

INFORME DE LA COMISIÓN MIXTA
encargada de proponer la forma y modo de resolver las discrepancias producidas entre el Senado y la Cámara de Diputados, respecto del 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

**HONORABLE CÁMARA DE DIPUTADOS,
HONORABLE SENADO:**

La Comisión Mixta constituida en conformidad a lo dispuesto por el artículo 71 de la Constitución Política de la República, tiene el honor de proponer la forma y modo de resolver las divergencias surgidas entre el Senado y la Cámara de Diputados durante la tramitación del proyecto de ley de la referencia, iniciado en Mensaje de S.E. la Presidenta de la República.

- - -

En sesión celebrada el 21 de junio de 2016, la Cámara de Diputados, esto es, la Cámara de origen, designó como miembros de la Comisión Mixta a los Honorables Diputados señoras Paulina Núñez Urrutia y Yasna Provoste Campillay y señores Miguel Ángel Alvarado Ramírez, Sergio Gahona Salazar y Luis Lemus Aracena. Cabe señalar que la Honorable Diputada señora Núñez fue reemplazada por el Honorable Diputado señor Jorge Rathgeb Schifferli.

El Senado, por su parte, en sesión celebrada en la misma fecha, designó como integrantes de la Comisión Mixta a los integrantes de la Comisión de Minería y Energía, Honorables Senadores señora Isabel Allende Bussi y señores Alejandro García-Huidobro Sanfuentes, Alejandro Guillier Álvarez, Jorge Pizarro Soto y Baldo Prokurica Prokurica. Posteriormente, el Senador señor Prokurica fue reemplazado por el Honorable Senador señor Manuel José Ossandón Irarrázabal.

Prevía citación del señor Presidente del Senado, la Comisión Mixta se constituyó el día 4 de julio de 2016, con la asistencia de sus miembros, Honorables Senadores señora Allende y señores García-Huidobro, Guillier, Ossandón y Pizarro, y Honorables Diputados señora Provoste y señores Alvarado, Gahona, Lemus y Rathgeb. En dicha oportunidad, eligió por unanimidad como Presidenta a la Honorable Senadora señora Allende, y acordó que el reglamento por el que se regiría sería el del Senado. Enseguida, se abocó al cumplimiento de su cometido.

Asistió a la sesión celebrada por la Comisión Mixta, además de sus integrantes, el Honorable Senador señor De Urresti.

Del mismo modo concurrieron, en representación del Ejecutivo, el Ministro de Energía, señor Máximo Pacheco; el Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, señor Andrés Romero; la Jefa del Departamento Jurídico de la CNE, señora Carolina Zelaya, y los abogados señores Fernando Dazarola y Felipe Venegas.

Además, asistieron las siguientes personas:

- El asesor de la SEGPRES, señor Felipe Ponce.
- Los asesores parlamentarios que se indican: de la oficina del Senador señor Ossandón, el señor José Huerta; de la oficina del Senador señor Guillier, la señorita Natalia Alviña y el señor Fernando Navarro; de la oficina de la Senadora señora Allende, el señor Alejandro Sánchez; de la Bancada PC-IC de la Cámara de Diputados, la señora Jennifer Tapia; de la oficina del Diputado señor Lemus, el señor Juan Molina; de la oficina del Senador señor Pizarro, su Jefe de Gabinete señora Kareen Herrera; de la oficina de la Diputada señora Núñez, el señor Juan Ignacio Gómez; de la Bancada DC de la Cámara de Diputados, el señor Rodrigo Vega.
- La Directora de Chile Sustentable, señora Sara Larraín, y la coordinadora señora Pamela Poo.
- La abogada del Instituto Libertad y Desarrollo, señorita Cristina Torres.
- El especialista de la Fundación Jaime Guzmán, señor Sebastián Sotelo.
- El Presidente de CODESA, señor Patricio Segura.

- - -

NORMAS DE QUÓRUM ESPECIAL

A juicio de vuestra Comisión Mixta, 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.

- - -

DESCRIPCIÓN DE LAS NORMAS EN CONTROVERSIA Y ACUERDOS DE LA COMISIÓN MIXTA

A continuación se efectúa una relación de las diferencias suscitadas entre ambas Corporaciones durante la tramitación de la iniciativa, así como de los acuerdos adoptados a su respecto.

En tercer trámite constitucional, la Cámara de Diputados, mediante oficio N° 12.637, de 21 de junio de 2016, comunicó haber aprobado las enmiendas introducidas al proyecto de ley por el Senado, en segundo trámite constitucional, con excepción de las recaídas en las siguientes normas del artículo 1°, numeral 4): incisos segundo y tercero del artículo 85°; inciso tercero del artículo 92°; incisos segundo y séptimo del artículo 93°, y en el artículo 97°, todas las cuales rechazó.

Artículo 1°.-

Introduce 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.

Numeral 4)

Reemplaza el Título III de la ley por otro, cuyo epígrafe es el siguiente: "Título III: De los Sistemas de Transmisión Eléctrica".

Artículo 85°.-

La norma aprobada en primer trámite constitucional por la Honorable Cámara de Diputados, refiriéndose a la definición de polos de desarrollo, dispone, en su inciso primero, que en la planificación energética de largo plazo el Ministerio identificará las áreas donde pueden existir polos de desarrollo de generación.

En su inciso segundo, entiende 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.

En su inciso tercero, somete a las obras nuevas de los sistemas de transmisión para polos de desarrollo al estudio de franja que dispone el artículo 93, y a evaluación ambiental estratégica conforme lo señalado en dicho artículo.

En segundo trámite constitucional el Honorable Senado acordó modificar este artículo, en el siguiente sentido:

- En el inciso primero, reemplazó su epígrafe por el de “Definición de Polos de Desarrollo de Generación Eléctrica”, y agregó, después de la palabra “generación”, la locución “eléctrica, en adelante polos de desarrollo”.

- El inciso segundo lo sustituyó por otro, al tenor del cual se entiende por polos de desarrollo a aquellas zonas territorialmente identificables en el país, ubicadas en las regiones en las que se emplaza el Sistema Eléctrico Nacional, donde existen recursos para la producción de energía eléctrica proveniente de energías renovables, cuyo aprovechamiento, utilizando un único sistema de transmisión, resulta de interés público por ser eficiente económicamente para el suministro eléctrico, debiendo cumplir con la legislación ambiental y de ordenamiento territorial. La identificación de las referidas zonas tendrá en consideración el cumplimiento de la obligación establecida en el artículo 150° bis, esto es, que una cantidad de energía equivalente al 20% de los retiros totales afectos en cada año calendario, haya sido inyectada al sistema eléctrico por medios de generación renovables no convencionales.

- El inciso tercero lo reemplazó por los dos siguientes:

“En la identificación de las áreas donde pueden existir polos de desarrollo de generación, el Ministerio deberá elaborar un Informe Técnico que especifique una o más zonas que pudiesen cumplir lo señalado en el inciso anterior, distinguiendo cada tipo de fuente de generación. El proceso de elaboración del referido informe 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 reglamento establecerá los criterios y aspectos metodológicos a ser considerados en la identificación de los polos de desarrollo.”.

En tercer trámite constitucional, la Cámara de origen rechazó las modificaciones acordadas por el Senado para los incisos segundo y tercero.

Al comenzar la discusión de estas divergencias en la Comisión Mixta, el **señor Ministro de Energía** recordó que originalmente el proyecto de ley fue ingresado a tramitación en la Cámara de Diputados sin hacer referencia a ningún porcentaje de ERNC. Más tarde, agregó, la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de origen estableció la exigencia de un 70% de ERNC para Polos de Desarrollo, porcentaje que se redujo a 20% en la Comisión de Hacienda de la misma Cámara.

Según dijera el personero de Gobierno, discutir el porcentaje de ERNC que se quiere como país no tiene relación con los porcentajes de los Polos de Desarrollo, e incluso puede producir un efecto no deseado en esta materia. En efecto, arguyó, al tenor del Estudio de Cuencas encargado por el Ministerio de Energía si se establecen porcentajes de

ERNC en función de los Polos se impacta el desarrollo de esta clase de energías al reducirse a menos de la mitad la potencialidad en materia de hidroelectricidad, sin perjuicio de que, además, la transmisión eléctrica continuará siendo la gran barrera a la entrada para el ingreso de minihidros. Consecuencialmente, el Estado sólo podrá impulsar un Polo de Desarrollo en zonas que presenten un potencial de generación en ERNC superior al 20%.

Las minihidros, prosiguió el personero, son fuentes de energía deseables, por cuanto son limpias, económicas y motivan más competencia en un mercado donde esta condición es escasa. En ese marco establecer un límite porcentual implica un golpe significativo al desarrollo potencial hidroeléctrico de Chile y, particularmente, se transforma en un desincentivo al incremento de pequeñas centrales hídricas, todo lo cual va en detrimento de la democratización de la energía. Al respecto, el señor Ministro comentó haber recibido una carta de la Asociación de Pequeñas y Medianas Centrales Hidroeléctricas (APEMEC), en la que esta organización gremial aboga por la necesidad de que no exista un porcentaje de ERNC a nivel de Polos de Desarrollo, con el objeto de seguir creciendo como sector.

La **Honorable Diputada señora Provoste** afirmó que esta discusión se asemeja a aquella sostenida en materia de cuotas de equidad de género, por cuanto se argumenta en el mismo sentido: fijar un porcentaje es limitar el ingreso de quienes serán beneficiados. Sin embargo, adujo, de lo que se trata es de tener una voluntad política más consistente de fortalecimiento de las ERNC en el desarrollo de iniciativas importantes. Los Polos de Desarrollo, añadió, son favorecedores de aquello y constituyen una figura relevante que impone al Estado establecer metas altas en materia de ERNC.

Por otra parte, luego de valorar positivamente que dentro de la agenda energética se haya impulsado la creación de minihidros, acotó que, como merced a lo dispuesto en el artículo 74° del proyecto deja de ser una preocupación para las pequeñas centrales hidroeléctricas lo relativo a las subestaciones de transmisión, establecer porcentajes de ERNC a propósito de los Polos de Desarrollo no sería obstáculo para avanzar en una definición más clara en la materia.

A su turno, el **Honorable Diputado señor Gahona** manifestó su parecer contrario al establecimiento de porcentajes o cuotas en la materia. Opinó que establecer un porcentaje de ERNC para los Polos de Desarrollo reducirá considerablemente el potencial hidroeléctrico del país, debido a que las minihidros por sí solas no pueden soportar el costo económico de una línea de transmisión. Al fijarse un porcentaje, dijo, se perderán más de 6.000 MW de potencial hidroeléctrico. En este sentido propuso fomentar las ERNC mediante otros mecanismos, por ejemplo de carácter tributario.

El **Honorable Senador señor Pizarro** previno que, si lo que se pretende es establecer condiciones para promover las minihidros y otras formas de ERNC, lo ideal en lo que concierne al punto en discusión sería no limitar los polos de desarrollo de generación eléctrica con

un piso mínimo –mediante un determinado porcentaje- de esta clase de energías.

Pensar en un porcentaje mínimo, agregó, puede desvirtuar el objetivo del proyecto de ley en estudio. El principal problema que nos afecta como país radica en la falta de acceso a las líneas de transmisión eléctrica. La experiencia demuestra que una serie de proyectos energéticos mediante fuentes no convencionales no pueden acoplarse al segmento de transmisión, tal como ocurre con la pequeña central de pasada que se encuentra en el embalse La Paloma, en la IV Región, que está impedida de llevar la energía que produce.

El **Honorable Diputado señor Lemus** señaló que, en circunstancias que resulta relevante la innovación de los Polos de Desarrollo en este proyecto de ley, el problema radica en cómo se promueven las ERNC y quién determina este aspecto. Donde sólo existan proyectos grandes, dijo, no existirá porcentaje alguno de ERNC, considerando además que existe concentración de derechos de aguas. El temor que se suscita es que los Polos de Desarrollo se transformen en verdaderas zonas de sacrificio. En materia de energía solar y eólica no se producirá el inconveniente señalado, por cuanto se podrá retirar esa energía al construir la línea. Pero, con todas las garantías que presenta el proyecto, cuando se decreta un Polo de Desarrollo se provocará un impacto, motivo por el cual se estableció la restricción.

El **Honorable Senador señor Guillier** expresó su inquietud por la circunstancia de que, existiendo sólo razones de costo y de imposibilidad de crear líneas de transmisión, al establecer porcentajes de ERNC en los Polos de Desarrollo se termine por limitar este tipo de energía.

El **Honorable Senador señor García-Huidobro** indicó que, siendo las dudas planteadas razonables en función de la complejidad del tema, es necesario defender las ERNC y, específicamente, las energías limpias, sin menoscabar su desarrollo.

El **Honorable Diputado señor Alvarado** abogó por la necesidad de adoptar una mirada prospectiva en esta materia, en el entendido de que las ERNC requieren de un plazo extenso para su instalación y entrada en función, con un alto nivel de desarrollo de ingeniería. Asimismo, dijo, se deben considerar otras variables que también influyen cuando se pretende fomentar las ERNC, como el cambio climático y la sequía.

La **Honorable Senadora señora Allende** destacó que, en circunstancia de que no existe intención alguna de cuestionar la promoción de las ERNC, la discusión debe focalizarse en cómo lograr potenciarlas al máximo en aquellos lugares donde existe la capacidad para desarrollarlas y en cómo se facilita que esa energía llegue a las líneas de transmisión. En ese marco, adujo, exigir un porcentaje en esta materia disminuye el rol de las pequeñas centrales hidroeléctricas.

El **señor Ministro de Energía** hizo hincapié en que la presente iniciativa legal busca situar la transmisión delante de la generación, por cuanto sólo los grandes proyectos pueden hacerse cargo de los costos de la transmisión, no así los pequeños. Con la modificación legal que se propone podrán ingresar nuevos actores a un mercado donde existe escasa competencia. Lo que se quiere es terminar con una barrera a la entrada de nuevos actores representada por un sistema de transmisión que no favorece a las minihidros, cuando nuestro país necesita urgentemente contar con hidroelectricidad de pequeña escala. Además el Estado debe coordinar a los agentes en el mercado, porque se trata de la provisión de un servicio público. A modo de ejemplo, existen tres parques eólicos donde cada uno de ellos cuenta con su propia línea de transmisión, lo cual no es razonable desde ningún punto de vista.

El **Honorable Senador señor De Urresti**, luego de advertir sobre la escasa representación de Parlamentarios de la zona sur del país en las comisiones que analizan materias energéticas, expresó que el debate sobre energía hidroeléctrica debería atender a las regiones donde se encuentra la mayor potencialidad en esta materia. Esta carencia determina, por ejemplo, que en la Provincia de Ranco, sector con alta población indígena, las minihidros han ido avanzando sin la realización de Estudios de Impacto Ambiental (EIA) -al ser excluidos de esta obligación por la legislación- y sin consulta indígena. Todo permite prever que con el tiempo esta zona se transformará en un Polo de Desarrollo, en circunstancia que los derechos de agua se encuentran a nombre de personas que viven en la capital. En razón de lo anterior, el señor Senador manifestó sus dudas ante la posibilidad de no contemplar porcentajes de ERNC en estos Polos.

Al respecto, el señor Senador estuvo por evitar todo error al momento de legislar en esta materia, considerando que se anuncia un cambio climático de vastas proporciones. Establecer un porcentaje en materia de ERNC, adujo, constituiría un clara señal indiciaria en este sentido. El punto es si existe voluntad del Ejecutivo de incluir a todas las minihidros en los EIA y en las consultas indígenas.

A continuación, el señor Senador abogó por la necesidad de establecer una Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) por provincias. En su opinión sería inadecuado hacerlo por regiones, debido a las diferencias que pueden existir entre unas y otras.

Al finalizar, manifestó su deseo de que las ERNC sean fomentadas en un marco de respeto a los pueblos originarios y al medioambiente y con pertinencia al territorio.

A continuación, la señora Presidenta declaró cerrado el debate.

En lo que concierne al inciso segundo, relativo a la definición de polos de desarrollo:

Los Honorables Diputados señora Provoste y señores Alvarado y Lemus formularon indicación para sustituir este inciso segundo por otro, del siguiente tenor:

“Se entenderá por polos de desarrollo a aquellas zonas territorialmente identificables en el país, ubicadas en las regiones en las que se emplaza el Sistema Eléctrico Nacional, donde existen recursos para la producción de energía eléctrica proveniente de energías renovables, cuyo aprovechamiento, utilizando un único sistema de transmisión, resulta de interés público por ser eficiente económicamente para el suministro eléctrico, debiendo cumplir con la legislación ambiental y de ordenamiento territorial. Con todo, la identificación de las referidas zonas tendrá como requisito el cumplimiento del límite consistente en que a lo menos un 30% de la energía eléctrica a ser producida, en relación al potencial total de generación previsto para cada caso de polo, provenga de energías renovables no convencionales.”.

- Esta indicación fue retirada por sus autores.

