo Directivo deberá celebrar sesiones ordinarias con la periodicidad que establezcan los Estatutos Internos, y extraordinarias cuando las cite especialmente el Presidente, por sí o a requerimiento escrito de dos o más consejeros.

El Consejo Directivo podrá delegar parte de sus facultades en el Director Ejecutivo o los ejecutivos principales del Coordinador.

Asimismo, este Consejo podrá, por quórum calificado, asignar un nombre de fantasía al Coordinador.

Artículo 212°-6.- Incompatibilidades. El cargo de consejero del Consejo Directivo es de dedicación exclusiva y será incompatible con todo cargo o servicio remunerado que se preste en el sector público o privado. No obstante, los consejeros podrán desempeñar

funciones en corporaciones o fundaciones, públicas o privadas, que no persigan fines de lucro, siempre que por ellas no perciban remuneración.

Asimismo, es incompatible la función de consejero con la condición de tenedor, poseedor o propietario de acciones o derechos, por sí o a través de terceros, de una persona jurídica sujeta a la coordinación del Coordinador, de sus matrices, filiales o coligadas.

Las personas que al momento de su nombramiento les afecte cualquiera de dichas condiciones deberán renunciar a ella. Las incompatibilidades contenidas en el presente artículo se mantendrán por seis meses después de haber cesado en el cargo por cualquier causa. La infracción de esta norma será sancionada por la Superintendencia, pudiendo servir de causa justificada para la remoción del respectivo consejero.

Las incompatibilidades previstas en este artículo no regirán para las labores docentes o académicas siempre y cuando no sean financiadas por los coordinados, con un límite máximo de doce horas semanales. Tampoco regirán cuando las leyes dispongan que un miembro del Consejo Directivo deba integrar un determinado comité, consejo, directorio, u otra instancia, en cuyo caso no percibirán remuneración por estas otras funciones.

Cuando el cese de funciones se produzca por término del periodo legal del cargo o por incapacidad sobreviniente, el consejero tendrá derecho a gozar de una indemnización equivalente al total de las remuneraciones devengadas en el último mes, por seis meses. Si durante dicho período incurriere en alguna incompatibilidad perderá el derecho de gozar de tal indemnización desde el momento en que se produzca la infracción.

La infracción de lo dispuesto en el presente artículo será sancionada por la Superintendencia, pudiendo servir de causa justificada para la remoción del respectivo consejero.

Artículo 212°-7.- Comité Especial de Nominaciones. El Comité Especial de Nominaciones estará compuesto por un representante del Ministerio de Energía, uno de la Comisión Nacional de Energía, uno del Consejo de Alta Dirección Pública, uno del Panel de Expertos, un decano de una facultad de ciencias o ingeniería de una Universidad del Consejo de Rectores y uno del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia. La composición y funcionamiento del Comité Especial de Nominaciones y las demás normas que lo rijan serán establecidas por la Comisión mediante resolución dictada al efecto.

Todos los acuerdos del Comité deberán ser adoptados por el voto favorable de, al menos, cuatro de sus seis miembros.

Los integrantes del Comité no percibirán remuneración ni dieta adicional por el desempeño de sus funciones.

Artículo 212°-8.- Del Director Ejecutivo. El Director Ejecutivo deberá ser elegido y removido por el voto favorable de cinco de los Consejeros del Consejo Directivo de una terna de candidatos al cargo confeccionada por una empresa especializada. Las especificaciones técnicas de la empresa especializada y los aspectos operativos del procedimiento de elección del Director Ejecutivo serán establecidas en el estatuto interno del Coordinador.

El Director Ejecutivo responde personalmente de la ejecución de los acuerdos del Consejo.

Artículo 212°-9.- Responsabilidad del Coordinador y de los miembros del Consejo Directivo. Las infracciones a la normativa vigente en que incurra el Coordinador en el ejercicio de sus funciones darán lugar a las indemnizaciones de perjuicios correspondientes, según las reglas generales.

El Consejo Directivo es un órgano colegiado, que ejerce las funciones que la ley y la normativa eléctrica le asigna. Los consejeros deberán actuar en el ejercicio de sus funciones con el cuidado y diligencia que las personas emplean ordinariamente en sus propios negocios.

Las deliberaciones y acuerdos del Consejo Directivo deberán constar en un acta, la que deberá ser firmada por todos aquellos consejeros que hubieren concurrido a la respectiva sesión. Asimismo, en dichas actas deberá contar el o los votos disidentes del o los acuerdos adoptados por Consejo Directivo, para los efectos de una eventual exención de responsabilidad de algún consejero. Los estatutos internos del Coordinador deberán regular la fidelidad de las actas, su mecanismo de aprobación, observación y firma. Las actas del Consejo Directivo serán públicas.

Los consejeros son personalmente responsables de los acuerdos y actos que suscriban, así como de su ejecución, debiendo responder administrativamente conforme a lo señalado en el inciso sexto del presente artículo. Sin perjuicio de lo anterior, el Coordinador responderá civilmente de los hechos de los miembros del Consejo Directivo, incurridos en el ejercicio de su cargo, salvo que aquellos sean constitutivos de crímenes o simples delitos. Según corresponda, el Coordinador tendrá derecho a repetir en contra de él o los consejeros responsables.

En caso de ejercerse acciones judiciales en contra de los miembros del Consejo Directivo por actos u omisiones en el ejercicio de su cargo, el Coordinador deberá proporcionarles defensa. Esta defensa se extenderá para todas aquellas acciones que se inicien en su contra por los motivos señalados, incluso después de haber cesado en el cargo.

