

**MENSAJE DE S.E. LA PRESIDENTA
DE LA REPÚBLICA CON EL QUE
INICIA UN PROYECTO DE LEY QUE
ESTABLECE NUEVOS SISTEMAS DE
TRANSMISIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA Y CREA UN ORGANISMO
COORDINADOR INDEPENDIENTE DEL
SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.**

Santiago, 4 de agosto de 2015.-

M E N S A J E N° 731-363/

Honorable Cámara de Diputados:

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

En uso de mis facultades constitucionales, tengo el honor de someter a vuestra consideración un proyecto de ley que modifica la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante e indistintamente "LGSE", estableciendo nuevos sistemas de transmisión de energía eléctrica y creando un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional.

I. ANTECEDENTES

1. Cumpliendo la Agenda de Energía

En el mes de mayo de 2014, se presentó al país la "Agenda de Energía", cuyo propósito fue determinar un plan de acción claro para lograr que Chile cuente con energía confiable, sustentable, inclusiva y a precios razonables. En dicho plan, se definieron 7 ejes estratégicos, con metas y plazos definidos, de tal manera de lograr avances sustanciales en los próximos 10 años de nuestro país, que

concreten un proceso de transición energética desde la situación actual hacia los objetivos ya señalados.

Entre dichos ejes centrales se encuentra el relativo a la "Conectividad para el Desarrollo Energético", conforme al que se propicia el establecimiento de mecanismos y garantías para la optimización global y futura del sistema, y la planificación de la transmisión desarrollada por la autoridad de manera vinculante, para permitir el desarrollo de proyectos de transmisión que generen un beneficio nacional que vaya más allá de la simple reducción de los costos operacionales de corto plazo del sistema eléctrico, permitiendo la reducción de barreras de entrada, eliminando desacoples económicos entre distintas zonas del país y facilitando una mayor incorporación de las energías renovables que el país posee en alto potencial.

Dentro de las metas concretas planteadas en este capítulo de la Agenda, ya se ha iniciado el proceso de interconexión de los dos principales sistemas eléctricos del país (SING-SIC) y, desde junio de 2014, se ha estado trabajando intensamente en el diseño de un nuevo marco regulatorio para el transporte de energía y en la reforma de los actuales Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC).

En efecto, en junio de 2014, se inició el diagnóstico participativo de las deficiencias regulatorias de la transmisión eléctrica, con un masivo encuentro de todos los agentes del sector y la sociedad civil en la sede del Congreso Nacional en Santiago. A partir de entonces se constituyeron cuatro grupos de trabajo, representativos de diversos sectores, para abordar el análisis y diagnóstico de distintos aspectos relacionados con la transmisión:

- a. Expansión, remuneración y libre acceso;
- b. Seguridad, tecnologías, continuidad y calidad de servicio;
- c. Operación del sistema interconectado (CDEC); y
- d. Definición de trazados para sistemas de transmisión.

Una vez concluido el diagnóstico, la Comisión Nacional de Energía (CNE), con el apoyo de la Universidad Católica, ha coordinado la elaboración de una serie de estudios que han permitido arribar a propuestas y soluciones para los problemas evidenciados y, a inicios de 2015, se conformaron dos grupos de trabajo, con presencia de especialistas del Gobierno, académicos, consultores, representantes de la industria y miembros de la Comisión Ciudadana de Energía, para compartir el diagnóstico específico de los problemas asociados a la regulación de la transmisión eléctrica y las propuestas de cambio que surgen del análisis de la experiencia internacional y de la aplicación de la ley, y demás regulación vigente en nuestro país, lo que ha permitido avanzar no sólo en una visión común acerca de las dificultades, sino, también, desarrollar y concordar propuestas sobre las soluciones.

El proceso se ha cerrado el reciente 19 de junio con un seminario participativo realizado en la misma sede del Congreso Nacional en que se han presentado las principales propuestas de esta iniciativa de ley.

1. Elementos centrales del diagnóstico

La ley N° 19.940 de marzo de 2004, denominada "ley corta I", constituyó el primer intento sistemático de regular íntegramente el segmento de la transmisión

eléctrica en Chile. Esta normativa debe considerarse como un buen punto de partida desde el cual ahora se puede y debe avanzar en la construcción de una regulación más integral de la transmisión eléctrica, que sea capaz de cumplir con las crecientes exigencias y demandas de este importante segmento y su rol central en el resto del sistema eléctrico.