Enseguida, el Ejecutivo planteó la conveniencia, por las razones que ya se han consignado, de acoger el texto de la norma en la forma acordada por el Senado.

- Sometido a votación el texto que el Senado propuso para el inciso segundo del artículo 85°, fue aprobado en los mismos términos por la unanimidad de los miembros de la Comisión Mixta, Honorables Senadores señora Allende y señores García-Huidobro, Guillier, Ossandón y Pizarro, y Honorables Diputados señora Provoste y señores Alvarado, Gahona, Lemus y Rathgeb.

En cuanto al inciso tercero:

Los Honorables Diputados señora Provoste y señores Alvarado y Lemus formularon indicación para sustituir este inciso tercero por otro, del siguiente tenor:

“El Ministerio deberá elaborar un informe técnico por cada polo de desarrollo, que especifique una o más zonas que pudiesen cumplir lo señalado en el inciso anterior, distinguiendo cada tipo de fuente de generación. Para estos efectos y antes de la emisión del señalado informe, el Ministerio deberá realizar una evaluación ambiental estratégica en cada provincia o provincias donde se encuentren uno o más polos de desarrollo, conforme a lo establecido en el Párrafo 1° bis del Título II de la ley N° 19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente.”.

La **Honorable Diputada señora Provoste** sostuvo que el fundamento de la modificación responde a que a nivel provincial existirá una mayor participación -que a escala regional- al momento de realizar la EAE, donde se discutirá el impacto del correspondiente Polo de Desarrollo. Así, el nivel regional aleja mucho la discusión del impacto que puede tener un Polo de Desarrollo en una

determinada cuenca, por lo cual se pretende acercar la participación al lugar donde la cuenca existe.

El **Honorable Diputado señor Lemus** destacó que esta iniciativa legal despejó de forma correcta el tema de la franja de la línea de transmisión mediante la evaluación ambiental estratégica, lo que permite la elección del mejor trazado. Sin embargo, este mismo instrumento debió integrarse polo por polo. Añadió que lo más adecuado es realizar este estudio en forma provincial, de acuerdo a los mayores niveles de participación que se lograrían.

El **Honorable Diputado señor Gahona** recordó que la EAE corresponde a un proceso de evaluación de los sistemas de planificación energética. En este sentido, precisó que dichos territorios deben coincidir con la estrategia regional de desarrollo, por lo cual su preocupación es que pueda quedar salvaguardada la posibilidad que un grupo de provincias puedan implicar una región.

Ante la pregunta del **Honorable Senador señor Guillier** respecto a que si la idea de provincia o provincias se refiere a un área homogénea, esto es, homogeneidad territorial, el **señor Ministro** contestó que efectivamente ese es el sentido de la norma en estudio.

Por su parte, el Ejecutivo también presentó indicación para este inciso tercero, que, en lo fundamental, recoge el texto acordado por el Senado, con la siguiente redacción:

“El Ministerio deberá elaborar un Informe Técnico por cada polo de desarrollo, que especifique una o más zonas que cumplan con lo prescrito en el inciso anterior, distinguiendo cada tipo de fuente de generación. Para estos efectos y antes de la emisión del señalado informe, el Ministerio deberá realizar una evaluación ambiental estratégica en cada región o regiones donde se encuentren uno o más polos de desarrollo, 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 **señor Ministro de Energía** fue partidario de modificar esta última indicación, en el sentido de acoger el planteamiento de los Honorables Diputados. Así, la evaluación ambiental estratégica tendrá lugar en cada provincia o provincias donde existan polos de desarrollo. De esta manera, la indicación de los Honorables Diputados –que en opinión de los personeros de Gobierno es inadmisibile por afectar funciones del Ministerio de Energía, según lo dispuesto en el artículo 65, inciso cuarto N° 2°, de la Carta Fundamental- se consideró subsumida en la propuesta del Ejecutivo.

- Sometida a votación la indicación del Ejecutivo para el inciso tercero, con la enmienda descrita, fue aprobada por la unanimidad de los miembros de la Comisión Mixta, Honorables Senadores señora Allende y señores García-Huidobro, Guillier, Ossandón y Pizarro, y Honorables Diputados señora Provoste y señores Alvarado, Gahona, Lemus y Rathgeb.

Artículo 92°.-

La norma aprobada en primer trámite constitucional regula los llamados “decretos de expansión de la transmisión”.

El inciso tercero de esta disposición, en la forma acordada por la Cámara de origen, prescribe que, 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 segundo trámite constitucional, el Senado acordó, para el mencionado inciso tercero, agregar una oración final, en virtud de la cual las obras nuevas que requieran de una franja preliminar tendrán el carácter de imprescindibles y serán de interés nacional para los efectos de la ley N° 20.283.

La Cámara de Diputados, en tercer trámite constitucional, rechazó la enmienda propuesta por la Cámara revisora para el inciso tercero en comentario.

El **señor Ministro de Energía** propuso mantener la norma del inciso tercero tal como fuera aprobada en el primer trámite constitucional, eliminando en consecuencia la alusión a la ley N° 20.283 que se consultara en el Senado. Justificó esta idea en la circunstancia de que a través de la solicitud de autorización a la CONAF igualmente se pueden declarar las instalaciones de interés nacional o imprescindibles, con lo que el propósito buscado se cumple en todo caso.

Enseguida, la señora Presidenta de la Comisión Mixta declaró cerrado el debate, y sometió a votación el texto que consultó la Cámara de origen para el inciso tercero del artículo 92°.

- Sometido a votación el texto de la Cámara de origen para el inciso tercero del artículo 92°, fue aprobado por la unanimidad de los miembros de la Comisión Mixta, Honorables Senadores señora Allende y señores García-Huidobro, Guillier, Ossandón y Pizarro, y Honorables Diputados señora Provoste y señores Alvarado, Gahona, Lemus y Rathgeb.

Artículo 93°.-

En primer trámite constitucional, la Cámara de Diputados reguló en este artículo el procedimiento para la determinación de franjas.

En el inciso segundo de este artículo, se exigió que el estudio preliminar de franja y su respectiva Evaluación Ambiental

Estratégica consideren especialmente, respecto de las alternativas que pondere, los criterios y patrones de sustentabilidad por donde pudieren pasar las franjas. Además, se sometió el estudio preliminar de franja en la etapa más temprana posible al proceso de consulta indígena contemplado en el Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo. En todas sus etapas, y mientras no esté determinada oficialmente la franja definitiva, se impuso el deber de velar siempre por asegurar el máximo de certidumbre jurídica a favor de las personas y territorios sujetos a dichos estudios.

El inciso séptimo acordado por la Cámara de origen, facultó al Ministerio, para el adecuado desarrollo del estudio, a 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.

Con motivo del segundo trámite constitucional, el Senado modificó ambos incisos, en el siguiente sentido:

- En el inciso segundo, reemplazó la segunda y tercera oración, por la siguiente: “El estudio preliminar de franja deberá someterse, de conformidad con el reglamento, al proceso de Consulta o Participación Indígena contemplado en el Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo, cuando el convenio así lo determine.”.

- En el inciso séptimo, agregó una frase destinada a someter el ingreso a propiedades “al procedimiento establecido en el artículo 67°”.

La Cámara de origen, en tercer trámite constitucional, rechazó estas enmiendas.

En lo que atañe al inciso segundo:

El **Ejecutivo** formuló una indicación que acoge el texto que para este inciso acordara el Senado, pero suprimiendo la frase “, de conformidad con el reglamento,”. Esta indicación fue aprobada por la unanimidad de la Comisión Mixta.

- Sometido a votación el texto del Senado para el inciso segundo, modificado del modo antes descrito, fue aprobado por la unanimidad de los miembros de la Comisión Mixta, Honorables Senadores señora Allende y señores García-Huidobro, Guillier, Ossandón y Pizarro, y Honorables Diputados señora Provoste y señores Alvarado, Gahona, Lemus y Rathgeb.

En lo que respecta al inciso séptimo:

Los **representantes del Ejecutivo**, partidarios de acoger la proposición que el Senado acordara para este inciso séptimo, plantearon la conveniencia de modificar su redacción, a objeto de precisar su alcance y distinguir con mayor claridad las fases administrativa y judicial referidas al procedimiento de que trata la norma. En sintonía con lo dicho, formularon indicación para conferirle al inciso séptimo la redacción que sigue:

“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, debiendo comunicar la realización del estudio y las características de las intervenciones que se realizarán, y obtener la autorización de los respectivos propietarios, con las formalidades establecidas en el reglamento, en forma previa a dicho ingreso. En caso de existir oposición al ingreso a los terrenos o para el evento de encontrarse sin moradores los predios respectivos, cuestiones que deberán ser constatadas por un funcionario del Ministerio designado para estos efectos como ministro de fe, el Ministerio podrá solicitar, para hacer cumplir lo dispuesto en el presente artículo, el auxilio de la fuerza pública de conformidad al procedimiento establecido en el inciso segundo del artículo 67°.”.

El Honorable Senador señor De Urresti advirtió que la designación de un funcionario del Ministerio de Energía como ministro de fe resultaría inadecuada, porque implicaría que esta Secretaría de Estado pasaría a ser juez y parte en el procedimiento, lo cual afecta el principio del debido proceso.

El Honorable Diputado señor Gahona fue de opinión contraria. Sobre este particular recordó que las líneas de transmisión no son construidas por el Ministerio de Energía, sino por sus correspondientes titulares, motivo por el cual no habría reparo que formular a la hipótesis normativa.

La Honorable Senadora señora Allende acotó que el funcionario del Ministerio solamente constata la ausencia o negativa del propietario del inmueble.

La Honorable Diputada señora Provoste indicó que, si bien la norma se remite al procedimiento establecido en el artículo 67°, se trata de una situación distinta a la realización de un estudio. Si el auxilio de la fuerza pública puede ser solicitado por un funcionario del Ministerio, dijo, convendría revisar la redacción que se propone.

El Secretario Ejecutivo de la CNE aclaró que la norma hace referencia a una etapa administrativa, previa a la judicial, donde se está realizando un estudio. Lo que se pretende destacar es que alguien debe hacerse responsable administrativamente al constatar la ausencia o negativa del propietario. En forma posterior puede comenzarse la discusión en sede judicial.

Por último, recalcó que no existe auxilio de la fuerza pública en la etapa administrativa. Tal auxilio, dijo, sólo procede con ocasión de la fase judicial.

- Sometida a votación esta redacción para el inciso séptimo, fue aprobada por la unanimidad de los miembros de la Comisión Mixta, Honorables Senadores señora Allende y señores

García-Huidobro, Guillier, Ossandón y Pizarro, y Honorables Diputados señora Provoste y señores Alvarado, Gahona, Lemus y Rathgeb.

Artículo 97°.-

El artículo aprobado en primer trámite constitucional por la Cámara de Diputados, regula los trámites posteriores a la adjudicación para obras nuevas sometidas al procedimiento para la determinación de franjas.

En el inciso tercero de esta norma, aprobado por la Cámara de origen, se exige publicar el decreto que contiene el trazado definitivo y la franja de seguridad asociada a dicho trazado tanto en el Diario Oficial, cuanto en el sitio web del Ministerio. También deberá ser publicado en los medios que establece el artículo 27° bis, 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.

En segundo trámite constitucional, el Senado acordó, para el inciso tercero, suprimir la frase “, y para el cual se solicitará la concesión eléctrica definitiva”.

La Cámara de origen, en tercer trámite constitucional, rechazó esta supresión.

Consultado por los alcances de la supresión acordada por el Senado en el segundo trámite constitucional, el **señor Ministro de Energía** sostuvo que, en estricto rigor, la referencia que la Cámara de origen planteó sería innecesaria, toda vez que, por la manera en que viene concebida la hipótesis normativa, no sería necesario requerir la concesión cuando ya se ha constituido la respectiva servidumbre.

Luego de declarar cerrado el debate en relación con este asunto, la señora Presidenta sometió a votación el texto propuesto por el Senado para el inciso tercero.

- Como resultado de la votación, el texto que el Senado acordara para el inciso tercero del artículo 97° fue aprobado, en los mismos términos, por la unanimidad de los miembros de la Comisión Mixta, Honorables Senadores señora Allende y señores García-Huidobro, Guillier, Ossandón y Pizarro, y Honorables Diputados señora Provoste y señores Alvarado, Gahona, Lemus y Rathgeb.

- - -

PROPOSICIÓN

En mérito de lo expuesto y de los acuerdos adoptados, la Comisión Mixta tiene el honor de proponer, como forma y modo de resolver las divergencias suscitadas entre ambas Cámaras del Congreso Nacional, lo siguiente:

Artículo 1°.-

Numeral 4)

Artículo 85°.-

Inciso segundo

- Aprobar el texto del Senado.

(Aprobado por unanimidad 10x0)

Inciso tercero

- Aprobar el texto propuesto por el Senado, sustituyendo el nuevo inciso tercero que se consulta por el que sigue:

“El Ministerio deberá elaborar un Informe Técnico por cada polo de desarrollo, que especifique una o más zonas que cumplan con lo prescrito en el inciso anterior, distinguiendo cada tipo de fuente de generación. Para estos efectos y antes de la emisión del señalado informe, el Ministerio deberá realizar una evaluación ambiental estratégica en cada provincia o provincias donde se encuentren uno o más polos de desarrollo, conforme a lo establecido en el Párrafo 1° bis del Título II de la ley N° 19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente.”.

(Aprobado por unanimidad 10x0)

Artículo 92°.-

Inciso tercero

- Aprobar el texto de la Cámara de Diputados.

(Aprobado por unanimidad 10x0)

Artículo 93°.-

Inciso segundo

- Aprobar el texto del Senado, eliminando la frase “, de conformidad con el reglamento,”.

(Aprobado por unanimidad 10x0)

Inciso séptimo

- Sustituirlo por el siguiente:

“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, debiendo comunicar la realización del estudio y las características de las intervenciones que se realizarán, y obtener la autorización de los respectivos propietarios, con las formalidades establecidas en el reglamento, en forma previa a dicho ingreso. En caso de existir oposición al ingreso a los terrenos o para el evento de encontrarse sin moradores los predios respectivos, cuestiones que deberán ser constatadas por un funcionario del Ministerio designado para estos efectos como ministro de fe, el Ministerio podrá solicitar, para hacer cumplir lo dispuesto en el presente artículo, el auxilio de la fuerza pública de conformidad al procedimiento establecido en el inciso segundo del artículo 67°.”.

(Aprobada por unanimidad 10x0)

Artículo 97°.-

Inciso tercero

- Aprobar el texto del Senado.

(Aprobado por unanimidad 10x0)

- - -

A título meramente ilustrativo, de ser aprobada la proposición de la Comisión Mixta el texto de la iniciativa legal quedaría como sigue:

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) Reemplázase, en el inciso octavo, la palabra “troncal” por “nacional”.

e) Reemplázase, en el inciso noveno, la palabra “troncal”, las dos veces que aparece, por “nacional”.

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. Asimismo, todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote a cualquier título instalaciones para la prestación de servicios complementarios o sistemas de almacenamiento de energía que se interconecten al sistema eléctrico nacional deberá constituir una sociedad con domicilio en el país.”.

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 todos 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 para la prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento de energía, instalaciones de distribución e instalaciones de clientes libres y que se interconecten al sistema, en adelante “los coordinados”, estará obligado a sujetarse a la coordinación del sistema que efectúe el Coordinador de acuerdo a la normativa vigente.

Son también coordinados 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 reglamento podrá establecer exigencias distintas para los coordinados de acuerdo a su capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico, entre otros criterios técnicos.

Los Coordinados estarán obligados a proporcionar oportunamente al Coordinador y actualizar toda la información, en forma cabal, completa y veraz, que requiera para el cumplimiento de sus funciones.

El Coordinador podrá realizar auditorías a la información a la que se refiere el inciso precedente.

Para el cumplimiento de sus funciones, el Coordinador formulará los programas de operación y mantenimiento, emitirá las instrucciones necesarias para el cumplimiento de los fines de la operación coordinada y podrá solicitar a los Coordinados la realización de ensayos a sus instalaciones o la certificación de la información proporcionada o de sus procesos, de modo que se verifique que el funcionamiento de sus instalaciones o aquellas operadas por él, no afecten la operación coordinada del sistema eléctrico. Asimismo, podrá definir la realización de auditorías e inspecciones periódicas de las instalaciones.

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, o el incumplimiento a lo dispuesto en el presente artículo, serán sancionadas por la Superintendencia.

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, verificando el cumplimiento de los requisitos y exigencias a la que ésta deberá sujetarse, e instruyendo 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 a los coordinados 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.

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 poner a disposición del Coordinador los recursos técnicos y/o infraestructura que dispongan para la prestación de los servicios complementarios, 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 estos recursos y/o infraestructura sean insuficientes, el Coordinador deberá instruir la implementación obligatoria de los recursos o infraestructura necesaria.