La Superintendencia podrá aplicar sanciones consistentes en multas a los consejeros por su concurrencia a los acuerdos del Consejo Directivo que tengan como consecuencia la infracción de la normativa sectorial. Asimismo, los miembros del Consejo Directivo podrán ser sancionados por la infracción a su deber de vigilancia sobre las acciones

del Coordinador, tales como, verificar que mantenga la contratación de personal idóneo para el adecuado ejercicio de las funciones del Coordinador. También podrán ser sancionados con multas los consejeros que infrinjan lo establecido en el artículo 212-6, relativo a sus incompatibilidades. Estas multas tendrán como tope máximo, para cada infracción, 30 unidades tributarias anuales por consejero. El consejero sancionado tendrá derecho, mientras posea la calidad de miembro del Consejo Directivo, a pagar la correspondiente multa mediante un descuento mensual máximo de un 30% de su remuneración bruta mensual hasta enterar su monto total.

Artículo 212°-10.- Remuneración del Consejo Directivo y del Director Ejecutivo. Los consejeros recibirán una remuneración bruta mensual equivalente a la establecida para los integrantes del Panel de Expertos en el inciso cuarto del artículo 212. La remuneración del Director Ejecutivo será fijada por el Consejo Directivo.

Artículo 212°-11.- Financiamiento y Presupuesto Anual del Coordinador. El financiamiento del Coordinador se establecerá a través de un presupuesto anual, el que deberá ser aprobado por la Comisión en forma previa a su ejecución. Este presupuesto será financiado conforme a lo señalado en el artículo 212°-13.

Para estos efectos, el Consejo Directivo del Coordinador deberá presentar a la Comisión, antes del 30 de septiembre de cada año, el presupuesto anual del Coordinador, el que además deberá detallar el plan de trabajo para el respectivo año calendario, identificando las actividades que se desarrollarán, los objetivos propuestos y los indicadores de gestión que permitan verificar el cumplimiento de dichos objetivos. El presupuesto deberá permitir cumplir con los objetivos y funciones establecidas para el Coordinador en la normativa eléctrica vigente.

La Comisión justificadamente podrá observar y solicitar modificaciones al presupuesto anual del Coordinador, las que necesariamente deberán ser incorporadas por dicho organismo.

La Comisión deberá aprobar el presupuesto anual del Coordinador antes del 19 noviembre de cada año.

El Consejo Directivo, en cualquier momento y en forma debidamente justificada, podrá presentar a la Comisión para su aprobación uno o más suplementos presupuestarios. En caso de aprobación, la Comisión deberá ajustar el cargo por servicio público a que hacer referencia el artículo 212°-13 con el objeto financiar dicho suplemento.

Adicionalmente, dentro de los primeros treinta días de cada año, el Coordinador deberá presentar a la Comisión la ejecución presupuestaria del año calendario inmediatamente anterior.

Artículo 212°-12.- Patrimonio del Coordinador. El patrimonio del Coordinador estará conformado por los bienes muebles, inmuebles, corporales o incorporeales, que se le transfieran o adquieran a

cualquier título, como asimismo por los ingresos que perciba por los servicios que preste.

Artículo 212°-13.- Cargo por Servicio Público. El presupuesto del Coordinador, del Panel de Expertos y el estudio de franja que establece el artículo 93, será financiado por la totalidad de usuarios finales, libres y sujetos a fijación de precios, a través de un cargo por servicio público, el que será fijado anualmente por la Comisión, mediante resolución exenta e informado antes del 19 de noviembre de cada año, con el objeto de que el cargo señalado sea incorporado en las respectivas boletas o facturas a partir del mes de diciembre del año anterior del período presupuestario correspondiente.

Este cargo se calculará considerando la suma de los presupuestos anuales del Coordinador, el Panel de Expertos y el estudio de franja, dividido por la suma de la energía proyectada total a facturar a los suministros finales para el año calendario siguiente.

El monto a pagar por los usuarios finales corresponderá al cargo por servicio público multiplicado por la energía facturada en el mes correspondiente. En el caso de los clientes sujetos a fijación de precios, este valor será incluido en las cuentas respectivas que deben pagar a la empresa distribuidora, las que a su vez deberán efectuar el pago de los montos recaudados mensualmente al Coordinador. Asimismo, en el caso de los clientes libres, este cargo deberá ser incorporado explícitamente en las boletas o facturas entre dichos clientes y su suministrador, los que deberán a su vez traspasar mensualmente los montos recibidos de parte de los clientes al Coordinador.

El Coordinador deberá repartir los ingresos recaudados a prorrata de los respectivos presupuestos anuales de dicho organismo, del Panel de Expertos y el elaborado por la Subsecretaría de Energía para el estudio de franja, según corresponda.

Los saldos a favor o en contra que se registren deberán imputarse al ejercicio de cálculo del presupuesto correspondiente del año siguiente.

El procedimiento para la fijación y la recaudación del cargo por servicio público, así como su pago se efectuará en la forma que señale el reglamento.”.

33) Suprímese el artículo 220°.

34) Elimínase el inciso primero del artículo 223°.

35) Modifícase el artículo 225° en el siguiente sentido:

a) Elimínase la letra b).

b) Reemplázase la letra y) por la siguiente:

“y) Energía Firme: Capacidad de producción anual esperada de energía eléctrica que puede ser inyectada al sistema por una unidad de generación de manera segura, considerando aspectos como la certidumbre asociada a la disponibilidad de su fuente de energía primaria, indisponibilidades programadas y forzadas. El detalle de cálculo de la energía firme, diferenciado por tecnología, deberá estar contenido en la Norma Técnica que la Comisión dicte para estos efectos.”.

c) Reemplázase la letra z) por la siguiente:

“z) Servicios complementarios: recursos técnicos con los que deberán contar las instalaciones de generación, transmisión, distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios para la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 72°-1. Son servicios complementarios aquellas prestaciones que permiten efectuar, a lo menos, un adecuado control de frecuencia, control de tensión y plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias.”.