La ley vigente se formula en un contexto donde los generadores se localizaban según un análisis de costo beneficio de acuerdo a sus costos de producción y transmisión, y donde los costos de transmisión eran una parte significativa de los costos totales. La ley consideraba importante dar claras señales de localización a los generadores, para que asumieran esos costos de transmisión, buscando por ende minimizar a nivel sistémico los precios al consumidor final. Esa realidad cambia en el tiempo, manteniéndose los costos de transmisión, pero aumentando significativamente los costos de generación. La señal de localización pierde importancia en las decisiones de localización, tanto como señal de costo, como por un cambio de paradigma donde la elección de la ubicación de los proyectos de generación está determinada por la posibilidad de instalarse, en un contexto de restricciones y oposiciones ciudadanas crecientes. En este nuevo contexto cobra mayor importancia el lograr reducir los costos de generación del sistema, facilitando a través de la transmisión una creciente competencia de distintos generadores en el mercado. La transmisión se torna así un elemento de coordinación sistémico que permite y favorece la conectividad con relativa independencia de donde se ubica o localiza la generación, y estimula la competencia en el suministro. Se hace responsable a la demanda de la remuneración y expansión de

la transmisión, buscando favorecer esto mediante una reducción de los costos de generación.

Los distintos expertos y actores vinculados al sector eléctrico, han concordado en que la actual regulación de la transmisión resulta insuficiente para el adecuado desarrollo del sistema eléctrico en su conjunto y que su mejor regulación resulta imperativa para avanzar decididamente en pos de los objetivos ya señalados de mejora en acceso, sustentabilidad, eficiencia, ordenamiento territorial e inclusión en materia de energía eléctrica.

En efecto, cada uno de los segmentos de la transmisión presenta limitaciones que hacen difícil un desarrollo de acuerdo a los nuevos desafíos del sector eléctrico y las demandas que la sociedad en su conjunto ha ido evidenciando en los últimos tiempos.

La Transmisión Troncal requiere contar con una visión estratégica de largo plazo; incorporar en los procesos de planificación variables fundamentales que hoy enfrentan los desarrolladores de proyectos de generación y que redundan en incertidumbre y mayores costos; y contar con las herramientas para desarrollar un sistema de transmisión troncal que considere obras con holguras en sintonía con la visión de largo plazo y la incertidumbre mencionada. Por otra parte, la planificación de la transmisión carece de criterios claros de ordenamiento territorial en su expansión y ésta no se desarrolla con la velocidad que la sociedad requiere y demanda. Finalmente, los actuales esquemas de remuneración deben reconocer el carácter de servicio público de la transmisión troncal, por sobre una mera facilidad, para que la oferta de generación, con serios problemas de localización, acceda a un

mercado distante y geográficamente concentrado.

En el caso de la Subtransmisión no existe obligación de expansión, lo que provoca congestión y dificultades para la conexión de la generación eléctrica y el abastecimiento de nuevo consumo; y presenta un marco normativo con diferencias relevantes a la transmisión troncal en cuanto a ampliación efectiva, seguridad, remuneración y señales de expansión. Esto dificulta el desarrollo integral de la red.

Por último, la regulación de la Transmisión Adicional se muestra insuficiente, especialmente en lo que se refiere a las obligaciones y derechos de los propietarios; carece de procedimientos claros y transparentes, por ejemplo, en la determinación de capacidad técnica disponible de las distintas líneas e instalaciones adicionales; y deja espacios amplios para la interpretación del alcance y aplicación del libre acceso.

Por otra parte, en términos generales, la necesaria expansión o crecimientos de la transmisión eléctrica presenta una serie de problemas en diversos ámbitos:

1) En cuanto a la participación ciudadana, ella se da en un contexto de desconfianza y falta diálogo entre comunidades y privados para coordinar intereses, algunos de ellos contrapuestos. Así, existen pocas instancias de participación de las comunidades y población en las decisiones de localización de las líneas y subestaciones, y falta información oportuna y de calidad a la ciudadanía.

2) En lo que respecta a la planificación y ordenamiento territorial

no existe un instrumento específico para la expansión de la transmisión que conjugue adecuadamente los objetivos de eficiencia económica con los intereses nacionales, regionales y locales, bajo criterios de sustentabilidad, ni se ha aprovechado la adaptación de los instrumentos existentes para este fin en consonancia con una estrategia nacional de energía. Como consecuencia de ello, las exigencias sociales y ambientales dificultan el desarrollo de proyectos de transmisión eléctrica ya que los nuevos desarrollos enfrentan cuestionamientos de legitimidad en la ciudadanía, generándose conflictos entre los intereses de los diversos actores afectados, presentándose situaciones delicadas para la expansión de la red.