La Comisión definirá, mediante resolución exenta, y previo informe del Coordinador, los servicios complementarios y sus categorías, considerando las necesidades de seguridad y calidad de los sistemas eléctricos y las características tecnológicas de dichos servicios.

Anualmente, durante el mes de junio, y en base a lo establecido en la resolución señalada en el inciso anterior, el Coordinador elaborará un informe de servicios complementarios, en el cual deberá señalar los servicios requeridos por el sistema eléctrico con su calendarización respectiva, indicando los recursos técnicos necesarios para la prestación de dichos servicios, la infraestructura que se deba instalar para su prestación y su vida útil, en caso de requerirse esta última, y el mantenimiento anual eficiente asociado a la infraestructura, según corresponda. Además, el referido informe deberá indicar para cada uno de los servicios requeridos el mecanismo a través del cual se materializará su prestación y/o instalación. Los coordinados podrán someter al dictamen del panel de expertos sus discrepancias respecto de los resultados del informe señalado precedentemente dentro de los diez días siguientes a su comunicación.

Para la elaboración del informe de servicios complementarios y la definición de los mecanismos con los cuales se materializarán, el Coordinador deberá analizar las condiciones de mercado existentes y la naturaleza de los servicios requeridos para establecer dichos mecanismos, los cuales serán licitaciones, o subastas cuando el requerimiento sea de cortísimo plazo, conforme lo determine el reglamento. De manera excepcional y sólo cuando las condiciones de mercado no sean competitivas o las licitaciones o subastas sean declaradas desiertas, se podrá instruir la prestación y/o instalación en forma directa.

Los estudios de costos, las licitaciones y subastas para la prestación de servicios complementarios deberán ser efectuados por el Coordinador. Tratándose del estudio de costos, las bases deberán ser aprobadas por la Comisión.

Los servicios que deban ser prestados o instalados directamente serán valorizados mediante un estudio de costos eficientes. Los resultados de dicho estudio podrán ser sometidos al dictamen del Panel dentro de los diez días siguientes a su comunicación por parte del Coordinador. Por su parte, la valorización de los servicios complementarios licitados o subastados corresponderá al valor adjudicado en la respectiva licitación o subasta.

La Comisión podrá fijar el valor máximo de las ofertas de las licitaciones y subastas de servicios complementarios, mediante resolución exenta, la que, en el caso de licitaciones, podrá tener el carácter de reservado y permanecerá oculto hasta la apertura de las ofertas respectivas.

En caso que la licitación o subasta de un servicio complementario se declare desierta, el Coordinador podrá instruir la prestación directa del respectivo recurso o la instalación directa de la infraestructura necesaria para la prestación de dicho recurso, según corresponda. En estos casos, la valorización de los servicios corresponderá a los precios máximos fijados para las licitaciones o subastas declaradas desiertas, o los que fije la Comisión, según corresponda, los cuales podrán

someterse al dictamen del Panel de Expertos dentro de los diez días siguientes a dicha declaración.

Las inversiones asociadas a nueva infraestructura, con sus costos anuales de mantenimiento eficiente, que sean contemplados en el informe de servicios complementarios, serán remuneradas durante un período equivalente a su vida útil identificada en dicho informe y considerando la tasa de descuento señalada en el artículo 118°. Las remuneraciones antes señaladas serán financiadas por los usuarios finales a través de un cargo de servicios complementarios, el cual será incorporado al cargo único a que hace referencia el artículo 115°.

La remuneración por la prestación de los recursos técnicos requeridos en la operación del sistema eléctrico, será de cargo de las empresas generadoras que efectúen retiros destinados a usuarios finales desde el sistema eléctrico o el subsistema, según lo defina la Comisión en atención a la naturaleza del servicio y sus efectos sistémicos o locales.

La remuneración de los servicios complementarios deberá evitar en todo momento el doble pago de servicios o infraestructura.

Artículo 72°-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, demanda, generación de las centrales, costos marginales reales y potencia transitada, entre otros;

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;

i) Anualidad del V.I. y C.O.M.A. de cada una de las instalaciones de transmisión, según lo indicado en el reglamento;

j) La valorización e individualización de los derechos relacionados con el uso de suelo, tales como los referidos a adquisición de terrenos, su uso y goce, gastos e indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres voluntarias o forzosas, entre otras, así como el respectivo título que les sirve de antecedente;

k) Los reportes a que hace referencia el artículo 72°-15 de la presente ley;

l) Las comunicaciones entre el Coordinador y los coordinados que no se encuentren bajo causales de secreto o reserva de acuerdo a la ley, y

m) 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 verificar la completitud, calidad, exactitud y oportunidad de la información publicada en los respectivos sistemas de información.

Artículo 72°-9.- Antecedentes para el Registro de Instalaciones en los Sistemas de Información Pública del Coordinador. Los coordinados deberán presentar al Coordinador los antecedentes e información que servirá de base para los registros señalados en las letras a) y j) del artículo precedente, dentro del plazo de treinta días contado desde la entrada en operación, modificación o retiro, de las respectivas instalaciones.

Sólo se valorizarán aquellos derechos de uso de suelos, los gastos y las indemnizaciones pagadas respecto de los cuales se acredite fehacientemente el valor pagado y que se encuentren contenidos en el registro señalado en la letra j) del artículo precedente. La definición de la superficie a valorizar será determinada de acuerdo a la menor cabida que resulte entre la superficie indicada en el título en el que consta la constitución del derecho de uso de suelo o aquella que resulte de la aplicación de la

norma de seguridad que para tales efectos dicte la Superintendencia. En todo caso, los coordinados podrán solicitar, por motivos fundados, que se considere para efectos de su valorización, todo o parte de la superficie contemplada en el título en que consta la constitución del respectivo derecho de uso de suelo, cuando dicha superficie sea mayor a la comprendida en la referida norma de seguridad y se encuentre previamente autorizado por la Superintendencia por motivos de mayor seguridad del sistema, o adicionalmente, cuando normativamente no fuese posible adquirir o usar terrenos en superficies menores, sin perjuicio de lo dispuesto en el inciso final del artículo 69°.

No obstante lo anterior, el Coordinador, de oficio o a solicitud de la Comisión o la Superintendencia, podrá realizar auditorías a los inventarios presentados por las empresas, con el objeto de verificar la exactitud de la información y antecedentes presentados por éstas. En caso que se verifique que la información y antecedentes presentados difieran sustancialmente de las características técnicas existentes, las instalaciones respectivas serán excluidas íntegramente del siguiente proceso de tarificación a que se refiere el Capítulo IV del Título III de esta ley. Asimismo, el total de las sumas percibidas en exceso por hasta cinco períodos tarifarios, deberán ser descontadas del pago de la remuneración a que se refieren los artículos 114° y siguientes de esta ley, reajustados de acuerdo a la variación que experimente el Índice de Precios al Consumidor.

En caso que las diferencias no sean sustanciales, los inventarios deberán ajustarse.

Las discrepancias que surjan en relación a la aplicación de este artículo podrán ser sometidas al dictamen del Panel de Expertos, de acuerdo al procedimiento señalado en el artículo 211°.

El reglamento establecerá el procedimiento, etapas, plazos y demás condiciones para la debida implementación del presente artículo.

Artículo 72°-10.- 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°-11.- 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°-12.- 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°-13.- Funciones del coordinador en el ámbito de investigación, desarrollo e innovación en materia energética. Para el cumplimiento de sus funciones, el coordinador podrá disponer de recursos permanentes para realizar y coordinar investigación, desarrollo e innovación en materia energética con el objetivo de mejorar la operación y coordinación del sistema eléctrico. Para estos efectos, podrá:

a) Efectuar un análisis crítico permanente de su quehacer, del desempeño del sistema y del mercado eléctrico;

b) Analizar y considerar la incorporación de nuevas tecnologías al sistema eléctrico considerando la evolución de los equipos y técnicas que se puedan integrar al desarrollo del sistema y sus procesos;

c) Promover la interacción e intercambio permanente de experiencias y conocimientos, con centros académicos y de investigación, tanto a nivel nacional como internacional, así como con otros coordinadores u operadores de sistemas eléctricos;

d) Participar activamente en instancias y actividades, tanto nacionales como internacionales, donde se intercambien experiencias, se promuevan nuevas técnicas, tecnologías y desarrollos relacionados con los sistemas eléctricos, y

e) La promoción de la investigación a nivel nacional, procurando la incorporación de un amplio espectro de agentes relacionados a este ámbito de investigación.

Los recursos necesarios para dar cumplimiento a las obligaciones que establece el presente artículo deberán detallarse y justificarse en el presupuesto anual del Coordinador, debiéndose cautelar la eficiencia en el uso de éstos.

Artículo 72°-14.- 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°-15.- 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, identificación, cantidad y duración de fallas y 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.

Toda instalación sometida a la coordinación de la operación, conforme a lo señalado en el artículo 72°-1, deberá cumplir con la normativa legal y reglamentaria vigente y con los estándares de desempeño establecidos en la Normativa Técnica a que hace referencia el artículo 72°-19. Cada coordinado deberá poner a disposición del Coordinador todos los antecedentes necesarios para determinar el grado de desempeño de las instalaciones.

El Coordinador deberá comunicar a la Superintendencia las instalaciones sujetas a su coordinación cuyo desempeño se encuentre fuera de los estándares establecidos en la Normativa Técnica. Asimismo, los concesionarios de servicio público de distribución deberán comunicar a la Superintendencia el desempeño de sus instalaciones conforme a los estándares establecidos en la Normativa Técnica.

A partir de la comunicación a que hace referencia el inciso anterior, la Superintendencia, en el uso de sus facultades, determinará las medidas administrativas que corresponda.

Al menos, cuatrienalmente, la Comisión deberá llevar a cabo un proceso de revisión y actualización en caso de ser ésta necesaria, de los estándares de desempeño establecidos en la normativa técnica.

Artículo 72°-16.- 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°-17.- De la construcción, interconexión, puesta en servicio y operación de las Instalaciones Eléctricas. Los propietarios u operadores de nuevas instalaciones de generación y transmisión que se interconecten al sistema eléctrico deberán previamente presentar una solicitud a la Comisión para que éstas sean declaradas en

construcción. La Comisión podrá otorgar esta declaración sólo a aquellas instalaciones que cuenten con, al menos, los permisos sectoriales, órdenes de compra, cronograma de obras y demás requisitos que establezca el reglamento, que permitan acreditar fehacientemente la factibilidad de la construcción de dichas instalaciones.

Sin perjuicio de lo señalado precedentemente, se considerarán también como instalaciones en construcción aquellos proyectos de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo que formen parte de los planes de expansión respectivos, conforme a las características técnicas y plazos con los cuales los proyectos señalados figuran en dichos planes.

La entrega de información falsa, incompleta o manifiestamente errónea, por parte del solicitante, será sancionada por la Superintendencia de acuerdo a las normas establecidas en la ley N° 18.410.

Declarado en construcción un proyecto, su titular deberá mantener informada a la Comisión del avance del mismo y del cumplimiento del cronograma de obras presentado, en la forma y plazos que ésta determine, la que en cualquier momento podrá solicitar información adicional para verificar su estado de avance.

La Comisión podrá revocar la declaración en construcción de un proyecto, cuando éste no dé cumplimiento a los hitos o avances establecidos en su cronograma de obras sin causa justificada, o se realicen cambios significativos al proyecto que impliquen exigir una nueva declaración en construcción, según se establezca en el reglamento.

La interconexión de toda instalación deberá ser comunicada a la Comisión, al Coordinador y a la Superintendencia, en la forma y plazos que determine el reglamento, el cual no podrá ser inferior a tres meses. Los titulares de estas instalaciones deberán cumplir cabalmente los plazos informados. Todo atraso o prórroga en los mismos deberá informarse 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, y en casos calificados y previo informe del Coordinador, la Comisión podrá eximir del cumplimiento de los plazos informados. El referido informe del Coordinador deberá resguardar que no se afecten los objetivos establecidos en el artículo 72°-1.

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. Se entenderá que una instalación se encuentra en etapa de puesta en servicio, una vez materializada su interconexión y energización y hasta el término de las respectivas pruebas, adquiriendo desde el inicio de esta etapa la calidad de coordinado en conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-2. En todo caso, de manera previa a la puesta en servicio de un proyecto, el interesado deberá acordar con el Coordinador un cronograma de puesta en servicio en el que se establecerán las actividades a realizar y los

plazos asociados a dichas actividades. Cualquier modificación de dichos plazos deberá ser comunicada al Coordinador quien podrá aprobar o rechazar justificadamente dicha modificación. Todo incumplimiento en los plazos establecidos para el período de puesta en servicio deberá ser comunicado por el Coordinador a la Superintendencia pudiendo aplicarse las sanciones que correspondan.

Concluida la etapa de puesta en servicio, el coordinado titular de la respectiva instalación deberá presentar al Coordinador una declaración jurada de fiel cumplimiento de la normativa vigente, pudiendo éste último verificar tal circunstancia. Posteriormente, el Coordinador emitirá su aprobación para la entrada en operación del respectivo proyecto, en los plazos que establezca la Norma Técnica respectiva.

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 potencia.

Artículo 72°-18.- Retiro, modificación y desconexión de instalaciones. El retiro, modificación relevante, 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 relevante, 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, modificación 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 modificaciones de instalaciones que no tengan el carácter de relevante, de acuerdo a la normativa técnica, deberán ser comunicadas por escrito al Coordinador en un plazo no inferior a 30 días.

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

Artículo 72°-19.- 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, las normas técnicas 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 técnicas serán elaboradas y modificadas en virtud de un proceso público y participativo, el que podrá iniciarse de oficio por la Comisión o a solicitud del Coordinador, los coordinados o cualquier otro organismo o institución con participación o interés en el sector eléctrico. Estas solicitudes deberán presentarse a la Comisión y, al menos, deberán contener la justificación técnica, legal y económica del cambio solicitado y acompañar la propuesta específica que se solicita.

Iniciado el procedimiento de revisión de la propuesta de norma técnica o su modificación, la Comisión establecerá un calendario y plan de trabajo, indicando, además, las materias que serán revisadas y los plazos en que deberán ser abordadas. Asimismo, deberá constituir un comité consultivo especial, a fin de recabar su opinión acerca del tema. El comité podrá conformarse por representantes de la Comisión, la Superintendencia, el Coordinador, las empresas del sector y expertos técnicos. No podrán integrar el comité las personas, naturales o jurídicas, sus representantes o dependientes, o relacionados, que hayan solicitado la elaboración o modificación de la norma en estudio.

La Comisión deberá someter la propuesta de nueva norma técnica o de su modificación, según corresponda, a un proceso de consulta pública. La Comisión analizará las observaciones generadas en el marco de proceso de consulta pública, acogiendo o rechazando, otorgando una respuesta razonada, en lo pertinente, que podrá ser común para todas aquellas observaciones que planteen cuestiones sustancialmente iguales. La nueva norma técnica deberá publicarse junto con el informe en que se justifique el rechazo o modificación de las observaciones que correspondan.

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

El reglamento definirá las normas por las que se regirá este procedimiento, así como la forma en que se efectuarán las comunicaciones y notificaciones, las que podrán realizarse mediante correo electrónico. Además, desarrollará las normas para la conformación del

comité, así como las causales de inhabilidad e incompatibilidad para integrarlo, y su funcionamiento.

Artículo 72°-20.- Compensaciones por indisponibilidad de suministro. Sin perjuicio de las sanciones que corresponda, todo evento o falla, ocurrido en instalaciones eléctricas que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución, que provoque indisponibilidad de suministro a usuarios finales, que no se encuentre autorizado en conformidad a la ley o los reglamentos, y que se encuentre fuera de los estándares que se establezca en las Normas Técnicas a que hace referencia el artículo 72°-19, dará lugar a las compensaciones que señala este artículo.

En el caso de los usuarios finales sometidos a regulación de precios, la compensación corresponderá al equivalente de la energía no suministrada durante ese evento, valorizada a quince veces la tarifa de energía vigente durante la indisponibilidad de suministro, sujeta a los valores máximos a compensar establecidos en el presente artículo.

En el caso de usuarios no sometidos a regulación de precios, la compensación corresponderá al equivalente de la energía no suministrada durante ese evento, valorizada a quince veces la componente de energía del precio medio de mercado establecido en el informe técnico definitivo del precio de nudo de corto plazo vigente durante dicho evento, sujeta a los valores máximos a compensar establecidos en el presente artículo. Para estos efectos, se entenderá por componente de energía del precio medio de mercado el precio medio de mercado a que se refiere el artículo 167° descontada la componente de potencia del precio medio básico definida en el artículo 168°. Con todo, no procederá el pago de la compensación que regula este artículo, en caso que el cliente contemple en sus contratos de suministros cláusulas especiales en relación a la materia que regula este artículo.