Artículo 2°.- Elimínase el artículo 16 B de la ley N° 18.410, que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo primero.- El Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, para todos los efectos legales, es el continuador legal de los Centros de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central, CDEC SIC, y del Sistema Interconectado del Norte Grande, CDEC SING, a partir de la fecha señalada en el inciso siguiente, sin perjuicio de los derechos recíprocos que puedan existir de conformidad a los artículos transitorios siguientes.

El Coordinador deberá estar plenamente constituido y ejerciendo las funciones establecidas en la presente ley el 1° de enero de 2018. En el tiempo que medie entre la publicación de la presente ley en el Diario Oficial y la fecha señalada precedentemente, el CDEC SIC y el CDEC SING deberán seguir operando y ejerciendo las funciones que la normativa eléctrica les asigna.

Artículo segundo.- El Consejo Directivo del Coordinador deberá estar constituido a más tardar el 30 de junio de 2017. Para estos efectos, la Comisión deberá, antes del 31 de diciembre de 2016, convocar al Comité Especial de Nominaciones a que hace referencia el artículo 212°-7. Su composición, funcionamiento, las especificaciones técnicas de la empresa especializada y los procedimientos de la primera elección de los miembros del Consejo Directivo deberán ser establecidas por la Comisión mediante resolución exenta.

Artículo tercero.- El presupuesto anual del CDEC SING y del CDEC SIC correspondiente al año 2017 deberá contemplar una glosa o partida que considere los gastos y costos necesarios de implementación del Coordinador y de su Consejo Directivo correspondiente a dicho año calendario.

Artículo cuarto.- El Consejo Directivo deberá presentar a la Comisión para su aprobación, antes del 30 de septiembre de 2017, el presupuesto anual del Coordinador para el año siguiente, el que, además, deberá detallar el plan de trabajo para el respectivo año calendario, identificando las actividades que se desarrollarán, los objetivos propuestos y los indicadores de gestión que permitan verificar el cumplimiento de dichos objetivos, conforme a las funciones definidas en la presente ley.

Para los efectos del financiamiento del Coordinador, el cargo único por servicio público a que hace referencia el artículo 212°-13 deberá ser incorporado en las boletas o facturas emitidas a partir del mes de noviembre de 2017.

Artículo quinto.- El Consejo Directivo del Coordinador constituido conforme al artículo segundo transitorio, deberá presentar a la Comisión, a más tardar cuarenta y cinco días corridos desde su constitución, los Estatutos Internos del Coordinador.

Asimismo, a más tardar ciento veinte días corridos desde su constitución, el Consejo Directivo del Coordinador deberá designar al Director Ejecutivo y a los Ejecutivos principales del organismo conforme a la estructura interna definida en sus Estatutos, la que deberá contemplar unidades, departamento o gerencias que les permita cumplir con las funciones de planificación, coordinación de la operación, coordinación de mercado eléctrico, administración, de información e estadísticas, entre otras. La elección de estos profesionales deberá efectuarse a través de un proceso público, informado y transparente, y sobre una terna de candidatos propuesta por una empresa especializada, de acuerdo a las especificaciones técnicas y procedimentales definidas en los Estatutos Internos del Coordinador.

Artículo sexto.- Los miembros del Directorio del CDEC SIC y del CDEC SING, así como los directores de las direcciones técnicas en ejercicio de dichos organismos, podrán ser propuestos por la empresa especializada a que hace referencia el artículo 2° y 5° transitorios para efectos de la elección de los consejeros del Consejo Directivo y los cargos de Director Ejecutivo o ejecutivos principales del Coordinador. En caso que éstos resulten electos, deberán renunciar a sus cargos en los respectivos CDEC.

Artículo séptimo.- Los miembros titulares o suplentes del Directorio del CDEC SING y del CDEC SIC que se encuentren en ejercicio, a la fecha de publicación de la presente ley en el Diario Oficial, continuarán en sus cargos hasta el 31 de diciembre de 2017, sin perjuicio que deban renunciar a sus cargos por la casual señalada en el artículo 6 ° transitorio anterior.

Artículo octavo.- Para los efectos de asegurar la continuidad de las funciones del CDEC, que serán asumidas por el Coordinador, el primero no podrá disponer de los bienes de su propiedad que sean necesarios para el cumplimiento de dichas funciones hasta doce meses después de iniciadas las mismas, salvo que éstos hayan sido adquiridos previamente por el Coordinador. El Coordinador deberá pagar al CDEC por

el uso o goce temporal de dichos bienes, de acuerdo a los valores de mercado vigentes.

Sin perjuicio de lo anterior, los CDEC deberán ceder al Coordinador el sistema SCADA a precio contable a 31 de diciembre de 2017, el que deberá ser pagado dentro de los primeros seis meses del 2018.

Artículo noveno.- Para los efectos laborales y previsionales, el Coordinador es el continuador legal del CDEC SIC y del CDEC SING. En especial se aplicará lo dispuesto en el artículo 4° del Código del Trabajo.

Artículo décimo.- El proceso de planificación anual de la transmisión troncal correspondiente al año 2016 no se regirá por las normas legales de la presente ley, manteniéndose vigentes a su respecto las disposiciones contenidas en el decreto con fuerza de ley N°4/20.018, de 2006, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la ley General de Servicios Eléctricos.