Un segundo ámbito de problemas asociados a la planificación territorial, es que la incorporación de inyección en el sistema de transmisión no conlleva facilidades para coordinar la oferta y aprovechar las redes involucradas. En los casos en que existen zonas con alta concentración de recursos de generación, típicamente emplazadas en zonas laterales al sistema de transmisión, son los primeros desarrollos los que determinan la capacidad de las redes de transporte y la franja de terreno intervenido para la evacuación de la energía. Sin embargo, estas decisiones, al ser tomadas en un escenario de incertidumbre, competencia y recursos económicos limitados sólo al o los proyectos referidos, no consideran todo el potencial de generación de la zona, sino sólo aquella porción que puede ser explotada en un determinado momento por ese inversionista en particular. La instalación de los proyectos de inversión siguientes, como consecuencia, se ve seriamente comprometida, al punto de no incorporarse a la matriz productiva, debido a que deben buscar otras vías de

evacuación de su energía o deben duplicar inversiones.

Otro problema relacionado con la planificación territorial se relaciona con el diagnóstico que el actual sistema de remuneración de la transmisión eléctrica se construyó sobre supuestos que ya no están del todo vigentes. Por una parte la llamada "señal de localización" y, por otra, la existencia de pocos actores en el sector. Hoy día existe una clara dificultad para localizar la generación en sitios cercanos a la demanda. Adicionalmente, se puede señalar que se han multiplicado iniciativas de tamaño mediano o pequeño, aumentando significativamente la cantidad de actores del mercado de la generación haciéndolo más dinámico.

Al igual que en muchos otros países, la sociedad chilena también ha valorado con más fuerza el resguardo de los ecosistemas intervenidos, el uso racional de los recursos naturales y el territorio, la sustentabilidad de los proyectos que impactan su entorno y el reconocimiento de los pueblos originarios. Esto constituye un nuevo escenario en el cual ha tenido que desarrollarse la actividad económica en general y la transmisión eléctrica en particular, determinando restricciones significativas para el tendido de redes eléctricas y nuevas unidades de generación.

3) En cuanto a las variables consideradas en la planificación de la transmisión, surge la necesidad de incorporar elementos que la robustezcan, como prospectiva de más largo plazo; alternativas flexibles que permitan incorporar, por ejemplo, la gestión de la demanda, nuevas tecnologías y eficiencia energética; un número mayor de escenarios de expansión de modo de cubrir de mejor

manera los riesgos asociados a éstos; la utilización de herramientas de análisis que, además de los costos económicos, aborden dimensiones diversas como los riesgos financieros, la relación costo beneficio de las obras, el aprovechamiento de la experiencia tanto de la industria como del regulador, manteniendo y acrecentando los estándares de transparencia y participación que actualmente existen.

En el mismo orden de ideas, se hace necesaria la incorporación de holguras en el diseño de las redes. El análisis de largo plazo muestra que las holguras en la transmisión permiten responder ante escenarios desajustados a mucho menor costo que con un sistema de transmisión ajustado; permiten la integración técnica y económica, y facilitan el financiamiento de proyectos de generación alejados de los centros de consumo; habilitan una mayor competencia en el sector generación lo que redonda en una baja en los costos marginales y en los costos de operación de largo plazo del sistema, beneficios que son traspasables al consumidor final. Asimismo, no sólo reducen el costo esperado de operación futuro, sino que reducen notablemente la dispersión de los costos marginales y, con ello, el riesgo que enfrentan todos los proyectos de generación.

4) Respecto a los criterios de seguridad y calidad, se requiere incorporar aspectos asociados a la resiliencia ante situaciones extremas, tales como terremotos u otras catástrofes naturales.

5) En cuanto al acceso abierto, la "ley corta I" ya mencionada estableció que tanto la actividad de transmisión troncal como de subtransmisión están sujetas a la obligación de servicio y de acceso abierto a cualquier interesado en

usar sus instalaciones. Esto bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios. Ambos segmentos tienen la calidad de servicio público de transmisión, y en tal calidad se encuentran afectos a la obligación de ampliación de sus instalaciones. En el caso de la transmisión troncal, esto se materializa mediante la licitación de obras nuevas y obras de ampliación. En subtransmisión, por otra parte, existe una obligación de servicio sin obligación de inversión explícita, similar a lo que ocurre en el segmento de la distribución de electricidad.