Las compensaciones pagadas por una empresa de transmisión no podrán superar por evento el 5% de sus ingresos regulados en el año calendario anterior para el segmento de transmisión respectivo. En el caso que la empresa transmisora no tenga ingresos regulados de acuerdo a la presente ley, el monto a compensar no podrá superar por evento el 5% de los ingresos totales obtenidos en el mercado nacional por la propietaria de la instalación respectiva el año calendario anterior. En ambos casos, el monto máximo de la compensación, será de veinte mil unidades tributarias anuales.

En el caso de las empresas generadoras, el monto de las compensaciones no podrá superar por evento el 5% de los ingresos del año anterior, por los conceptos de energía y potencia en el mercado nacional obtenidos por la empresa generadora, de acuerdo a sus balances auditados y con un máximo de veinte mil unidades tributarias anuales.

Tratándose de empresas que operen instalaciones para la prestación de servicios complementarios o sistemas de almacenamiento de energía, el monto a compensar no podrá superar por

evento el 5% de los ingresos totales obtenidos en el mercado nacional por la propietaria de la instalación respectiva el año calendario anterior. En estos casos, el monto máximo de la compensación, será de veinte mil unidades tributarias anuales.

Para efectos de lo dispuesto en este artículo, producido el evento o falla que provocó la indisponibilidad de suministro, el Coordinador deberá elaborar un Informe de Estudio de Análisis de Falla, en adelante EAF, en el cual, a lo menos deberá identificar al o los propietarios, arrendatarios, usufructuarios, o aquellos que exploten a cualquier título, la o las instalaciones en las que se produjo el evento, el origen de la falla, su propagación, sus efectos, los planes de recuperación y las conclusiones técnicas respecto a las causas del respectivo evento o falla. La Superintendencia podrá definir el formato y los demás contenidos del referido Informe.

Dentro del plazo que determine el reglamento, el Coordinador deberá comunicar el EAF a la Superintendencia, a objeto que dicho organismo determine si procede el pago de compensaciones en conformidad a lo establecido en el inciso primero del presente artículo. Los Coordinados, dentro de los diez días siguientes a dicha comunicación, podrán presentar a la Superintendencia sus observaciones al EAF y acompañar los antecedentes que estimen pertinente. En caso que la Superintendencia determine que procede el pago de compensaciones, deberá instruir a las empresas suministradoras de los usuarios finales afectados, sean éstas empresas concesionarias de servicio público de distribución o generadoras, su pago en la facturación más próxima, o en aquella que determine la Superintendencia. Asimismo, y una vez acreditado el pago de las compensaciones correspondientes, la Superintendencia instruirá a través del Coordinador a los propietarios o a quien opere las instalaciones donde se produjo la falla, evento o su propagación, el reembolso total e inmediato a las empresas suministradoras del monto pagado por éstas por concepto de compensaciones a usuarios finales, de acuerdo a las normas que determine el reglamento o la Superintendencia a falta de éstas.

Con todo, una vez efectuado el reembolso de las compensaciones de que tratan los incisos precedentes, las empresas propietarias o que operen las instalaciones de donde se produjo la falla o el evento correspondiente podrán reclamar ante la Superintendencia la improcedencia de su obligación de pago, su monto o la prorrata asignada, según corresponda. Lo anterior es 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, éstas deberán ser calculadas por el Coordinador, quien instruirá el pago de las reliquidaciones que correspondan. Tratándose de diferencias o devoluciones que correspondan a usuarios finales, la Superintendencia determinará la forma y condiciones del reintegro o devoluciones conforme lo determine el reglamento.

En caso que una empresa que deba pagar compensaciones en conformidad al presente artículo no registre ingresos

durante todo el año calendario anterior en atención a su reciente entrada en operación, el monto máximo de las compensaciones será de dos mil unidades tributarias anuales.

Artículo 72°-21.- Decreto de Emergencia Energética. En casos de sismos o catástrofes naturales, el Presidente de la República, previo informe del Ministerio de Energía, podrá dictar un decreto de emergencia energética, en el cual dispondrá de las medidas que la autoridad estime conducentes y necesarias para manejar, disminuir o superar la emergencia energética producida a raíz de sismos o catástrofes naturales, y principalmente para asegurar el suministro de clientes sujetos a regulación de precios.

El referido decreto podrá autorizar, entre otras medidas, la flexibilización de las normas sobre calidad y seguridad de servicio establecidas en la normativa eléctrica vigente, y que se disponga el mejor uso de cualquier instalación coordinada, durante el período estrictamente necesario, el que no podrá superar el de la emergencia energética.

Artículo 72°-22.- 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:

“Título III: De los Sistemas de Transmisión Eléctrica
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 radiales, que encontrándose interconectadas al sistema eléctrico, están dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de las centrales generadoras al sistema eléctrico.

Asimismo, pertenecerán a los sistemas de transmisión dedicada aquellas instalaciones enmalladas que estén dispuestas para lo que se señala en el inciso anterior, y adicionalmente se verifique que su operación no produce impactos o modificaciones significativas en la operación del resto del sistema, de acuerdo a lo que determine el reglamento.

El transporte por sistemas dedicados se regirá por lo previsto en los respectivos contratos de transporte entre los usuarios y los propietarios de las instalaciones. El pago por uso a que da derecho dicho transporte se deberá calcular en base a un valor de transmisión anual, considerando el valor anual de las inversiones, más los costos proyectados de operación, mantenimiento y administración, conforme se disponga en el reglamento. En todo caso, todos los antecedentes y valores para calcular el pago por uso deberán ser técnica y económicamente respaldados e informados al Coordinador para estar disponibles para todos los interesados.

El pago por uso efectuado por parte de clientes regulados de este tipo de instalaciones se regirá conforme a las reglas establecidas en los artículos 102° y siguientes.

Artículo 77°.- Definición de Sistema de Transmisión Zonal. Cada sistema de transmisión zonal estará constituido por

las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión.

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.

Dentro de estos sistemas se distinguen instalaciones de interconexión internacional de servicio público y de interés privado. Son instalaciones de interconexión internacional de servicio público aquellas que facilitan la conformación o desarrollo de un mercado eléctrico internacional y complementan el abastecimiento de la demanda del sistema eléctrico en territorio nacional, 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.

Son instalaciones de interconexión internacional de interés privado aquellas que no reúnan las características señaladas en el inciso anterior.

Las instalaciones de interconexión internacional de servicio público están sujetas al régimen de acceso abierto en los términos definidos en el artículo 79°. Estas instalaciones se valorizarán y remunerarán de acuerdo a lo que señala en el inciso segundo del artículo 99° bis.

Las interconexiones internacionales de interés privado se registrarán por sus respectivos contratos y por la normativa eléctrica vigente.

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, arrendatarios, usufructuarios, o quienes exploten a cualquier título las 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, arrendatarios, usufructuarios, o quienes exploten a cualquier título las 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 en aquellas subestaciones existentes, o en las definidas en la planificación de la transmisión a que hace referencia el artículo 87°, o aquellas que la Comisión apruebe en virtud de lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 102° y previa verificación que la solución de conexión propuesta permita cumplir con los criterios de operación óptima y acceso abierto del sistema respectivo. Asimismo, con excepción del sistema dedicado, 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, estudios y análisis de ingeniería o derechos de uso de dichas instalaciones, así como los requisitos técnicos y plazos para realizar dichas obras, conforme a lo que determine el reglamento.

En todo caso, el propietario, arrendatarios, usufructuarios, o quienes exploten a cualquier título, según corresponda, las instalaciones de transmisión sometidas a acceso abierto y el solicitante deberán 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. Dentro de los diez días siguientes a la comunicación de la autorización de conexión, podrán 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, arrendatarios, usufructuarios, o quienes exploten a cualquier título, según corresponda, las 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, arrendatarios, usufructuarios o quienes exploten a cualquier título las instalaciones de los sistemas dedicados no podrán negar el servicio a ningún interesado cuando exista capacidad técnica disponible de transmisión, sin perjuicio de la capacidad

contratada o de los proyectos propios que se hayan contemplado fehacientemente al momento de la solicitud de uso de capacidad técnica, conforme a las normas del presente artículo. Asimismo, en las mismas condiciones, no podrán negar el acceso a empresas concesionarias de servicio público de distribución para el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios, en consistencia con los precios regulados. El o los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes exploten a cualquier título las instalaciones de transmisión dedicada que corresponda, deberán informar al Coordinador todo cambio en el uso estimado de la capacidad técnica disponible.

El Coordinador, de acuerdo a la normativa vigente, 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, oyendo previamente a las partes. Para estos efectos, el propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote a cualquier título las instalaciones 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. Los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes exploten a cualquier título las instalaciones del sistema dedicado deberán remitir copia autorizada ante notario de los contratos que se celebren por uso de las instalaciones de transmisión dedicada a la Comisión, el Coordinador y la Superintendencia al quinto día de su celebración.

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, arrendatario, usufructuario o quien explote a cualquier título las instalaciones del sistema dedicado respectivo, según corresponda, o un pago anticipado conforme lo acuerden las partes, que caucione o remunere 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°-17, dentro del plazo señalado por el Coordinador en su respectiva autorización. Transcurrido dicho plazo sin que las instalaciones hayan sido declaradas en construcción o dicha declaración se revocase conforme a lo señalado en el artículo 72°-17, caducará la referida aprobación, considerándose la respectiva capacidad técnica nuevamente como disponible.

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. Para ello, con una antelación no inferior a cuatro años, los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes exploten a cualquier

título las instalaciones de los sistemas dedicados deberán dar aviso al Coordinador y a los interesados que hagan uso del acceso abierto, la concreción de los proyectos o el uso de los derechos señalados y demostrar fundadamente que se llevarán a cabo, conforme a los plazos y procedimientos que contemple el reglamento.

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, arrendatario, usufructuario o quien los explote a cualquier título, según corresponda, lo que deberá ser determinado por el Coordinador.

Los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes exploten a cualquier título instalaciones de transmisión dedicadas 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, así como los estudios y análisis de ingeniería que correspondan, serán de cargo del solicitante, los que deberán ser consistentes con lo señalado en el inciso cuarto del artículo 79° y reflejar precios de mercado en procesos abiertos y competitivos. Las discrepancias que surjan en la aplicación del régimen de acceso abierto en las instalaciones de los sistemas de transmisión dedicados podrán ser presentadas y resueltas por el Panel de Expertos.

Anualmente, el Coordinador deberá publicar en su sitio web, la capacidad técnica disponible de los sistemas de transmisión dedicados.

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 Servicios Eléctricos. La exportación y la importación de energía y demás servicios eléctricos 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 servicio 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, políticas medio ambientales que tengan incidencia 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. El proceso de participación se someterá a lo establecido en el reglamento, debiendo considerar instancias de consulta pública a través de medios accesibles.

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

Se entenderá por polos de desarrollo a aquellas zonas territorialmente identificables en el país, ubicadas en las regiones en las que se emplaza el Sistema Eléctrico Nacional, donde existen recursos para la producción de energía eléctrica proveniente de energías renovables, cuyo aprovechamiento, utilizando un único sistema de transmisión, resulta de interés público por ser eficiente económicamente para el suministro eléctrico, debiendo cumplir con la legislación ambiental y de ordenamiento territorial. La identificación de las referidas zonas tendrá en consideración el cumplimiento de la obligación establecida en el artículo 150° bis, esto es, que una cantidad de energía equivalente al 20% de los retiros totales afectos en cada año calendario, haya sido inyectada al sistema eléctrico por medios de generación renovables no convencionales.

El Ministerio deberá elaborar un Informe Técnico por cada polo de desarrollo, que especifique una o más zonas que cumplan con lo prescrito en el inciso anterior, distinguiendo cada tipo de fuente de generación. Para estos efectos y antes de la emisión del señalado informe, el Ministerio deberá realizar una evaluación ambiental estratégica en cada provincia o provincias donde se encuentren uno o más polos de desarrollo, 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 reglamento establecerá los criterios y aspectos metodológicos a ser considerados en la identificación de los polos de desarrollo.

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 y dedicadas utilizadas por concesionarias de servicio público de distribución para el suministro de usuarios sometidos a regulación de precios, o necesarias para entregar dicho suministro, 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. El reglamento establecerá los criterios y aspectos metodológicos a ser considerados en la determinación de las holguras o redundancias de capacidad de transporte.

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.

Asimismo, la planificación podrá considerar la expansión de instalaciones pertenecientes a los sistemas de transmisión dedicada para la conexión de las obras de expansión, en tanto permita dar cumplimiento con los objetivos señalados en el presente artículo. Estas expansiones no podrán degradar el desempeño de las instalaciones dedicadas existentes y deberán considerar los costos asociados y/o los eventuales daños producidos por la intervención de dichas instalaciones para el titular de las mismas. Las discrepancias que se produzcan respecto de estas materias podrán ser presentadas al Panel de Expertos en la oportunidad y de conformidad al procedimiento establecido en el artículo 91°. Las instalaciones dedicadas existentes que sean intervenidas con obras de expansión nacional, zonal o para polo de desarrollo, según corresponda, cambiarán su calificación y pasarán a integrar uno de dichos segmentos a partir de la publicación en el Diario Oficial de los decretos a que hace referencia el artículo 92°.

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.

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, caucionando su materialización futura según lo establezca el reglamento;

c) Que la solución de transmisión sea económicamente eficiente para el Sistema Eléctrico, y

d) 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.

La Comisión deberá definir las posiciones de paño en subestaciones, sean éstas nuevas o existentes, de uso exclusivo para la conexión de sistemas de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo.

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 podrán 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, perseverare 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 exento 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 obras menores en los sistemas de transmisión 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 al proceso de Consulta o Participación Indígena contemplado en el Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo, cuando el convenio así lo determine.

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, debiendo comunicar la realización del estudio y las características de las intervenciones que se realizarán, y obtener la autorización de los respectivos propietarios, con las formalidades establecidas en el reglamento, en forma previa a dicho ingreso. En caso de existir oposición al ingreso a los terrenos o para el evento de encontrarse sin moradores los predios respectivos, cuestiones que deberán ser constatadas por un funcionario del Ministerio designado para estos efectos como ministro de fe, el Ministerio podrá solicitar, para hacer cumplir lo dispuesto en el presente artículo, el auxilio de la fuerza pública de conformidad al procedimiento establecido en el inciso segundo del artículo 67°.

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 “valor anual de la transmisión por tramo” (V.A.T.T.) 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.

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 a partir de su entrada en operación, 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 V.A.T.T., compuesto por el A.V.I. más el C.O.M.A. correspondiente, y considerando los ajustes por efectos de impuestos a la renta, de conformidad a la metodología que establezca el reglamento. 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 le corresponderá al propietario por cinco períodos tarifarios a partir de la entrada en operación de la obra de ampliación respectiva, 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.

Artículo 99° bis.- De la expansión, desarrollo, remuneración y pago de los sistemas de interconexión internacional. El Ministerio de Energía podrá disponer que la Comisión elabore una propuesta de expansión de interconexión internacional de servicio público conforme a los lineamientos establecidos por la política energética nacional o en acuerdos, tratados, protocolos internacionales u otros instrumentos internacionales, según corresponda. Esta propuesta deberá cumplir con los objetivos establecidos en los artículos 72°-1 y 87° y contener las características técnicas mínimas de la o las obras propuestas, sus plazos constructivos, obras anexas, el mecanismo de licitación y/o ejecución de las mismas, su valorización, entre otros elementos relevantes. Además, deberá acompañar un informe del Coordinador respecto de los impactos de la propuesta de la Comisión. En base a los antecedentes señalados precedentemente, el Ministerio de Energía, mediante decreto supremo expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", podrá disponer la ejecución de las obras de expansión de interconexión internacional de servicio público, y las demás materias señaladas en la propuesta de la Comisión que sean necesarias para su materialización.

El V.A.T.T. de la proporción que corresponda de las expansiones señaladas precedentemente constituirá la remuneración de las obras respectivas y se aplicará durante veinte años desde su entrada en operación, transcurridos los cuales estas instalaciones deberán ser valorizadas en el proceso de tarificación señalado en los artículos 102° y siguientes, salvo que un acuerdo, tratado o protocolo internacional aplicables a dicha interconexión internacional establezcan normas especiales distintas. El pago de esta remuneración será de cargo de los clientes finales y deberá ser incluido en el cargo a que hace referencia el inciso tercero del artículo 115°. Sin perjuicio de lo anterior, cuando estas instalaciones sean usadas para la exportación de energía, el o los suministradores responsables de dicha exportación, deberán pagar a los propietarios de dichas instalaciones el monto correspondiente a la proporción de uso de éstas para efectos de la exportación, la cual se calculará sobre el V.A.T.T. de la respectiva instalación conforme a lo dispuesto en el reglamento. Dicho monto deberá ser descontado del cargo señalado precedentemente.