Por su parte, las normas contenidas en los artículos 87° y siguientes relativas a la planificación de la transmisión entrarán en vigencia a partir del 1° de enero de 2017. Para estos efectos, la propuesta de planificación anual de la transmisión del Coordinador a que hace referencia el inciso primero del artículo 91°, deberá ser enviada a la Comisión en el plazo señalado en dicho artículo por los respectivos CDEC.

Artículo undécimo.- Dentro de los noventa días siguientes a la publicación en el diario oficial de la presente ley, el Ministerio de Energía deberá dar inicio al proceso de planificación energética a que hace referencia los artículos 83° y siguientes.

Artículo duodécimo.- Durante la vigencia del decreto del Ministerio de Energía que fija las tarifas de subtransmisión y sus respectivas fórmulas de indexación para el cuatrienio 2016-2019, la repartición de los ingresos asociados al pago por uso mensual que efectúen las empresas eléctricas que efectúen retiros de energía y potencia desde los sistemas de subtransmisión para empresas concesionarias de servicio público de distribución o usuarios finales, se regirá por las siguientes disposiciones:

a) El ingreso a percibir asociados a costos estándares de inversión, mantención, operación y administración de las instalaciones que entren en operación durante el cuatrienio correspondiente y no consideradas en el Informe Técnico que haya dado origen al decreto señalado, corresponderá al A.V.I.+C.O.M.A. de éstas.

b) El ingreso de las demás instalaciones corresponderá a la diferencia entre el monto total recaudado y la suma de los ingresos señalados en la letra a) precedente; El monto resultante deberá ser distribuido entre las empresas propietarias u operadoras de instalaciones de subtransmisión sobre la base de la proporción que represente el A.V.I.

+C.O.M.A. de cada propietario u operador respecto al A.V.I.+C.O.M.A. total de cada sistema de subtransmisión.

Para efectos de lo señalado en el inciso anterior, la Comisión clasificará fundadamente las nuevas instalaciones en operación dentro de los sistemas de transmisión que corresponda, y determinará su A.V.I.+C.O.M.A. en base al valor de instalaciones de características similares, contenidas en el Informe Técnico referido en la letra a) anterior.

Las modificaciones a las condiciones de aplicación que en virtud de la presente ley corresponda efectuar sobre el decreto señalado en el inciso primero, deberán ser establecidas mediante Decreto del Ministerio de Energía, previo informe de la Comisión, dentro de los noventa días siguientes a la publicación en el diario oficial de la presente ley.

Asimismo, las modificaciones de las condiciones de aplicación que en virtud de la presente ley correspondan efectuar sobre el decreto vigente que fija las instalaciones del sistema troncal para el cuatrienio 2016-2019, deberán ser establecidas mediante Decreto del Ministerio de Energía, previo informe de la Comisión, dentro de los noventa días siguientes a la publicación en el diario oficial de la presente ley. El área de influencia común, el valor de la transmisión por tramo y sus componentes con sus fórmulas de indexación, se mantendrán vigentes hasta el 31 de diciembre de 2019.

Artículo decimotercero.- La Comisión deberá dar inicio al proceso de valorización de los sistemas de transmisión señalado en el artículo 105° el primer día hábil de enero de 2018.

La tasa de descuento que se utilizará en el proceso de valorización de los sistemas de transmisión para el cuatrienio 2020-2024, no podrá ser inferior al siete por ciento ni superior al diez por ciento.

Artículo decimocuarto.- Para efectos de dar inicio al primer proceso de calificación de instalaciones de transmisión y al primer proceso de cálculo de la tasa de descuento a que hacen referencia los artículos 100° y 119°, respectivamente, el plazo señalado en dichos artículos para iniciar los respectivos procesos deberá contabilizarse a partir de 1° de enero de 2018.

Artículo decimoquinto.- A partir de la publicación en el Diario Oficial de la presente ley, deberá iniciarse el proceso de calificación de aquellas nuevas instalaciones que se hayan incorporado al sistema eléctrico. Para estos efectos, la Dirección de Peajes de los CDEC respectivos deberá informar a la Comisión dichas instalaciones.

Artículo decimosexto.- A más tardar el 30 de septiembre de 2017, el CDEC SIC y el CDEC SING deberán implementar de manera conjunta el Sistema de Información Pública del Coordinador a que hace referencia el artículo 72-8, a lo menos, con la información señalada en

las letras a) y d) de dicho artículo, así como toda aquella información que le sea solicitada incorporar por la Comisión con la debida antelación.

Artículo decimoséptimo.- Toda instalación existente a la fecha de publicación de la presente ley deberá certificar el cumplimiento de la normativa técnica correspondiente, en conformidad a lo establecido en el artículo 72°-15. Para ello, dentro del plazo de doce meses desde la publicación de la presente ley, la Superintendencia deberá autorizar los organismos certificadores independientes respectivos. Vencido el plazo anterior, los propietarios de instalaciones existentes tendrán un plazo no superior a dieciocho meses para realizar la certificación a sus instalaciones. En caso de que la certificación de la instalación no pueda ser obtenida por razones fundadas, excepcionalmente el coordinado deberá proponer al Coordinador para su aprobación, el plazo en el que ejecutará las adecuaciones pertinentes, presentando un plan de trabajo con una duración acorde a la magnitud de adecuaciones a realizar, el que no podrá superar 30 meses.

Artículo decimoctavo.- Los servicios complementarios que se estén prestando a la fecha de publicación de la presente ley, se seguirán prestando y remunerando en conformidad a las normas que la presente ley deroga, hasta el 31 de diciembre de 2017.