Sin perjuicio de lo anterior, en ambos casos, quienes desean ejercer el derecho al acceso abierto y el uso del servicio público, deben negociar directamente con el propietario de las instalaciones aludidas, lo que no da garantías de que dicho acceso se otorgue imparcialmente. Al no existir reglas claras para esto, podría existir la posibilidad de dobles pagos por el mismo servicio. Por otra parte, desde una perspectiva sistémica, se requiere perfeccionar el ordenamiento para establecer dónde se deben hacer los seccionamientos de la red existente, que den facilidades para las conexiones futuras y otorguen la capacidad suficiente para poder seguir garantizando, en los espacios disponibles tanto físicos como eléctricos, dicho acceso.

Por su parte, la transmisión adicional se encuentra sujeta a un régimen de acceso abierto bajo ciertas condiciones: que se utilicen bienes nacionales de uso público en su trazado o que se haga uso de las servidumbres a que hace referencia el artículo 51° de la LGSE.

La práctica regulatoria ha dado cuenta que si bien el actual artículo 77° de la LGSE establece el acceso abierto y sus condiciones de aplicación para los tres segmentos de transmisión, su aplicación es objeto de constantes controversias e interpretaciones. Así, no encontrándose una definición expresa de Acceso Abierto en la Ley, se discute, entre otros aspectos, si este es sólo un acceso a las instalaciones de transmisión o también la posibilidad de acceder a instalaciones o espacios físicos necesarios para que se cumpla.

En términos generales, al depender el acceso abierto en la relación y voluntad de las partes, se observa en el sector una heterogeneidad de tratamientos, criterios y costos, que van en contra de la garantía o derecho que se busca resguardar.

6) En cuanto a las señales tarifarias, existen diversos problemas, adicionales a los ya descritos para cada segmento:

a. Las instalaciones de transmisión se califican en los tres segmentos de transmisión bajo una jerarquía que confiere a las instalaciones de transmisión adicional un carácter residual. Así, aquellas que no forman parte del sistema troncal ni del de subtransmisión, por defecto, quedan adscritas a dicho segmento. Sin embargo, este procedimiento permite tener dentro de un sistema de transmisión instalaciones de otro sistema. Por ejemplo, hoy los sistemas de subtransmisión poseen dentro de los mismos instalaciones de transmisión adicional, lo que dificulta los procesos de tarificación y la remuneración de las instalaciones adicionales utilizadas por terceros no conectados directamente a éstas.

b. Se requiere mayor certeza para la concreción de las ampliaciones de la transmisión. Así, por ejemplo, el esquema de pago en base al uso esperado de las instalaciones para el caso del segmento de subtransmisión, atenta contra dicha certeza, incorporando un riesgo que termina inhibiendo o limitando la construcción de nuevas redes.

c. El esquema de recaudación del valor anual de las instalaciones de transmisión troncal utiliza los ingresos tarifarios complementados por pagos tanto de las empresas que inyectan su producción a la red, en un 80%, como de las que retiran, en un 20%, en tanto estas inyecciones y retiros se realicen dentro del área de influencia común. Fuera de ésta, el pago lo realizan las inyecciones o los retiros dependiendo de la dirección del flujo de la energía. Para el caso de los sistemas de subtransmisión, se realiza en base a un uso esperado de las instalaciones y, en el caso de la transmisión adicional, de acuerdo a los contratos bilaterales, pero con posibilidad de recurrir a un mecanismo vinculante de solución de controversias.

7) En relación al rol del Estado, se identifica como necesidad un mayor protagonismo de la autoridad como coordinadora entre inversionistas y ciudadanía, velando por el medio ambiente, los intereses generales y el bien común.