Por otra parte, toda ejecución de un proyecto de interconexión internacional de interés privado nuevo o que corresponda a la ampliación de uno ya existente, deberá previamente ser autorizada por el

Ministerio de Energía, mediante decreto supremo expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, previo informe técnico de la Comisión y del Coordinador que den cuenta que no se afectan los objetivos establecidos en los artículos 87° y 72°-1, respectivamente. Para tales efectos, el promotor deberá acompañar junto a su solicitud de autorización, un informe que contenga la descripción del proyecto y su uso para el intercambio internacional de energía, sus plazos constructivos y sus características técnicas y económicas. En el caso que el proyecto presentado cumpla con las características para ser calificado como de interconexión internacional de servicio público, de acuerdo a lo señalado en el inciso segundo del artículo 78°, el Ministerio podrá calificarlo como tal conjuntamente con la autorización respectiva.

Asimismo, toda instalación de interconexión internacional de interés privado existente, a solicitud de su propietario, podrá ser calificada por el Ministerio como de servicio público, si se verifican a su respecto el cumplimiento de las características señaladas en el inciso segundo del artículo 78°.

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, en consistencia con las consideraciones a que hace referencia el artículo 87°.

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 de las instalaciones que se establece en los artículos siguientes.

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 haya sido autorizada previa y 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. Estas instalaciones serán adscritas transitoriamente por la Comisión a uno de los segmentos señalados en el artículo 73° hasta la siguiente calificación cuatrienal a que hace referencia el artículo 100°, conforme lo establezca 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", o "V.A.T.T.", 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, o "C.O.M.A.", ajustados por los efectos de impuestos a la renta, 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 efectos del cálculo del V.I., la Comisión deberá utilizar los registros a que se refieren las letras a) y j) del artículo 72°-8.

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, 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, 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.

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) Criterios para considerar economías de 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.

Asimismo, las bases técnicas preliminares podrán contener los criterios para considerar economías de ámbito en aquellas empresas que prestan el servicio de transmisión, en caso de verificarse que la estructura particular de dichas empresas, o de sus relacionadas de acuerdo a lo dispuesto en la ley N° 18.045, aprovecha sinergias o ahorros de costos en la prestación conjunta del servicio de transmisión y de otros servicios, sean estos últimos sujetos o no 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, uno del sistema de transmisión nacional, uno del segmento de transmisión zonal, dos representantes 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 para las instalaciones calificadas como de transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo y dedicadas utilizadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios, a lo menos, lo siguiente:

- a) El V.I., A.V.I., C.O.M.A. y V.A.T.T. por tramo, y
- b) 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 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, deberán ser abonadas o cargadas a los usuarios del sistema de transmisión con ocasión del cálculo semestral a que hace referencia el artículo 115° conforme a las condiciones que establezca el reglamento.

Dichas diferencias 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 114° bis.- Reasignación de ingresos tarifarios por retraso o indisponibilidad en entrada en operación de instalaciones de transmisión. En caso que se produzcan ingresos tarifarios reales por tramo en los sistemas de transmisión que superen los niveles normales referenciales que defina el reglamento y que se originen por un retraso en la entrada en operación de obras de expansión de instalaciones de transmisión respecto de las fechas establecidas en los decretos de expansión respectivos o por la indisponibilidad producida en instalaciones de transmisión nacional o zonal durante el primer año de operación, el Coordinador deberá efectuar una reasignación de la componente de ingresos tarifarios que corresponda.

Para estos efectos, una vez verificada alguna de las situaciones de retraso y/o indisponibilidad señaladas en el inciso precedente, el Coordinador deberá:

i) Identificar las instalaciones de transmisión que presenten ingresos tarifarios en niveles superiores a los niveles referenciales debido a la ocurrencia de una de las situaciones señaladas.

ii) Cuantificar y diferenciar los montos atribuibles a operación normal respecto de los verificados en la operación real, distinguiendo la componente del ingreso tarifario real asignable al peaje de transmisión y la componente asignable a congestión. La componente del ingreso tarifario asignable al peaje de transmisión corresponderá al nivel normal referencial de éste.

iii) Asignar los montos de la componente de congestión a las empresas generadoras que hayan realizado retiros de energía destinados a usuarios finales y/o inyecciones, en tanto se hayan visto afectadas negativamente en sus balances de transferencias de energía a raíz de las situaciones producidas, en la proporción que corresponda a dicha afectación.

La metodología y los criterios a considerar para definir los niveles normales referenciales de ingresos tarifarios, así como todas las demás consideraciones para la correcta aplicación de lo señalado en el presente artículo, serán establecidos en el reglamento.

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 los tramos correspondientes 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, sean éstas empresas concesionarias de servicio público de distribución o generadoras, deberán agrupar 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, en un cargo único, en la forma y periodicidad que determine el reglamento.

Los montos facturados por los respectivos suministradores en virtud de lo dispuesto en el presente artículo deberán ser traspasados a las empresas transmisoras que correspondan de acuerdo a las prorratas que determine el Coordinador en conformidad a lo establecido en 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 correspondientes, 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 pago de los sistemas de transmisión para polos de desarrollo de cargo de las centrales generadoras conectadas a éstos, se determinará a prorrata de la capacidad instalada de generación y su ubicación, de acuerdo a lo que determine el reglamento.

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 facturados por concepto de cargo semestral por uso e ingresos tarifarios reales, serán repartidos entre los propietarios de las instalaciones de cada sistema de transmisión de acuerdo con lo siguiente:

a) La recaudación mensual total de cada segmento y sistema, se pagará a prorrata del V.A.T.T. de las instalaciones resultante del o los estudios de valorización, conforme las fórmulas de indexación de los mismos. Para polos de desarrollo y transmisión dedicada utilizada por usuarios sometidos a regulación de precios, dicha repartición se hará sobre el V.A.T.T. asignado a la demanda correspondiente.

b) En cada sistema y segmento, las diferencias que se produzcan entre la recaudación total y el valor anual de la transmisión por tramo de conformidad a lo señalado en la letra a) precedente, 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.

c) 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, título 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° al momento del acuerdo.”.

b) Reemplázase en la última oración la palabra “El” por “Para las empresas generadoras y distribuidoras, el”.

7) Incorpórase en el artículo 133° el siguiente inciso final, nuevo:

“Para ello, las empresas distribuidoras deberán contar con el equipamiento de medida necesario que permita el registro continuo de la energía a facturar, en cada punto de ingreso a su sistema de distribución, y su comunicación instantánea al Coordinador, de acuerdo a las especificaciones que establezca el reglamento y la normativa técnica.”.

8) 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.

9) Reemplázase en el inciso final del artículo 135° ter la sigla “CDEC” por la expresión “Coordinador”, las dos veces que aparece.

10) Reemplázase en los incisos segundo, tercero, cuarto y sexto del artículo 135° quinquies, las veces que aparece, la sigla “CDEC” por “Coordinador”.

11) Suprímense los artículos 137° y 138°.

12) Reemplázase en los incisos segundo y tercero del artículo 146° ter, cada vez que aparece, el guarismo “137°” por “72°-1”.

13) Suprímese el artículo 146° quáter.

14) 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”.

15) Reemplázase en el inciso segundo del artículo 149° quáter, la expresión “a las Direcciones de Peajes de los CDEC” por “al Coordinador”.

16) Elimínase el artículo 150°.

17) 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°”.

18) 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 decimonoveno 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”.

19) 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.”.

20) Modifícase el artículo 157° en el siguiente sentido:

a) Modifícase el inciso primero en el siguiente sentido:

i. Reemplázase la expresión “a nivel de generación-transporte” por “generación”.

ii. Incorpórase a continuación del punto final, que pasa a ser seguido, el siguiente párrafo final: “El reglamento establecerá el mecanismo de traspaso de dichos precios promedio a los clientes sometidos

a regulación de precios, resguardando la debida coherencia entre la facturación de los contratos de suministro en los puntos de compra y los retiros físicos asociados a dichos contratos, y la tarificación de los segmentos de transmisión. Las diferencias que resulten de la aplicación de lo señalado precedentemente deberán incorporarse en los precios traspasables a clientes sometidos a regulación de precios, a través de los correspondientes decretos tarifarios.”.

b) Sustitúyese en el inciso tercero la expresión “las Direcciones de Peajes de los CDEC respectivos, de manera coordinada” por “el Coordinador”.

c) Sustitúyese en el inciso final el punto (.) por la siguiente frase: “, de acuerdo a lo que establezca el Decreto a que hace referencia el artículo 158°.”.

21) Modifícase el artículo 158° en el siguiente sentido:

a) Sustitúyese, en el inciso primero, la oración a continuación del punto seguido (.), incluyendo sus literales a), b) y c), por la siguiente: “Dichos decretos tendrán una vigencia semestral y serán dictados en la oportunidad que determine el reglamento.”.

b) Intercálanse los siguientes incisos segundo y tercero:

“Una vez vencido el período de vigencia de los precios promedio, éstos continuarán vigentes mientras no sean fijados los nuevos precios de acuerdo a lo dispuesto en el presente artículo.

Los concesionarios de servicio público de distribución pagarán a sus suministradores los niveles de precios de los contratos respectivos considerados en el decreto semestral vigente a que se refiere el presente artículo.”.

c) Sustitúyese el inciso segundo, que ha pasado a ser cuarto, por el siguiente:

“Los precios asociados a los contratos señalados comenzarán a regir a partir de la fecha en que se inicie el suministro, conforme indique el contrato respectivo, y se aplicarán una vez que se dicte el decreto semestral correspondiente. Sólo en el caso de contratos que inicien su suministro durante el período de vigencia del respectivo decreto y mientras éste no se haya publicado, los concesionarios de servicio público de distribución pagarán a sus suministradores los precios del correspondiente contrato establecidos en el referido decreto que se encuentre dictado.”.

d) Reemplázase el actual inciso final, que ha pasado a ser quinto, por el siguiente:

“Asimismo, los precios que resulten de la indexación de los precios de los contratos entrarán en vigencia a partir de la fecha que origine la indexación y se aplicarán una vez que se dicte el decreto semestral correspondiente.”.

e) Incorpóranse, a continuación del actual inciso final que ha pasado a ser quinto, el siguiente inciso sexto, nuevo:

“No obstante, la concesionaria de distribución pagará o descontará al suministrador a más tardar hasta el siguiente período semestral, las diferencias de facturación resultantes de la aplicación de los niveles de precios fijados en el respectivo contrato, respecto de aquellos establecidos en el decreto semestral correspondiente. Asimismo, tales diferencias de facturación deberán ser traspasadas a los clientes regulados a través de las tarifas del decreto semestral siguiente, reajustadas de acuerdo al interés corriente vigente a la fecha de dictación de dicho decreto. Lo anterior, en conformidad a lo que se establezca en el reglamento.”.

22) Modifícase el artículo 160° en el siguiente sentido:

a) Intercálase, entre las palabras “nudo” y “definidos”, la expresión “de corto plazo”, y elimínase la frase “en los meses de abril y octubre de cada año”.

b) Incorpórase el siguiente inciso segundo:

“Las notificaciones y comunicaciones que se efectúen en el proceso de fijación de los precios de nudo, a que hace referencia el inciso anterior, podrán efectuarse a través de medios electrónicos.”.

23) 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 precio 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 perdidas 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) Modifícase el número 7 en el siguiente sentido:

i. Reemplázase la expresión “los meses de marzo o septiembre, según se trate de las fijaciones de precio de abril u octubre respectivamente, del año en que se efectúa la fijación” por “el segundo mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico a que se refiere el artículo 169°”.

ii. Sustitúyese, en el número 7, la expresión final “, y” por un punto aparte.

g) Elimínase el número 8.

24) Reemplázase en el inciso final del artículo 163° la expresión “en un CDEC” por “entre las empresas sujetas a coordinación”.

25) Reemplázase el inciso primero del artículo 165° por el siguiente:

“Artículo 165°.- Dentro de los primeros quince días del mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico a que se refiere el artículo 169°, la Comisión deberá poner en conocimiento del Coordinador y de los coordinados a través de éste, el informe técnico del cálculo de los precios de nudo según el procedimiento indicado en el artículo 162° de la presente ley, y que explicita y justifique:”.

26) Modifícase el artículo 166° en el siguiente sentido:

a) Reemplázase el encabezamiento del inciso primero por el siguiente:

“Artículo 166°.- Las empresas y entidades, a que se refiere el artículo 165°, comunicarán a la Comisión, en los plazos que se establezcan en el reglamento, sus observaciones al informe técnico elaborado por la Comisión. Cada empresa deberá informar a la Comisión, antes del último día de cada mes, respecto de sus clientes no sometidos a regulación de precios, en adelante “clientes libres”, y distribuidoras, al menos, lo siguiente:”.

b) Reemplázase en el inciso segundo la expresión “comprenderá los cuatro meses previos a las fechas señaladas” por “corresponderá a la del segundo mes anterior al de la comunicación señalada”.

27) Modifícase el artículo 167° en el siguiente sentido:

a) Reemplázase en el número 1 la expresión “mes anterior al de la fijación de los precios de nudo a la que se refiere el artículo 162°” por “tercer mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico a que se refiere el artículo 169°”.

b) Reemplázanse, en el número 2, la palabra “troncal” por “nacional” y el guarismo “102°” por “115°”.

28) Reemplázase en el artículo 169° la expresión “antes del 15 de abril y 15 de octubre de cada año” por la frase “en la oportunidad que indique el reglamento”.

29) Reemplázase en el inciso primero del artículo 170° la expresión “CDEC” por “Coordinador”.

30) Modifícase el artículo 171° en el siguiente sentido:

a) Reemplázase el inciso primero por el siguiente:

“Artículo 171°.- El Ministro de Energía, dentro de los diez días de recibido el informe técnico a que hace referencia el artículo 169°, fijará los precios de nudo de corto plazo y sus fórmulas de indexación, según lo establecido en el inciso primero del artículo 151°.”.

b) Intercálase, en el inciso segundo, entre las palabra “nudo” y la coma (,) que le sigue, la expresión “de corto plazo”.

c) Modifícase el inciso tercero en el siguiente sentido:

i. Intercálase entre las palabras “nudo” y “respectivo” y “nudo” y el punto seguido (.), la expresión “de corto plazo”.

ii. Elimínase la oración final: “Por su parte, las empresas distribuidoras también deberán aplicar los abonos o cargos de acuerdo a las diferencias que resulten de la aplicación de los precios de nudo que finalmente se establezcan.”.

d) Modifícase el inciso cuarto en el siguiente sentido:

i. Reemplázase la expresión “Todas las reliquidaciones” por “Las diferencias señaladas”.

ii. Intercálase entre las palabras “nudo” y la coma (,) que le sigue, la expresión “de corto plazo”.

e) Reemplázase el inciso final por el siguiente:

“En todo caso, se entenderá que los nuevos precios de nudo de corto plazo entrarán en vigencia a contar de las fechas que se establezcan en el reglamento.”.

31) 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.”.

32) 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”.

33) 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°.”.

34) 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, 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 internos, 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.”.

35) Reemplázase en la letra b) del artículo 210°, la expresión “en el artículo 208°” por la siguiente: “en la presente ley o en otras leyes en materia energética.”.

36) Modifícase el artículo 211° en el siguiente sentido:

a) Reemplázase el inciso segundo por el siguiente:

“Requerida la intervención del Panel de Expertos, éste, dentro de tercero día, deberá notificar a las partes, a la Comisión y a la Superintendencia las discrepancias presentadas, y dar publicidad a las mismas en su sitio web. 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. 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) Modifícase el inciso tercero en el siguiente sentido:

i. Intercálase, entre la palabra “participen” y la frase “en el procedimiento respectivo”, la siguiente expresión: “, en calidad de partes,”.

ii. Reemplázase la palabra “respectivo”, por la expresión “legal indicado en el inciso primero”.

iii. Incorpórase la siguiente oración a continuación del punto aparte (.) que pasa a ser seguido: “Lo anterior, en caso alguno alterará la aplicación y el alcance general de los instrumentos o actuaciones que tengan dicha naturaleza y sobre los cuales se pronuncia el respectivo dictamen.”.

c) Intercálase el siguiente inciso cuarto:

“En todas aquellas discrepancias en que la Comisión y la Superintendencia no tengan la calidad de partes, tendrán la condición de interesados en lo que respecta a las esferas de sus respectivas atribuciones.”.

d) Reemplázase el inciso final por el siguiente:

“No obstante, el Ministro de Energía, mediante resolución fundada y sujeta al trámite de toma de razón de la Contraloría General de la República, 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°.”.

37) 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.

38) 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.
- h) Cuenta pública anual que dé cuenta del cumplimiento de los objetivos de gestión.

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.

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.

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.

El Coordinador deberá otorgar acceso directo a la Comisión y la Superintendencia de los antecedentes y bases de datos que respaldan el sistema establecido en el artículo 72°-8.

Artículo 212°-3.- Administración y Dirección del Coordinador.

La dirección y administración del Coordinador estará a cargo de un Consejo Directivo, compuesto por cinco consejeros, los que serán elegidos conforme al artículo 212-5. Al Consejo Directivo le corresponderá la representación judicial y extrajudicial del organismo y para el cumplimiento de sus funciones, lo que no será necesario acreditar a terceros, está investido de todas las facultades de administración y disposición de toda clase de bienes. El Consejo Directivo podrá delegar parte de sus facultades en los ejecutivos principales, gerentes, subgerentes o abogados del Coordinador, en un consejero o en una comisión de consejeros y, para objetos especialmente determinados, en otras personas.