Por su parte, antes del mes de junio de 2017, los CDEC respectivos deberán presentar a la Comisión la propuesta de servicios complementarios a que hace referencia el inciso tercero del artículo 72°-7, señalando los que pueden ser valorizados a través de un proceso de licitación o a través de un estudio de costos. A más tardar dentro de los treinta días siguientes contados desde la presentación de dicha propuesta, la Comisión definirá los servicios complementarios, metodología de pago y su mecanismo de valorización.

Artículo decimonoveno.- Dentro del plazo de ciento veinte días contado desde la publicación de la presente ley en el Diario Oficial, se deberán dictar los reglamentos que establezcan las disposiciones necesarias para su ejecución. No obstante, mientras los referidos reglamentos no entren en vigencia, dichas disposiciones se sujetarán en cuanto a los plazos, requisitos y condiciones a las disposiciones de esta ley y a las que se establezcan por resolución exenta de la Comisión.

Artículo vigésimo.- El régimen de recaudación, pago y remuneración de la transmisión troncal que la presente ley modifica y el de la transmisión nacional, se regirán por las siguientes reglas:

a) El régimen de recaudación, pago y remuneración de la transmisión troncal que modifica la presente ley, se aplicará hasta el 31 de diciembre de 2018 a las instalaciones troncales existentes y posteriormente a las del sistema nacional.

No obstante lo anterior, el cálculo de los pagos para el año 2018 deberá ser realizado de conformidad a lo siguiente:

1. Los ingresos tarifarios esperados serán valorizados igual a cero. Por su parte, los ingresos tarifarios reales de los tramos del sistema de transmisión nacional serán descontados íntegramente del cálculo del cargo unitario aplicable a clientes finales por el uso del sistema nacional para el año siguiente, particularmente en este caso el año 2019, conforme lo especifique la resolución exenta que la Comisión dicte para estos efectos.

2. El Valor Anual de la Transmisión por Tramo de las instalaciones del sistema de transmisión troncal: Nueva Crucero Encuentro 500/220 kV, Nueva Crucero Encuentro 500 kV-Los Changos 500 kV, Los Changos 500/220 kV, Los Changos 220 kV-Kapatur 220 kV, Los Changos 500 kV-Cumbres 500 kV, Cumbres 500 kV-Nueva Cardones-500 kV, serán remuneradas en su totalidad, mediante un cargo único, por los clientes finales, libres y regulados, que forman parte de los sistemas SIC y SING en la proporción de tiempo en que el flujo por el tramo Los Changos 500 kV-Cumbres 500 kV, presente direcciones hacia cada uno de los referidos sistemas. Los ingresos tarifarios reales de los tramos de las instalaciones señaladas precedentemente serán descontados del respectivo cargo único correspondiente al año 2019.

3. La proporción de tiempo en que el flujo por el tramo Los Changos 500 kV-Cumbres 500 kV, presente direcciones hacia cada uno de los referidos sistemas, se calculará en términos esperados para el año 2018, manteniéndose fija durante todo el período que medie entre los años 2019 y 2034, ambos inclusive.

4. El cálculo del pago por inyección de las centrales generadoras considerará el uso esperado de las instalaciones del sistema eléctrico interconectado, calculando las prorratas de participación en cada tramo para cada central, ajustadas por la proporción que corresponda de aplicar las reglas de pertenencia al Área de Influencia Común. Las prorratas ajustadas se aplicaran sobre la valorización anual de cada tramo, excluyendo los tramos de las instalaciones señaladas en el numeral 2 precedente.

b) Para el período que media entre 1 de enero de 2019 y el 31 de diciembre de 2034 se aplicará el siguiente régimen de pago por las instalaciones del sistema de transmisión nacional:

1. Los ingresos tarifarios esperados serán valorizados igual a cero.

2. Los ingresos tarifarios reales de los distintos tramos de las instalaciones de transmisión nacional, así como de los tramos de las instalaciones señaladas en el número 2 de la letra a) precedente, serán descontados del respectivo cargo único del año siguiente, de conformidad a lo dispuesto en la letra d) siguiente.

3. Las instalaciones del sistema de transmisión nacional que entren en operación a partir del 1 de enero de 2019, serán pagadas íntegramente por los consumidores finales libres y regulados,

mediante un cargo único nacional, exceptuando las instalaciones señaladas en el número 2 de la letra a) precedente.

4. El pago del sistema de transmisión nacional por parte de las centrales generadoras se efectuará de acuerdo a las siguientes reglas:

a) El pago de cada central generadora existente al 31 de diciembre de 2018, se calculará a partir de las prorratas de uso esperado para el cálculo de pago del año 2018, sin considerar los ingresos tarifarios reales y esperados. Estas prorratas de uso se mantendrán fijas durante todo el período que medie entre los años 2019 y 2034, ambos inclusive, aplicándose éstas sobre el valor anual de transmisión de cada tramo, debidamente indexado.

b) El pago de las centrales generadoras para el período 2019-2034 se ajustará anualmente por los factores de ajuste contenidos en la siguiente tabla:

Año	Factores de ajuste pago centrales
2019	80%
2020	75%
2021	69%
2022	64%
2023	59%
2024	53%
2025	48%
2026	43%
2027	37%
2028	32%
2029	27%
2030	21%
2031	16%
2032	11%
2033	5%
2034	0%

c) Las centrales generadoras que entren en operación a partir del 1° de enero de 2019, concurrirán al pago por el uso del sistema de transmisión nacional conjuntamente con las centrales

generadoras existentes, a contar del año en que ingresen, en la proporción que corresponda a dicho año y para cada año siguiente, de acuerdo a la tabla anterior. Para estos efectos, se establecerá una prorrata en función de la capacidad instalada de las nuevas centrales respecto de la capacidad instalada total, que considera las centrales existentes al 31 de diciembre de 2018 y las nuevas centrales. Dicha proporción, conformará la disminución del pago de las centrales existentes, manteniendo la prorrata por uso esperado indicada en la letra a) precedente para estas últimas. La proporción correspondiente de cada nueva central será aplicada para determinar su correspondiente pago.