Uno de los consejeros ejercerá como Presidente del Consejo Directivo, elegido de conformidad con lo dispuesto en el artículo 212°-5, correspondiéndole, especialmente:

- a) Presidir y convocar las sesiones del Consejo;
- b) Comunicar al Director Ejecutivo y demás funcionarios del Coordinador, los acuerdos del Consejo, y
- c) Velar por la ejecución de los acuerdos del Consejo y cumplir con toda otra función que éste le encomiende.

El Consejo Directivo designará entre sus miembros a un Vicepresidente para que ejerza las funciones del Presidente en caso de ausencia o impedimento de cualquier naturaleza.

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 gestión para el funcionamiento técnico y administrativo 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. El Consejo Directivo considerará la opinión de sus trabajadores en la definición de su organización interna.

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.- Los miembros del Consejo Directivo y su Presidente serán elegidos, separadamente, en procesos públicos y abiertos, por el Comité Especial de Nominaciones, de una propuesta de candidatos al Consejo confeccionada por una o más empresas especializadas en reclutamiento y selección de personal. Los candidatos deberán acreditar experiencia profesional en el sector eléctrico u otras áreas que defina el Comité, y reunir las condiciones de idoneidad necesarias para desempeñar el cargo. Las especificaciones técnicas de la o las empresas especializadas y los aspectos operativos del procedimiento de elección de los consejeros del Consejo Directivo del Coordinador serán establecidas en el reglamento.

Los consejeros y el Presidente durarán cinco años en su cargo, pudiendo ser reelegidos por una vez. El Consejo Directivo se renovará parcialmente cada tres años.

Los consejeros podrán ser removidos de su cargo por el Comité Especial de Nominaciones por abandono de funciones, negligencia manifiesta en el ejercicio de sus funciones o falta de idoneidad por haber sido condenado por crimen o simple delito que merezca pena aflictiva o a la pena de inhabilidad perpetua para desempeñar cargos u oficios públicos, por el mismo quórum calificado fijado para su elección. La 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.

Los consejeros cesarán en sus funciones por alguna de las siguientes circunstancias:

- a) Término del período legal de su designación;
- b) Renuncia voluntaria;
- c) Incompatibilidad sobreviniente, circunstancia que será calificada por el Comité de Nominaciones;
- d) Remoción por causa justificada, acordada por el Comité de Nominaciones en los casos señalados en el presente artículo, y
- e) 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.

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 los siguientes miembros:

- a) El Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía;
- b) Un consejero del Consejo de Alta Dirección Pública;
- c) El Presidente del Panel de Expertos o uno de sus integrantes designado para tal efecto, y
- d) El Presidente del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia o uno de sus ministros designado para tal efecto.

El 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, tres de sus cuatro miembros.

Los integrantes del Comité no percibirán remuneración ni dieta adicional por el desempeño de sus funciones.

El Coordinador prestará al Comité el apoyo administrativo necesario para su debido funcionamiento, pudiendo contratar al efecto a la o las empresas especializadas a que se refiere el artículo 212°-5.

Artículo 212°-8.- Del Director Ejecutivo. El Director Ejecutivo deberá ser elegido y removido por el voto favorable de cuatro 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. Con todo, si el Director Ejecutivo estimare que un acuerdo, cuya ejecución le corresponde, es contrario a la normativa vigente, deberá representarlo por escrito y si el Consejo Directivo lo reitera en igual forma, deberá ejecutar dicho acuerdo, quedando exento de toda responsabilidad.

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 y el Presidente serán personalmente responsables por las acciones que realicen y las decisiones que adopten en el ejercicio de su cargo, 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. También podrán ser sancionados con multas los consejeros que infrinjan lo establecido en el artículo 212-6, relativo a sus incompatibilidades o por no concurrir, sin causa justificada, a más del 5% de las sesiones del Consejo en un año calendario. 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. En el caso de su Presidente, dicha remuneración se incrementará en un 10%. 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. La Comisión Nacional de Energía velará por el uso eficiente de los recursos consignados en el referido presupuesto.

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 de financiar dicho suplemento.

La Comisión podrá contratar asesorías o estudios que le permitan ejercer las atribuciones que se le entregan en el presente artículo, con el objeto de controlar la eficiencia en el gasto del Coordinador, conforme a parámetros objetivos.

Adicionalmente, dentro de los primeros cuarenta días de cada año, el Coordinador deberá presentar a la Comisión un informe auditado que dé cuenta de la ejecución presupuestaria del año calendario inmediatamente anterior y el grado de cumplimiento de los indicadores de gestión. El Consejo Directivo deberá considerar los resultados de dicho informe para el pago de los incentivos por desempeño o de gestión que pueda acordar entregar a los trabajadores y altos ejecutivos del Coordinador, durante el año siguiente al año auditado.

El Coordinador podrá obtener financiamiento, créditos, aportes o subsidios, previa aprobación de la Comisión.

El reglamento establecerá las normas necesarias para la implementación del presente artículo.

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.

Los ingresos a que se refiere el inciso precedente deberán imputarse al ejercicio de cálculo del presupuesto correspondiente del año siguiente y preferentemente a la partida correspondiente a los recursos necesarios para dar cumplimiento a las obligaciones establecidas en el artículo 72°-13.

Los bienes del coordinador destinados al cumplimiento de su objeto y funciones serán inembargables.

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.”.

39) Suprímese el artículo 220°.

40) Reemplázase el inciso primero del artículo 223° por el siguiente:

“Artículo 223°.- Para energizar nuevas instalaciones eléctricas distintas a las señaladas en el artículo 72°-17, sus propietarios deberán comunicar a la Superintendencia tal circunstancia en los plazos y acompañando además los antecedentes requeridos, según lo establezca el reglamento.”.

41) Modifícase el artículo 225° en el siguiente sentido:

a) Reemplázase la letra b) por la siguiente:

“b) Sistema Eléctrico Nacional: Sistema eléctrico interconectado cuya capacidad instalada de generación sea igual o superior a 200 megawatts.”.

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: Prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 72°-1. Son servicios complementarios al menos, el control de frecuencia, el control de tensión y el plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias.

Estos servicios se prestarán por medio de los recursos técnicos requeridos en la operación del sistema eléctrico, tales como la capacidad de generación de potencia activa, capacidad de inyección o absorción de potencia reactiva y potencia conectada de los usuarios, entre otros, y por la infraestructura asociada a la prestación del recurso técnico.”.

d) Incorpórase la siguiente letra ad), nueva:

“ad) Sistema de Almacenamiento de Energía: Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, según lo determine el reglamento.

Para estos efectos, los retiros efectuados en el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales. El reglamento establecerá las disposiciones aplicables a dichos retiros.”.

Artículo 2°.- Modifícase el artículo 15° de la ley N° 18.410, que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en el siguiente sentido:

a) Reemplázase el numeral 2) del inciso tercero, por el siguiente:

“2) Hayan entregado información falseada o bien, hayan omitido información, que pueda afectar el normal funcionamiento del mercado o los procesos de regulación de precios, en los casos que la ley autoriza a la Superintendencia, la Comisión Nacional de Energía, el

Ministerio de Energía o el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional para exigirla;”.

b) Sustitúyese el numeral 6) del inciso cuarto, por el que sigue:

“6) Constituyan una negativa a entregar información en los casos que la ley autorice a la Superintendencia, la Comisión Nacional de Energía, el Ministerio de Energía o el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional para exigirla o bien, su entrega sea injustificadamente incompleta, errónea o tardía;”.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo primero.- El Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, será 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, y de las entidades a través de las cuales éstos actúan a partir de la fecha señalada en el inciso quinto, sin perjuicio de los derechos recíprocos que puedan existir y de las excepciones que se indiquen en los artículos transitorios siguientes.

La Comisión, dentro del primer mes de publicación de la presente ley, mediante resolución exenta deberá establecer las normas relativas al funcionamiento del Comité Especial de Nominaciones a que hace referencia el artículo 212°-7 y el procedimiento de la primera elección de los miembros del Consejo Directivo, luego de lo cual convocará a dicho Comité a efectos que éste inicie el proceso de elección de los miembros del Consejo Directivo. La Comisión prestará al Comité el apoyo administrativo necesario para su debido funcionamiento, pudiendo contratar al efecto a la o las empresas especializadas a que se refiere el artículo 212°-5.

El Comité de Nominación deberá elegir a los miembros del Consejo Directivo dentro del plazo de 4 meses contado desde la publicación de esta ley. Para los efectos de la renovación parcial del Consejo Directivo, el período inicial de vigencia del nombramiento será de tres años para dos de sus integrantes, lo que será determinado por el Comité.

Una vez nombrado el Consejo Directivo, éste tendrá el plazo máximo de dos meses para la definición de sus estatutos, informando de ello a la Comisión y para la selección del Director Ejecutivo a través de un proceso público, informado y transparente.

El Coordinador comenzará a ejercer las funciones que esta ley le asigna, el 1 de enero de 2017, con excepción de las que se señalan a continuación, las que se ejercerán en las siguientes fechas:

a) A partir del 1 de octubre de 2017 aquellas funciones y exigencias establecidas en las letras a) y j) del artículo 72°-8.

b) A partir del 1 de enero de 2018 aquellas funciones y exigencias establecidas en el inciso tercero del artículo 72°-1, en las letras c) y f) del artículo 72°-8, y en los artículos 72°-11 y 72°-13.

c) A partir del 1 de julio de 2018 aquellas funciones establecidas en los artículos 72°-7 y 72°-10.

En el tiempo que medie entre la publicación de la presente ley en el Diario Oficial y la fecha en que el Coordinador comience a ejercer sus funciones, el CDEC SIC y el CDEC SING deberán seguir operando y ejerciendo las funciones que la normativa eléctrica vigente hasta la fecha de publicación de la presente ley les asigna, las que se entenderán vigentes hasta la fecha en que inicie sus funciones el Coordinador. No obstante lo anterior, el Consejo Directivo del Coordinador podrá instruir, a través del Director Ejecutivo, las medidas que sean necesarias para asegurar la adecuada instalación, organización y funcionamiento del Coordinador.

Artículo segundo.- El presupuesto del Coordinador para el año 2017 corresponderá a la suma de los presupuestos que presenten los respectivos CDEC para dicho año y que sean aprobados por la Comisión, la cual deberá velar por el uso eficiente de los recursos consignados en dichos presupuestos. Estos presupuestos deberán ser elaborados de acuerdo a las normas y el procedimiento vigente al momento de la publicación de la presente ley. Este presupuesto será financiado por los integrantes de ambos CDEC con una prorrata en base a la proporción de 70% de aporte del SIC y 30% de aporte del SING conforme a las normas vigentes a la fecha de publicación de la presente ley. Con todo, una vez iniciadas las funciones del Coordinador, su Consejo Directivo podrá revisar dicho presupuesto y efectuar los ajustes correspondientes, de manera fundada, los cuales deberán ser aprobados por la Comisión.

No obstante lo dispuesto en el inciso quinto del artículo primero transitorio, una vez nombrado el Consejo Directivo del Coordinador, y aprobado el presupuesto del año 2017 por parte de la Comisión, el referido Consejo comunicará a los integrantes de cada CDEC la forma y plazos en que deberán efectuar sus aportes.

Todo saldo a favor que resultare de la ejecución del presupuesto anual de los CDEC correspondiente al año 2016 de las personas jurídicas y entidades que le sirvan de soporte legal o administrativo a los CDEC, deberán ser traspasados al presupuesto del Coordinador para el año 2017.

Los desembolsos efectuados al amparo del presente artículo serán considerados como gastos deducibles tributariamente.

Tratándose de cuotas pendientes de facturación, podrán ceder los derechos al Coordinador, a fin de que éste facture y perciba dichos ingresos. Por su parte, tratándose de facturación pendiente de pago, podrá cederse la titularidad de las cuentas por cobrar asociadas a cada facturación, verificando al efecto los requisitos exigidos por la ley vigente

para la cesión de facturas. El eventual débito fiscal asociado a dicha facturación será declarado y pagado por el contribuyente que haya emitido dicha factura.

El Coordinador no será continuador de las personas jurídicas o entidades que le sirvan de soporte legal o administrativo a los CDEC para efectos tributarios.

Con anterioridad al 1° de enero de 2017, el Consejo Directivo podrá iniciar los trámites para la obtención del rol único tributario y de iniciación de actividades ante el Servicio de Impuestos Internos, o abrir cuentas corrientes bancarias y, en general, realizar cualquier trámite ante organismos públicos y privados que le permitan al Coordinador estar plenamente operativo a la fecha de inicio de sus funciones.

Artículo tercero.- El presupuesto del Coordinador para el año 2018, será financiado de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 212°-13. Para tal efecto, el cargo único por servicio público que se establece en dicho artículo, deberá ser incorporado en las boletas o facturas emitidas a partir del mes de septiembre de 2017.

Artículo cuarto.- 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 postular a la elección de los consejeros del Consejo Directivo y al cargo de Director Ejecutivo del Coordinador. Las personas que al momento de su nombramiento ejerzan cualquiera de dichas posiciones, deberán renunciar a ellas al momento de asumir el cargo.

Artículo quinto.- 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 2016, sin perjuicio que deban renunciar a sus cargos por la casual señalada en el artículo anterior.

Los miembros del Directorio en ejercicio al momento que el Coordinador asuma sus funciones, percibirán sus honorarios por los tres meses siguientes.

Artículo sexto.- Para los efectos de asegurar la continuidad de las funciones del CDEC, que serán asumidas por el Coordinador, el primero no podrá enajenar 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 o que éste hubiera manifestado su decisión de no hacerlo.

Sin perjuicio de lo anterior, los CDEC deberán ceder al Coordinador el uso, goce o disposición del sistema SCADA y otros activos esenciales, declarados así por la Comisión, a título gratuito u

oneroso, no pudiendo en este último caso excederse el valor a precio contable al 31 de diciembre de 2015.

Cualquier donación de los bienes señalados en el presente artículo no deberá sujetarse al trámite de la insinuación y se eximirá del impuesto a las donaciones establecido en la ley N° 16.271. Tal donación se acreditará con un certificado del Coordinador, conteniendo: nombre del donante, Rol Único Tributario, bienes objeto de donación y su valoración, fecha, firma y timbre de su Presidente, siendo el referido certificado título suficiente para realizar las inscripciones o registros que sean necesarios ante todo tipo de organismos, tales como el Servicio de Impuestos Internos o el Conservador de Bienes Raíces.

El Coordinador será el continuador de las personas jurídicas o entidades que sirven de soporte legal a los CDEC en lo relativo a contratos de suministro, de licencias de uso y, en general de prestaciones de servicios, y los derechos y obligaciones que de ellos emanan, que sean necesarios para la continuidad operacional del Coordinador. Para lo anterior, el Coordinador determinará la necesidad operacional e informará a la contraparte de su calidad de continuador de la entidad contratante original. Para efectos de lo dispuesto en el presente artículo será aplicable lo dispuesto en el inciso final del artículo segundo transitorio de la presente ley.

Artículo séptimo.- Para los efectos laborales y previsionales, el Coordinador es el continuador legal de las personas jurídicas o entidades que sirven de soporte al CDEC SIC y del CDEC SING. En especial se aplicará lo dispuesto en el artículo 4° del Código del Trabajo.

Artículo octavo.- El proceso de planificación anual de la transmisión troncal correspondiente al año 2016 no se registrará 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, aun cuando las normas que hacen referencia a la planificación energética no puedan ser aplicadas en tanto no se dicte el decreto a que se refiere el artículo 86°.

Artículo noveno.- 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, salvo lo referido en el inciso tercero del artículo 85°, que entrará en vigencia al momento de la publicación de la presente ley.

Artículo décimo.- Las instalaciones del sistema de transmisión troncal, de subtransmisión y adicional existentes a la fecha de publicación de la presente ley pasarán a conformar parte del sistema de

transmisión nacional, zonal y dedicado, respectivamente, sin perjuicio de las referencias que existan en la normativa eléctrica vigente al sistema troncal, subtransmisión y adicional y a lo dispuesto en los artículos transitorios de esta ley que les sean aplicables a dichos sistemas.

Artículo undécimo.- Durante el período que medie entre el 1 de enero del 2016 y el 31 de diciembre de 2017 seguirá vigente el decreto supremo N° 14, del Ministerio de Energía, promulgado el año 2012 y publicado el año 2013, que fija tarifas de sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación, en adelante “Decreto 14”, con excepción de aquellas disposiciones, factores y condiciones relativas al pago por uso de sistemas de subtransmisión por parte de las centrales generadoras que inyecten directamente o a través de instalaciones adicionales su producción en dichos sistemas, quienes quedarán excluidos de dicho pago. En consistencia con la recaudación esperada por la extensión del Decreto 14 y la proyección de la demanda, los pagos excluidos no serán cubiertos, ni absorbidos por el resto de los usuarios de los sistemas de subtransmisión.