5. Una vez determinados los pagos asociados a la totalidad de las centrales eléctricas, se deberán aplicar las reglas de exenciones de peajes a las centrales de medios de generación renovables no convencionales que esta ley deroga. Las mencionadas exenciones serán remuneradas por los consumidores finales libres y regulados. Para dichos efectos tendrán un tratamiento equivalente al resto de las exenciones de pago de centrales descritos en el presente artículo. La metodología para determinar el cálculo para la aplicación de esta regla de pago se especificará en una resolución exenta que la Comisión dicte al efecto.

c) Sin perjuicio de lo señalado precedentemente, los propietarios de las centrales generadoras podrán sujetarse a un mecanismo de rebaja del pago por uso del sistema de transmisión nacional en forma proporcional a la energía contratada con sus clientes finales, libres o regulados. El monto de esta rebaja será incorporada a la determinación del cargo único nacional aplicable a los usuarios finales.

Para los efectos de determinar el monto de la rebaja del pago por uso del sistema de transmisión nacional por parte de las centrales generadoras, se aplicarán las siguientes reglas:

1. Las empresas generadoras que celebren contratos de suministro eléctrico una vez publicada la ley y cuyo inicio de suministro sea posterior al 1° de enero de 2019, se exceptuarán del pago de transmisión por inyección que le corresponde, en la proporción entre la energía contratada en dicho período para el correspondiente año y la energía firme de la totalidad de sus centrales generadoras. Sin perjuicio de lo anterior, dicha proporción no podrá ser superior a 100%.

2. Las empresas generadoras que tengan contratos de suministro vigentes al momento de la publicación de la presente ley, podrán optar por efectuar una modificación a dichos contratos, que tenga por objeto descontar el monto por uso de la transmisión nacional incorporado en el precio del respectivo contrato de suministro, de manera tal de poder acceder a la rebaja del pago de la transmisión asociada al volumen de energía contratada, en las mismas condiciones señaladas en el numeral 1 precedente.

Para estos efectos, la empresa generadora deberá descontar del precio del respectivo contrato de suministro un cargo equivalente por transmisión (CET), el que será determinado por la Comisión,

en forma independiente para cada empresa generadora que lo solicite. La metodología para determinar dicho cargo deberá estar contenida en una resolución exenta que la Comisión dicte al efecto.

Una vez que la Comisión determine el valor del CET a descontar, la empresa generadora deberá presentar, para aprobación de la Comisión, la modificación del respectivo contrato de suministro en la que se materialice el descuento de dicho monto del precio total de la energía establecida en el contrato. Esta modificación contractual deberá ser suscrita con acuerdo del respectivo cliente.

3. Se establece el plazo de dos años a contar de la publicación de la presente ley, para que las empresas generadoras puedan ejercer la facultad de optar a la rebaja señalada en el numeral 2 precedente. Para el caso que no ejerza dicha facultad, se les aplicará el régimen de pago señalado en la letra b), número 4.

d) Para efectos de determinar el cargo por el uso del sistema de transmisión nacional aplicable a los clientes finales, libres y regulados, para el período que medie entre 1° de enero de 2019 y el 31 de diciembre de 2034, se aplicarán las siguientes reglas:

1. Las disminuciones de pagos por el uso de las instalaciones del sistema de transmisión nacional por parte de las centrales generadoras serán asumidas íntegramente por los consumidores finales libres y regulados mediante un cargo único.

2. Los ingresos tarifarios esperados serán valorizados igual a cero.

3. Los ingresos tarifarios reales de los tramos del sistema de transmisión nacional serán descontados íntegramente del cálculo del cargo único aplicable a clientes finales, libres o regulados, por el uso del sistema de transmisión nacional para el correspondiente año siguiente.

4. Para los clientes finales, libres o regulados con una potencia conectada igual o superior a 15.000 kilowatts se aplicaran los siguientes cargos únicos, determinados según las reglas que a continuación se señalan:

a) Se establecerán cuatro cargos únicos diferenciados por el sector desde donde se efectúen los retiros de energía. Para tales efectos se definen cuatro sectores, según si las barras desde donde se efectúa el consumo han pertenecido al SING o al SIC previo a la interconexión, y conjuntamente según si las referidas barras se encuentran fuera o dentro del Área de Influencia Común vigente en cada año de cálculo. Para efectos de lo anterior, se entenderá que las nuevas barras de suministro que aparezcan a partir del 1° de enero de 2018 se asociarán a las barras que pertenecían al SIC previo a la interconexión, si se interconectan al sur de Los Chagos 500 kV.

b) Se determinará un cargo único de transición de cada sector como la valorización de las instalaciones de transmisión nacional, incluidas las instalaciones que entren en operación a partir del 1 de enero de 2019 señaladas en la letra b), número 3, asociadas al correspondiente sector, más la suma de las valorizaciones de las instalaciones señaladas en la letra a), número 2, asignada al correspondiente sector de acuerdo a la metodología descrita en el mismo numeral, descontando la valorización de los pagos de las centrales generadoras de conformidad a lo señalado en las letras b), número 4, y c) anteriores, asociadas al correspondiente sector y descontando los ingresos tarifarios reales del año anterior de las instalaciones asociadas al correspondiente sector, todo lo anterior dividido por el consumo total esperado en el correspondiente sector.