El Ministerio de Energía, mediante decreto expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, previo informe técnico de la Comisión, podrá efectuar los ajustes que resulten estrictamente necesarios para la implementación de la exención de pago de las centrales generadoras y producto de la aplicación del decreto supremo N° 23 T, del Ministerio de Energía, promulgado el año 2015 y publicado el año 2016, en adelante “Decreto 23 T”, que digan directa relación con la modificación y/o adecuación de indexadores, parámetros, distribución de ingresos y demás condiciones de aplicación que permitan una implementación consistente y armónica del Decreto 14, en el periodo de vigencia extendida. Para la elaboración de dicho informe, la Comisión oirá a las empresas, las cuales podrán presentar sus observaciones en el plazo de 10 días desde la comunicación del señalado informe. Asimismo, la Comisión, a partir de las condiciones de aplicación señaladas en el mencionado decreto, podrá establecer los demás ajustes que sean necesarios para una aplicación concordante, coherente y técnicamente factible del Decreto 14, y sus efectos en los otros decretos tarifarios, con el objeto de mantener la debida consistencia, armonía tarifaria o evitar dobles contabilizaciones o subvaloraciones en la cadena de pago, y hacer un adecuado traspaso de costos a los clientes finales, entre los distintos decretos tarifarios vigentes.

Sin perjuicio de lo señalado en el inciso anterior, la distribución de los ingresos recaudados por la aplicación de las tarifas establecidas en el Decreto 14 durante su vigencia extendida, deberá incluir aquellas instalaciones contenidas en el decreto 163/2014, del Ministerio de Energía, promulgado y publicado el año 2014.

Una vez vencido el plazo de vigencia dispuesto en este artículo para el Decreto 14, los valores establecidos en él y sus fórmulas de indexación seguirán rigiendo mientras no se dicte el decreto a que se refiere el artículo siguiente. No obstante lo señalado, se deberán abonar o cargar a los usuarios, las diferencias que se produzcan entre lo efectivamente facturado y lo que corresponda facturar acorde a las nuevas

tarifas, por todo el período transcurrido hasta la fecha de publicación del nuevo decreto. Los ajustes que sean procedentes producto de lo anterior, serán calculados considerando la variación que experimente el Índice de Precios al Consumidor a la fecha de publicación de los nuevos valores. En todo caso, se entenderá que los nuevos valores entrarán en vigencia a contar del vencimiento de las tarifas del Decreto 14.

Artículo duodécimo.- Durante el período que dure la vigencia extendida del Decreto 14, conforme a lo dispuesto en el artículo anterior, se dará continuidad y término al proceso de determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios en curso al momento de la publicación de la presente ley, de acuerdo a los términos dispuestos en el presente artículo.

El respectivo decreto tendrá una vigencia que se extenderá desde el 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019.

La Comisión deberá emitir un Informe Técnico que defina el valor anual de los sistemas de transmisión zonal y la proporción de la transmisión dedicada que los usuarios sujetos a regulación de precios hacen uso de éstas, así como también sus respectivas fórmulas de indexación, que servirá de base para la dictación del respectivo decreto supremo. Dicho informe deberá contener:

- i. La identificación de sus propietarios u operadores;
- ii. La valorización eficiente por sistema de transmisión zonal resultante de la suma de la anualidad del valor de la inversión y de los costos de operación, mantenimiento y administración, separado por cada propietario u operador;
- iii. La valorización eficiente por sistema dedicado resultante de la suma de la anualidad del valor de la inversión y de los costos de operación, mantenimiento y administración, separado por cada propietario u operador, en la parte que los usuarios sujetos a fijación de precios hacen uso de estas instalaciones; y
- iv. La determinación de las fórmulas de indexación para el período bienal.

Para efectos de determinar la valorización de los derechos relacionados con el uso de suelo, tales como los referidos a adquisición de terrenos, su uso y goce, los gastos e indemnizaciones pagadas para el establecimiento de servidumbres voluntarias o forzosas, utilizadas por instalaciones de transmisión zonal, se considerará el valor asignado en el Informe Técnico Definitivo para la Determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión para el Cuadrienio 2011–2014, que sirvió de base a la dictación del Decreto 14.

Para emitir el Informe Técnico antes señalado se deberá dar cumplimiento a lo siguiente:

a) La Comisión deberá requerir inmediatamente después de publicada la presente ley, que las empresas de transmisión zonal actualicen y/o complementen el listado íntegro de sus instalaciones al 31 de diciembre de 2015, conforme al formato y las condiciones que se señalan en la resolución exenta N° 93, de 2014, de la Comisión.

Las empresas de transmisión zonal dispondrán hasta el 30 de septiembre de 2016 para enviar la información requerida. En aquellos casos en que las instalaciones no sean presentadas a la Comisión en tiempo y forma, no serán consideradas en la determinación del valor anual de los sistemas de transmisión zonal, por el periodo tarifario 2018 – 2019.

Formarán parte del listado de instalaciones antes citado, las líneas y subestaciones eléctricas contenidas en el decreto supremo N° 163/2014, del Ministerio de Energía, promulgado y publicado el año 2014, en concordancia con lo establecido en el Decreto 23 T, más aquellas otras instalaciones que fueron aceptadas como pertenecientes al sistema de subtransmisión, por parte del CDEC correspondiente y que se encuentren en operación al 31 de diciembre de 2015.

Adicionalmente se incorporarán al inventario, las instalaciones dedicadas que son utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios y que se encuentren en operación al 31 de diciembre de 2015. Dicha entrega de información se deberá efectuar en los mismos términos señalados precedentemente;

b) La Comisión en el plazo de tres meses procederá a revisar y en su caso a corregir, la información entregada por las empresas propietarias u operadoras de transmisión zonal y de instalaciones dedicadas, según corresponda, pudiendo requerir aclaraciones y/o antecedentes complementarios a las empresas, las que deberán entregarla en el plazo que determine la Comisión. La Comisión establecerá en el Informe Técnico el inventario y la valorización de las instalaciones de transmisión zonal y de transmisión dedicada utilizadas por usuarios sometidos a regulación de precios, que servirá de base a la dictación del decreto supremo que fije las nuevas tarifas de los sistemas de transmisión zonal y de transmisión dedicada utilizadas por usuarios sometidos a regulación de precios y sus fórmulas de indexación;

c) Una vez vencido el plazo definido en el literal anterior, la Comisión procederá a emitir un Informe Técnico Preliminar, el cual deberá ser publicado en su página web y comunicado a las empresas propietarias u operadoras de transmisión zonal y de transmisión dedicadas, participantes, usuarios e instituciones interesadas mediante correo electrónico, quienes dispondrán de un plazo de 10 días contado desde la referida notificación para presentar sus observaciones al mencionado informe;

d) Concluido el plazo para presentar observaciones al Informe Técnico Preliminar y dentro de los 20 días siguientes, la Comisión emitirá un Informe Técnico Final aceptando o rechazando fundadamente las observaciones planteadas, el cual deberá ser comunicado a las empresas de transmisión zonal y de transmisión dedicada, participantes, usuarios e instituciones interesadas mediante correo electrónico y publicado en su sitio electrónico;

e) Dentro de los 10 días siguientes a la comunicación del Informe Técnico Final, las empresas propietarias u operadoras de transmisión zonal y de transmisión dedicada, participantes, usuarios e instituciones interesadas podrán presentar sus discrepancias al Panel de Expertos, el que emitirá su dictamen en un plazo máximo de 30 días contado desde la realización de la audiencia pública. Para estos efectos, se entenderá que existe discrepancia susceptible de ser sometida a dictamen del Panel de Expertos, si quien hubiere formulado observaciones al Informe Técnico Preliminar perseverare 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;

f) Dentro de los 20 días siguientes a la fecha del dictamen del Panel de Expertos o de 3 días de vencido el plazo para presentar discrepancias, en su caso, la Comisión deberá remitir al Ministerio de Energía el Informe Técnico Definitivo con las materias señaladas en el inciso tercero del presente artículo para el bienio respectivo, sus antecedentes e incorporando lo resuelto en el dictamen del Panel de Expertos, si correspondiere;

g) Dentro de 20 días de recibidos los antecedentes señalados en el literal precedente, el Ministro de Energía fijará el valor anual por tramo de las instalaciones y las tarifas de transmisión zonal y transmisión dedicada utilizadas por usuarios sujetos a regulación de precios y sus respectivas fórmulas de indexación, conforme a los antecedentes remitidos por la Comisión, mediante decreto supremo expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, el que deberá publicarse en el Diario Oficial;

h) Las condiciones relativas al pago de las tarifas que se contengan en el referido decreto se regirán por las disposiciones contenidas en la presente ley, e

i) Para efectos de la remuneración tanto de las instalaciones que entren en operación entre el 1 de enero y el 31 de octubre de 2016, como aquellas que en virtud de expansiones en curso vean modificadas su utilización, deberán ser adscritas transitoriamente por la Comisión conforme a lo establecido en el inciso final del artículo 102° y sobre la base de los antecedentes y metodologías contenidos en el Informe Técnico Definitivo señalado en la letra f) precedente. El Ministerio de Energía, previo informe de la Comisión, fijará por decreto expedido bajo la fórmula por orden del Presidente de la República, el A.V.I. y C.O.M.A. a

remunerar, los que sólo se aplicarán hasta la entrada en vigencia del siguiente decreto de valorización de la transmisión correspondiente.

Artículo decimotercero.- A más tardar el 31 de octubre del 2016, las empresas de transmisión zonal deberán presentar a la Comisión una nómina de las obras que estén en construcción y una propuesta de expansión, la cual contendrá las obras consideradas necesarias para el abastecimiento de la demanda y cuyo inicio de construcción se encuentre previsto hasta el 31 de diciembre del 2018.

La Comisión, previo informe del CDEC respectivo o del Coordinador en su caso, revisará todas las nóminas y propuestas presentadas y definirá mediante resolución exenta las instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, necesarias para el abastecimiento de la demanda, se encuentren o no contenidas en las nóminas y propuestas presentadas, incluyendo la descripción de las mismas, su A.V.I. y C.O.M.A., plazo de entrada en operación y empresa responsable de su ejecución. La Comisión en la revisión y definición de dichas instalaciones deberá considerar los criterios señalados en las letras a), b) c) y d) del inciso segundo del artículo 87°, salvo lo referido a los distintos escenarios energéticos que defina el Ministerio.

El proceso de revisión y definición de las instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria que establece el presente artículo, deberá contemplar las holguras o redundancias necesarias para incorporar los criterios mencionados en los literales señalados precedentemente, y deberá considerar como tasa de actualización lo dispuesto en el inciso quinto del artículo 87°.

La Comisión dentro del plazo de 90 días contado desde la entrega del Informe por parte del CDEC o Coordinador, definirá mediante resolución exenta el listado preliminar de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria para cada sistema, el cual será comunicado vía correo electrónico y mediante la publicación en su página web, a las empresas que presentaron nóminas y propuestas de expansión a fin de que sea observado por éstos en el plazo de 10 días.

Una vez recibidas las observaciones, la Comisión en el plazo de 30 días deberá emitir la resolución exenta que aprueba el listado final de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, de la cual se podrá discrepar ante el Panel de Expertos en el plazo de 15 días el cual deberá emitir su dictamen en el plazo de 30 días contado desde la respectiva audiencia pública. Para estos efectos, se entenderá que existe discrepancia susceptible de ser sometida al dictamen del Panel, si quien hubiere formulado observaciones a la resolución exenta que aprueba el listado preliminar de instalaciones persevera en ellas, con posterioridad al rechazo de las mismas por parte de la Comisión, como también, si quien no hubiere formulado observaciones a dicha resolución, considere que se debe mantener su contenido, en caso de haberse modificado el listado final de instalaciones.

La Comisión emitirá la resolución exenta que aprueba el listado definitivo de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, dentro de los tres días de vencido el plazo para presentar discrepancias en el caso que éstas no se presentaren, o dentro de 15 días de notificado el dictamen del Panel de Expertos, para el caso que se hayan presentado. Dicha resolución se remitirá al Ministerio de Energía, el cual dentro del plazo de 10 días de recibidos los antecedentes fijará el listado de instalaciones de transmisión zonal de ejecución obligatoria, mediante decreto supremo expedido bajo la fórmula “por orden del Presidente de la República”, el que deberá publicarse en el Diario Oficial.

Las obras contenidas en el referido decreto deberán contener como mínimo su individualización y características, la empresa responsable de su ejecución, el plazo en que deba iniciarse su construcción, cuando corresponda, el cual no podrá ser posterior al 31 de diciembre del 2018, y el plazo de ejecución e ingreso e operación de la respectiva obra.

Las obras nuevas y ampliaciones contenidas en el decreto señalado precedentemente serán licitadas por el Coordinador, y su remuneración se registrará de acuerdo a las reglas contenidas en la presente ley.

Las restantes obras contenidas en el referido decreto serán remuneradas como obras existentes de transmisión zonal, desde que entren en operación conforme lo señalado en el artículo 102°. Para estos efectos, la Comisión procederá a su valorización sobre la base de los antecedentes y metodología contenidos en el Informe Técnico Definitivo relativo al Decreto de Valorización de Subtransmisión o Zonal, que se encuentre vigente al momento de entrada en operación de la obra. El Ministerio de Energía, previo informe de la Comisión, fijará por decreto expedido bajo la fórmula por orden del Presidente de la República, el A.V.I. y C.O.M.A. a remunerar, el cual sólo se aplicará hasta la entrada en vigencia del siguiente decreto de valorización de la transmisión correspondiente.

Las empresas que incurran en incumplimiento de la obligación a que se refiere este artículo perderán el derecho a ejecutar y explotar las obras e instalaciones que se les hubiere asignado en el decreto respectivo, las que serán licitadas por el Coordinador.

Artículo decimocuarto.- Para el período que medie entre la entrada en vigencia de la presente ley y el 31 de diciembre de 2019, los costos asociados a la supervisión a que hace referencia el inciso cuarto del artículo 95° para las instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional, se entenderán cubiertos en el Valor Anual de la Transmisión Troncal contenida en el decreto supremo N° 23 T, del Ministerio de Energía, promulgado el año 2015 y publicado el año 2016.

Artículo decimoquinto.- 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 decimosexto.- Los Procedimientos a que hace referencia el artículo 10 del decreto supremo N° 291, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, promulgado el año 2007 y publicado el año 2008, que a la fecha de publicación de la presente ley cuenten con el informe favorable de la Comisión, seguirán vigentes en todo aquello que no contradiga la normativa eléctrica vigente y en tanto las materias contenidas en ellos no sean tratadas en las normas técnicas a que hace referencia el artículo 72°-19 o en los Procedimientos Internos del Coordinador establecidos en el artículo 72°-4, según corresponda.

Artículo decimoséptimo.- 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 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 2019.

Artículo decimonoveno.- A partir de la vigencia de la presente ley y hasta el 31 de diciembre de 2019, las compensaciones por indisponibilidad de suministro a que hace referencia el artículo 72°-20 se regirán por lo dispuesto en el artículo 16 B de la ley N° 18.410, que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

A partir del 1 de enero de 2020 hasta el año 2023, las compensaciones a los usuarios finales sujetos a regulación de precios a que hace referencia el artículo 72°-20, corresponderá al equivalente de la energía no suministrada durante la falla o evento, valorizada a diez veces el valor de la tarifa de energía vigente en dicho período.

En el caso de usuarios no sometidos a fijación de precios, la compensación corresponderá al equivalente de la energía no suministrada durante ese evento, valorizada a diez veces la componente de energía del precio medio de mercado establecido en el informe técnico definitivo del precio de nudo de corto plazo vigente durante dicho evento.

A las compensaciones que regula este artículo y que se paguen a partir del 1 de enero de 2020 hasta el año 2023, se les aplicará los montos máximos definidos en el artículo 72°-20.

Artículo vigésimo.- Dentro del plazo de un año 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. 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.

La resolución exenta a que hace referencia el inciso anterior, tendrá como plazo de vigencia máxima dieciocho meses contado desde la publicación de la presente ley en el Diario Oficial. En caso de requerir una prórroga por cuanto el reglamento que verse sobre el mismo contenido se encuentre en trámite, ésta deberá ser aprobada por resolución exenta, indicando expresamente los fundamentos que ameritan la señalada prórroga y su plazo.

Artículo vigésimo primero.- Las empresas que operen instalaciones de transmisión existentes al momento de la entrada en vigencia de la presente ley, deberán presentar al Coordinador los antecedentes e información que servirá de base para los registros señalados en las letras a) y j) del artículo 72°-8, dentro del plazo de 9 meses contado desde su publicación en el Diario Oficial, conforme a las instrucciones impartidas por la Comisión Nacional de Energía.

Las instalaciones de transmisión existentes cuyos antecedentes no sean presentados ante el Coordinador dentro del plazo antes indicado no serán consideradas en el primer proceso de tarificación a que se refiere el Capítulo IV del Título III de esta ley. Sin perjuicio de lo anterior, una vez entregada la información a que hace referencia el inciso precedente y registradas las instalaciones, las mismas serán consideradas en los siguientes procesos de tarificación.

Se exceptuará de lo establecido en el presente artículo la entrega de información y antecedentes asociados a la individualización y valorización de los derechos relacionados con el uso de suelo de instalaciones de transmisión zonal existentes a la entrada en vigencia de la presente ley, respecto a los cuales no conste el valor efectivamente pagado o carezcan del título respectivo, las cuales se sujetarán al procedimiento de valorización establecido en el artículo vigésimo tercero transitorio.

Artículo vigésimo segundo.- Para efectos de la realización de los procesos de tarificación a que se refiere el Capítulo IV del Título III de esta ley, la valorización de los derechos relacionados con el uso de suelo, tales como los referidos a adquisición de terrenos, su uso y goce, servidumbres voluntarias o forzosas, entre otros, considerará lo siguiente:

a. Respecto a aquellas instalaciones de transmisión troncal existentes al 13 de marzo de 2004, se considerará el valor que por este concepto se encuentre incorporado en la valorización de las instalaciones, empleada por la Dirección de Peajes del respectivo CDEC en sus informes vigentes al 6 de mayo de 2002;

b. Respecto a aquellas instalaciones de transmisión troncal que entraron en operación hasta el 31 de diciembre de

2013, no comprendidas en el literal anterior, se considerará el valor asignado en el Informe Técnico Definitivo para la Determinación del Valor Anual y Expansión del Sistema de Transmisión Troncal Cuadrienio 2016 – 2019, aprobado por resolución exenta N° 616, de 24 de noviembre de 2015, de la Comisión Nacional de Energía, que sirvió de base a la dictación del decreto N° 23 T, del Ministerio de Energía, promulgado el año 2015 y publicado el año 2016, que fija instalaciones del sistema de transmisión troncal, el área de influencia común, el valor anual de transmisión por tramo y sus componentes con sus fórmulas de indexación para el cuadrienio 2016 - 2019.

c. Respecto a aquellas instalaciones de transmisión nacional, que entraron en operación a contar del 1 de enero de 2014, se valorizarán de acuerdo a lo dispuesto en el inciso quinto del artículo 103°.

La valorización de los referidos derechos será actualizada de acuerdo a la variación experimentada por el Índice de Precios al Consumidor.

Artículo vigésimo tercero.- Los propietarios o quienes exploten las instalaciones de subtransmisión consideradas para el año base incluido en el Informe Técnico Definitivo para la Determinación del Valor Anual de los Sistema de Subtransmisión Cuadrienio 2011 - 2014, que sirvió de base a la dictación del decreto N° 14, del Ministerio de Energía, promulgado el año 2012 y publicado el año 2013, que fija tarifas de subtransmisión y transmisión adicional y sus fórmulas de indexación para el cuadrienio 2011 - 2014, podrán optar por las siguientes alternativas de valorización para los derechos relacionados con el uso de suelo, tales como los referidos a adquisición de terrenos, su uso y goce, servidumbres voluntarias o forzosas, entre otros:

1. Acogerse al reconocimiento del 65% del valor contenido en dicho Informe Técnico, expresado en pesos al 31 de diciembre del año base, reajustado por el Índice de Precios al Consumidor.

2. Acogerse al procedimiento de valorización general que se señala en los incisos tercero y siguientes.

La elección de la alternativa de valorización escogida por las empresas subtransmisoras deberá abarcar la totalidad de las instalaciones de la respectiva empresa, comprendidas en el inciso primero y comunicarse a la Comisión, por el representante legal de las mismas, dentro de los 30 días siguientes a la publicación de la presente ley. En caso que no se efectúe dicha comunicación en el plazo antes señalado, las instalaciones de subtransmisión serán valorizadas en conformidad al procedimiento general indicado en el número 2 precedente.

Por su parte, para el caso de las instalaciones de subtransmisión existentes a la fecha de publicación de la presente ley, no comprendidas en el inciso primero, respecto a los cuales no conste el valor efectivamente pagado por concepto de derechos de uso de suelo o carezcan del título respectivo, las empresas deberán presentar ante la

Superintendencia, dentro del plazo de 6 meses contado desde la publicación de la presente ley, una solicitud de valorización con indicación del año de constitución, las coordenadas georreferenciadas del polígono asociado a dichos terrenos, y otros antecedentes conforme a los términos del acto administrativo que la Superintendencia dicte para estos efectos.

En los casos señalados en el inciso precedente, la valorización de los derechos relacionados con el uso de suelo será determinada por una o más comisiones tasadoras designadas por la Superintendencia de acuerdo al artículo 63° de la ley. La valorización que practiquen las comisiones tasadoras se efectuará de acuerdo al valor del terreno correspondiente a la fecha de entrada en operación de la instalación respectiva. Las comisiones tasadoras considerarán los antecedentes aportados por las respectivas empresas, la Superintendencia, la Comisión y otros que estimen necesarios para el adecuado cumplimiento de sus funciones, pudiendo efectuar visitas a terreno para tales efectos. Los términos y condiciones de las actuaciones de las Comisiones Tasadoras serán definidos mediante acto administrativo dictado por la Superintendencia.

Dentro del plazo de 15 días contado desde la notificación de la resolución de la Comisión Tasadora, la Superintendencia remitirá los antecedentes respectivos al Coordinador para efectos del registro de la información conforme lo establecido en la letra j) del artículo 72°-8 de esta ley.

La definición de la superficie a valorizar será determinada por el Coordinador, de acuerdo a la menor cabida que resulte entre la superficie indicada en el título en el que consta la constitución del derecho de uso de suelo, en los casos que dicho título exista, o aquella que resulte de la aplicación de la norma de seguridad que para tales efectos dicte la Superintendencia. De no existir el título o no especificarse la superficie en él, se empleará aquélla que resulte de la aplicación de la norma citada.

En todo caso, las empresas podrán solicitar por motivos fundados que se considere para efectos de su valorización, todo o parte de la superficie contemplada en el título en que consta la constitución del respectivo derecho de uso de suelo, cuando dicha superficie sea mayor a la comprendida en la referida norma de seguridad y se encuentre previamente autorizado por la Superintendencia por motivos de mayor seguridad del sistema, o adicionalmente, cuando normativamente no fuese posible adquirir o usar terrenos en superficies menores, sin perjuicio de lo dispuesto en el inciso final del artículo 69°.

Los costos asociados al procedimiento de valorización descrito en el presente artículo serán de cargo de las respectivas empresas subtransmisoras.

Mediante acto administrativo dictado por la Superintendencia se establecerán las demás condiciones, etapas y plazos para la debida implementación del presente artículo.

Artículo vigésimo cuarto.- En un plazo de 120 días contado desde la publicación de la presente ley, los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes exploten a cualquier título las instalaciones del sistema dedicado deberán remitir copia de los contratos existentes por uso de las instalaciones de transmisión dedicada a la Comisión, la Superintendencia y al respectivo CDEC.

Artículo vigésimo quinto.- El régimen de recaudación, pago y remuneración de la transmisión nacional, se regirá, en lo pertinente, por las siguientes reglas desde la entrada en vigencia de la presente ley hasta el 31 de diciembre de 2034:

A. Las instalaciones del sistema de transmisión nacional cuya fecha de entrada en operación señalada en los decretos de expansión respectivos sea posterior al 31 de diciembre del 2018 y las instalaciones asociadas a la interconexión SIC-SING, serán íntegramente pagadas por los clientes finales, a través del cargo único a que se refiere el artículo 115° de esta ley.

B. En el período que medie entre la entrada en vigencia de la presente ley y el 31 de diciembre de 2018, las normas que esta ley deroga en relación al régimen de recaudación, pago y remuneración se aplicarán íntegramente.

C. Las inyecciones provenientes de centrales generadoras a partir del 1 de enero de 2019 se regirán por las reglas permanentes contenidas en la presente ley, eximiéndose del pago de peajes de transmisión, salvo las inyecciones que se señalan en los literales siguientes.

D. Durante el período que medie entre el 1 de enero de 2019 y el 31 de diciembre de 2034, a los pagos por el sistema de transmisión nacional por parte de las empresas generadoras por sus inyecciones y retiros asociados a contratos de suministro para clientes libres o regulados, celebrados con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente ley, se le aplicarán las mismas reglas generales de cálculo del pago de la transmisión troncal que esta ley deroga, con las siguientes adecuaciones:

i. Los ingresos tarifarios esperados serán valorizados igual a cero.

ii. Por su parte, los ingresos tarifarios reales de los tramos del sistema de transmisión nacional serán descontados del V.A.T.T. respectivo, estableciendo de este modo el peaje mensual equivalente a cobrar sobre cada uno de los tramos del sistema.

iii. Los pagos de peajes se mantendrán en base al cálculo de participaciones esperadas, con los ajustes que señala este artículo. Dicho cálculo para cada año del período comprendido entre el 1 de enero de 2019 y el 31 de diciembre de 2034, se efectuará anualmente por el Coordinador para todas las inyecciones y todos los retiros, aplicándose

dichas prorratas sobre el V.A.T.T. de cada tramo, descontando en su pago equivalente mensual el ingreso tarifario real mensual según corresponda.

iv. El Coordinador deberá enviar a la Comisión, antes del 30 de noviembre de cada año, a partir de 2018, las prorratas mensuales sobre uso esperado asignables a inyecciones y retiros.

v. Para la determinación del peaje mensual, con independencia de las liquidaciones asociadas a las transferencias instantáneas entre empresas generadoras, se utilizará el ingreso tarifario real del segundo mes anterior al cual se aplique. Dichos ingresos tarifarios deberán estar disponibles a más tardar el día 1 del mes anterior. Para dichos efectos, el ingreso tarifario real del mes de enero de 2019 deberá estar determinado a más tardar durante la primera quincena de febrero del mismo año. Adicionalmente, en este período y sólo para los primeros dos meses del año 2019, los ingresos tarifarios reales serán considerados con el valor cero, utilizando para el cálculo del peaje del mes de marzo de 2019, el ingreso tarifario real de enero de ese año.

vi. En el período que medie entre el 1° de enero 2019 y el 31 de diciembre de 2034, se deberá considerar la asignación a la que se refiere el ordinal iii) del inciso segundo del artículo 114° bis.

vii. El cálculo del peaje de inyección se realizará considerando todas las centrales, el que se ajustará mensualmente y para cada año del período transitorio por los factores de ajuste contenidos en la siguiente tabla:

Año	Factores de ajuste de pago por inyección
2019	100%
2020	95,52%
2021	88,28%
2022	81,19%
2023	76,88%
2024	67,69%
2025	54,98%

5	
2026	50,93%
2027	44,70%
2028	39,65%
2029	36,89%
2030	33,80%
2031	16,50%
2032	13,46%
2033	12,90%
2034	0%

Con todo, sólo estarán obligadas al pago del peaje, las empresas señaladas en el literal D. que inyecten energía, hasta el valor resultante de multiplicar el peaje por inyección esperada, por el menor valor que resulte de comparar uno y el cociente entre la energía retirada esperada y la energía inyectada esperada, de los contratos señalados.

viii. Se eliminarán los cargos señalados en los párrafos primero y segundo de la letra a) del artículo 102° que esta ley deroga.

ix. Se distinguirán dos grupos de clientes finales:

- 1. Clientes libres de empresas generadoras, individualizados mediante resolución exenta de la Comisión, cuya energía contratada promedio anual es superior o igual a 4.500 MWh.
- 2. Los demás clientes, libres o regulados.

Para los clientes individualizados en el numeral 1, se considerará una prorrata individual, y se determinará su pago de peajes, conforme a lo siguiente:

a) La suma de las prorratas individuales, aplicadas sobre la reducción de pago de los generadores señalada precedentemente, será la que se indica en la tabla siguiente:

Año	Suma de prorratas de Clientes Individualizados
2019	0,00%
2020	1,95%
2021	6,74%
2022	7,35%
2023	8,69%
2024	9,61%
2025	13,54%
2026	13,70%
2027	16,39%
2028	19,81%
2029	22,51%
2030	25,60%
2031	28,53%
2032	31,57%
2033	32,13%
2034	Régimen permanente

b) La aplicación de la metodología de pagos por retiros que esta ley deroga sobre las instalaciones que corresponda, considerando que las participaciones en el SIC asociadas a retiros del SING, son iguales a cero y a su vez, a las instalaciones que corresponda, considerando que las participaciones en el SING asociadas a retiros del SIC son iguales a cero.

c) Los cargos únicos aplicables de las nuevas obras de transmisión nacional cuya fecha de entrada en operación señalada en los decretos de expansión respectivos sea posterior al 31 de diciembre del 2018 y las instalaciones asociadas a la interconexión SIC-SING.

Para los clientes señalados en el numeral 2, se determinará un pago de peajes a través de un cargo único, conforme a lo siguiente:

a) Su proporción, sobre la reducción de pago de los generadores señalada en este artículo, según la siguiente tabla:

Año	Clientes No Individualizados
-----	------------------------------

2019	0,00%
2020	2,53%
2021	4,98%
2022	11,46%
2023	14,43%
2024	22,70%
2025	31,48%
2026	35,37%
2027	38,91%
2028	40,54%
2029	40,60%
2030	40,60%
2031	54,97%
2032	54,97%
2033	54,97%
2034	Régimen permanente

b) La aplicación de la metodología de pagos por retiros que esta ley deroga sobre las instalaciones que corresponda.

c) Los cargos únicos aplicables de las nuevas obras de transmisión nacional cuya fecha de entrada en operación señalada en los decretos de expansión respectivos sea posterior al 31 de diciembre del 2018 y las instalaciones asociadas a la interconexión SIC-SING.

x. Las exenciones de pagos de peaje asociadas a las empresas a que hace referencia la letra C. de este artículo, así como también la exención de peajes para las centrales de medios de generación renovables no convencionales que esta ley deroga, serán asumidas íntegramente por los consumidores finales.

xi. Las instalaciones del sistema de transmisión troncal que están asociadas a la interconexión SIC-SING individualizadas en el decreto supremo N° 23 T, promulgado el año 2015 y publicado el año 2016, y en el decreto exento N° 158, promulgado y publicado el año 2015, ambos del Ministerio de Energía, serán identificadas e incorporadas en una resolución exenta de la Comisión.

xii. No será aplicable lo establecido en el inciso quinto del artículo 101° que esta ley deroga.

E. Para el período comprendido entre el 1 de enero de 2019 y el 31 de diciembre de 2034, los propietarios de las centrales generadoras podrán sujetarse a un mecanismo de rebaja del peaje de inyección en forma proporcional a la energía contratada con sus clientes finales, libres o regulados. El mecanismo deberá considerar lo siguiente:

i. Las empresas generadoras, distribuidoras y clientes libres 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 el uso del sistema de 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. 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, de manera independiente para cada contrato cuya empresa 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 correspondiente 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 de ambas partes.

La exención del pago de peajes de inyección que resulte de lo dispuesto en el inciso anterior modificará las prorratas individuales de los clientes que suscriban estos acuerdos, los que pasarán a conformar parte del grupo de los clientes finales señalados en el numeral 2., de conformidad a la proporción de energía considerada en dichos acuerdos. Por tanto, la proporción de su prorrata individual que corresponda deberá adicionarse a los porcentajes señalados en la “Tabla Clientes no Individualizados” precedente.

ii. Se establece el plazo de dos años a contar de la publicación de la presente ley, para que las empresas puedan ejercer la facultad que establece este literal. Sin perjuicio de lo anterior, el cambio de régimen de pago se aplicará de manera común a partir del 1° de enero de 2019.

Artículo vigésimo sexto.- Lo dispuesto en los incisos tercero y siguientes del artículo 158° de esta ley regirá para todos los contratos vigentes a partir de la publicación de la presente ley.

Artículo vigésimo séptimo.- Incrementase 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 vigésimo octavo.- 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 vigésimo noveno.- 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 sesión celebrada el día 4 de julio de 2016, con asistencia de sus miembros, Honorables Senadores señora Isabel Allende Bussi (Presidenta) y señores Alejandro García-Huidobro Sanfuentes, Alejandro Guillier Álvarez, Manuel José Ossandón Irrarrázabal (Baldo Prokurica Prokurica) y Jorge Pizarro Soto, y Honorables Diputados señora Yasna Provoste Campillay y señores Miguel Ángel Alvarado Ramírez, Sergio Gahona Salazar, Luis Lemus Aracena y Jorge Rathgeb Schifferli (Paulina Núñez Urrutia).

Sala de la Comisión, a 4 de julio de 2016.

Ignacio Vásquez Caces
Secretario de la Comisión Mixta