c) Se define un cargo único nacional referencial, como la valorización de la totalidad de las instalaciones del sistema de transmisión nacional, incluidas las instalaciones que entren en operación a partir del 1 de enero de 2019 señaladas en la letra b), número 3, e incorporada la valorización total de las instalaciones indicadas en la letra a), número 2, descontando la valorización de los pagos de las centrales generadoras del correspondiente año de conformidad a lo señalado en las letras b), número 4, y c) anteriores, y descontando los ingresos tarifarios reales totales del año anterior, todo lo anterior, dividido por los retiros totales del sistema.

d) Sobre la base de lo señalado precedentemente, se define el cargo único a clientes finales con una potencia conectada igual o superior a 15.000 kilowatts a aplicar a cada sector como una fracción anual del cargo único de transición determinado conforme a lo establecido en el literal b) anterior, más el cargo nacional referencial determinado conforme el literal c) precedente multiplicado por la diferencia de uno y la referida fracción anual. La fracción anual señalada precedentemente tendrá un valor igual a uno para el año 2019 y disminuirá progresivamente en un quinceavo cada año, de modo tal de alcanzar un valor igual a cero en el año 2034.

5. Para los clientes finales, libres o regulados, con una potencia conectada inferior a 15.000 kilowatts se determinará un único cargo equivalente que permita remunerar, en proporción a sus consumos, el sistema de transmisión nacional, el que corresponderá al promedio ponderado de los cuatro cargos determinados conforme el literal d) del numeral 4 anterior, ponderados por el consumo esperado total de los clientes finales con potencia conectada inferior a 15.000 kilowatts para el Área y grupo de barras correspondiente asociado de cada cargo.

6. El detalle de cálculo de los cargos determinados en la presente letra d), así como la forma en que se descontarán los Ingresos Tarifarios para la determinación de éstos, será establecido en la resolución exenta que la Comisión dicte para estos efectos.

Artículo vigesimoprimer.- Increméntase la dotación consignada en la ley de Presupuestos del Sector Público del año 2016 en 25 cupos, según la siguiente distribución:

- a) Subsecretaría de Energía, en 9 cupos;
- b) Comisión Nacional de Energía, en 8 cupos, y
- c) Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en 8 cupos.

Artículo vigesimosegundo.- El mayor gasto que represente la aplicación de esta ley durante el primer año presupuestario de entrada en vigencia se financiará con cargo al presupuesto del Ministerio de Energía, y en lo que faltare el Ministerio de Hacienda podrá suplementarlo con cargo a la partida presupuestaria del Tesoro Público.

Artículo vigesimotercero.- Facúltase al Presidente de la República para que, dentro del plazo de un año contado desde la publicación de esta ley, mediante uno o más decretos con fuerza de ley expedidos a través del Ministerio de Energía, introduzca al decreto con fuerza de ley N°4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, ley General de Servicios Eléctricos, las adecuaciones de referencias, denominaciones, expresiones y numeraciones, que sean procedentes a consecuencia de las disposiciones de esta ley.

Esta facultad se limitará exclusivamente a efectuar las adecuaciones que permitan la comprensión armónica de las normas legales contenidas en el decreto con fuerza de ley N°4, de 2006, referido con las disposiciones de la presente ley, y no podrá incorporar modificaciones diferentes a las que se desprenden de esta ley.”.

- - -

Acordado en sesiones celebradas los días 2, 7, 16, 21 y 23 de marzo de 2016, con asistencia de los Honorables Senadores señor Alejandro García-Huidobro Sanfuentes (Presidente), señora Isabel Allende Bussi y señores Alejandro Guillier Álvarez, Jorge Pizarro Soto y Baldo Prokurica Prokurica.

Sala de la Comisión, a 30 de marzo de 2016.

Ignacio Vásquez Caces
Secretario

RESUMEN EJECUTIVO

INFORME DE LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA, recaído en el proyecto de ley que establece nuevos sistemas de transmisión de energía eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional

(Boletín N° 10.240-08)

- I. OBJETIVOS DEL PROYECTO PROPUESTO POR LA COMISIÓN:** Persigue, fundamentalmente: a) lograr que la transmisión eléctrica favorezca el desarrollo de un mercado de generación más competitivo, para bajar los precios de energía a cliente final, libre y regulado; b) incorporar en la planificación de la transmisión una perspectiva de largo plazo que permita considerar una visión estratégica del suministro eléctrico, los intereses de la sociedad, el cuidado del medio ambiente y el uso del territorio; c) mejorar los estándares de seguridad y calidad de servicio del sistema, promoviendo esquemas que incentiven su cumplimiento y compensen a los usuarios frente a indisponibilidades; d) robustecer e independizar al coordinador del sistema, y e) incorporar al Estado, como garante del bien común, en la definición de los trazados y emplazamiento de los nuevos sistemas de transmisión, especialmente en aquellos de servicio público, incluyendo aspectos ambientales, territoriales, ciudadanos, técnicos y económicos en la definición de trazados de líneas de transmisión; considerando un esquema de participación ciudadana en la determinación del uso del territorio en el emplazamiento de redes de transmisión; y creando un esquema de información pública del uso del territorio para el emplazamiento de redes de transmisión.
- II. ACUERDOS:** Aprobada la idea de legislar por unanimidad 4x0.
- III. ESTRUCTURA DEL PROYECTO APROBADO POR LA COMISIÓN:** Consta de dos artículos permanentes y veintitrés transitorios.
- IV. NORMAS DE QUÓRUM ESPECIAL:** El inciso quinto del artículo 95, contenido en el numeral 4) del artículo 1°, es de quórum calificado, en conformidad con lo prescrito en los incisos segundo del artículo 8° y tercero del artículo 66, ambos de la Constitución Política de la República.
- V. URGENCIA:** Suma.

- VI. ORIGEN E INICIATIVA:** El proyecto se originó en Mensaje de S.E. la Presidenta de la República.
- VII. TRÁMITE CONSTITUCIONAL:** Segundo.

- VIII. APROBACIÓN POR LA CÁMARA DE DIPUTADOS:** Fue aprobado por 92 votos a favor, dos votos en contra y seis abstenciones.
- El inciso quinto del artículo 95, contenido en el numeral 4) del artículo 1º, fue aprobado por 94 votos a favor, dos votos en contra y tres abstenciones.
- IX. INICIO TRAMITACIÓN EN EL SENADO:** 20 de enero de 2016.
- X. TRÁMITE REGLAMENTARIO:** Primer informe. Pasa a la Sala.
- XI. LEYES QUE SE MODIFICAN O QUE SE RELACIONAN CON LA MATERIA:**
1) Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018, del 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley General de Servicios Eléctricos.
2) Ley N° 18.410, que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Ignacio Vásquez Caces
Secretario

Valparaíso, 30 de marzo de 2016.

ÍNDICE

	Página
Objetivos del proyecto	5
Antecedentes normativos	6
Mensaje del Ejecutivo	6
Estructura del proyecto de ley	15
Informe financiero	17
Discusión en general	18
Votación idea de legislar	79
Texto del proyecto de ley	79
Resumen ejecutivo	144
Anexos	147

ANEXOS

• Documentos de Chile Sustentable	148
• Documentos de Corporación Privada para el Desarrollo de Aysen	154

**DOCUMENTO ELABORADO POR CHILE SUSTENTABLE
(23/03/2016)**

Proyecto de ley Carretera Eléctrica
Compromisos Gobierno – Senado

Por medio del presente instrumento, los Senadores que suscriben acuerdan aprobar en general el proyecto de ley sobre “Carretera Eléctrica”, y el Gobierno presentar las indicaciones que materialicen los aspectos de este protocolo:

1. Naturaleza Jurídica de la Carretera Eléctrica: Se establecerá en la ley una definición de “Carretera Eléctrica Pública”, como un instrumento de carácter público, que incluye un procedimiento para construir las líneas eléctricas consideradas como parte de la misma y que asegure que éstas presenten determinadas características. La característica esencial de esta carretera es que el Estado otorga la concesión e impone la servidumbre sobre una franja de terreno, a favor de un inversionista para que éste construya y opere la línea de transmisión por un plazo determinado.

2. Se establecerá de común acuerdo un plazo de vigencia para la operación de las concesiones eléctricas asociadas a una línea de transmisión, desarrollada bajo el concepto de carretera eléctrica, de acuerdo a los impactos que ello pueda producir al sistema tarifario y a los precios de la energía, entre otros aspectos de la Ley General de Servicios Eléctricos. El plazo no podrá superar los 25 años.

3. Mecanismos de Participación ciudadana, conflictos por uso del territorio y aplicación del Convenio 169: Se contemplará en el proceso de Estudio de Franja Troncal (EFT) un procedimiento de participación ciudadana y donde las comunidades y organizaciones, podrán presentar sus argumentos en el marco del EFT. Este procedimiento tendrá por objeto balancear los intereses en competencia y legitimar el resultado del trazado, complementando el análisis técnico del EFT. Para este diseño se considerarán las mejores prácticas a nivel nacional e internacional, en especial el derecho de los actores para participar en la determinación de los impactos a analizar en los estudios que se realicen.

La consulta indígena que establece el Convenio 160 de la OIT, se contemplará en el proceso de Estudio de Franja Troncal.

4. Evaluación de Impacto Ambiental: la franja que contemple la carretera respectiva deberá someterse al estudio de impacto

ambiental contemplado en la ley No. 19.300 y sus leyes complementarias, respetando el principio de “indivisibilidad” de los proyectos a evaluar ambientalmente. El informe técnico que contiene el estudio de franja troncal y la resolución que lo aprobó deben formar parte del estudio de impacto ambiental del proyecto respectivo.

5. Facultad del Ministro de Energía para modificar el trazado aprobado por el Comité Interministerial: Se acuerda eliminar esta facultad del proyecto de ley.

6. Fomento a las ERNC: Para el aprovechamiento real de energía generada en polos de generación de ERNC, se modificará el voltaje de transmisión contemplado en el proyecto de ley (220kV), para hacer viable el ingreso de proyectos pequeños que utilicen estas líneas, en especial los que transmiten en media y baja tensión. Asimismo, se explicitará en la ley la inclusión obligatoria dentro del ETT de la figura de “Polos de generación”, que generen los ramales y holguras temporales en el sistema de transmisión troncal, para el desarrollo de proyectos de generación ERNC en los lugares que exista potencial de generación. El objetivo será integrar estos polos progresivamente al proceso de planificación en la medida que cumplan determinados criterios objetivos.

7. Pago de los ramales y pago de la holgura: El proyecto de ley contendrá una fórmula que asegure que los consumidores no sufrirán una carga adicional excesiva, y que fomente de manera exclusiva proyectos de generación de energía renovables no convencionales.

8. Fomento a los polos de desarrollo: Se analizarán mecanismos que permitan fomentar el desarrollo de polos de generación que aprovechen la utilización de recursos naturales renovables existentes en el país para la producción de energía eléctrica a través del mejoramiento de los actuales procesos de expansión.