8) Por otra parte, el diagnóstico reseñado también ha considerado una mirada a elementos de la actual legislación eléctrica que dificultan a los organismos del Estado ejercer sus facultades en forma adecuada, a saber:

a. Son diversos los documentos normativos sectoriales, como por ejemplo

las normas de seguridad y calidad de servicio, de conexiones, NetBilling, Norma N°5, etc. que requieren mejorar sus mecanismos de elaboración, revisión y actualización incorporando los avances técnicos y económicos que se exigen a la industria con un proceso participativo y transparente, y que propenda también a la simplificación.

b. Actualmente, el cumplimiento de las disposiciones normativas obligatorias radica en la autogestión por parte de cada empresa coordinada en el sistema y en la fiscalización de la Superintendencia. El gran volumen y variedad de obligaciones que tiene cada norma, la compleja fiscalización de las mismas y la limitada disponibilidad de recursos para ello redundan en un bajo cumplimiento de muchas normas y estándares. Esto crea un círculo vicioso de incumplimiento por parte de los coordinados que, al no verse fiscalizados, retrasan u omiten disponer de lo indicado en la norma. Otro factor que afecta el cumplimiento es que, al no tener claro el objetivo o el impacto de las modificaciones normativas, no ven la premura de corregir las anomalías correspondientes.

c. Por otra parte, se requiere considerar, a nivel legal, directrices necesarias para la elaboración de la planificación de sistemas y actualización normativa. Por ejemplo, la conveniencia de incorporar criterios de resiliencia contra catástrofes naturales, actualización tecnológica así como otros criterios de operación sistémica. La CNE y la SEC, requieren perfeccionar el ejercicio de sus potestades normativas en el sector, con el fin de entregar señales claras a los distintos integrantes del sector.

En definitiva, en el contexto de un alto precio de la energía para los usuarios finales, los elementos diagnosticados dan cuenta de que la actual regulación ha enfrentado problemas y limitaciones que no contribuyen a salir de esta situación, y que deben abordarse cambios, adecuaciones y perfeccionamientos que permitan contar con una transmisión capaz de dar debida cuenta de las demandas que el sistema en su conjunto le hace.

2. Un nuevo coordinador para el sistema eléctrico nacional interconectado

En otro orden de materias, existe consenso respecto de que, pese a los avances del último tiempo, es necesario hacerse cargo del fortalecimiento la institucionalidad de los actuales Centros de Despacho Económico de Carga para el Sistema Interconectado Central "CDEC-SIC" y para el Norte Grande "CDEC-SING".

Tanto la "ley corta I" como la "ley corta II" (Ley N° 20.018) avanzaron en la regulación de los CDEC, pero lo hicieron de manera insuficiente y dejaron diversas materias a nivel reglamentario que han dificultado la profundización de temas centrales, como la total independencia y nuevas facultades y competencias al organismo coordinador, que se hace indispensable abordar.

En esa línea, hoy se torna cada vez más clara la necesidad de que se cree por ley una institución independiente que acometa las tareas de coordinación de la operación del sistema eléctrico, así como otras funciones relacionadas con monitorear la competencia del mercado eléctrico y garantizar, de mejor manera, el ejercicio del derecho al acceso abierto a las instalaciones de transmisión, entre otras.

En ese contexto, las propuestas que se formulan, más adelante, se enmarcan dentro de las siguientes definiciones relevantes:

a. En primer lugar, la interconexión de los dos grandes sistemas eléctricos (SING-SIC) motiva la reestructuración de la operación del nuevo sistema a través de un único coordinador nacional, sin perjuicio de la subsistencia de algunos sistemas eléctricos medianos y aislados.

b. En segundo término, existe acuerdo en torno a la necesidad de dotar a esta nueva institución de mayores grados de independencia en relación con los incumbentes de los distintos segmentos de la industria (generación, transmisión, distribución y clientes libres) independencia que no significa autonomía, toda vez que debe sujetarse al mandato legal y del regulador.

c. En tercer lugar, la necesidad de dotar al coordinador del sistema de nuevas funciones y perfeccionar otras que ya realiza, recogiendo la evolución del mercado eléctrico nacional y las mejores prácticas internacionales.

d. Por último, el coordinador del sistema debe velar por el interés colectivo y general, en el cumplimiento de sus funciones, lo que debe estar debidamente recogido en la ley, cumpliendo los mandatos de política pública contenidos en ella.

Resulta -entonces- ineludible, en la coyuntura de un nuevo gran sistema eléctrico interconectado desde Arica hasta Chiloé, que se vislumbra para el corto plazo (2018), acometer el desafío de poner nuestra institucionalidad coordinadora al nivel de las mejores prácticas mundiales a través de un nuevo

y único coordinador nacional, toda vez que la coordinación de la operación del sistema es un elemento central y estratégico para el funcionamiento del sistema eléctrico.

Para tal efecto, se ha seguido, en lo fundamental el modelo de los ISO (independent system operator) resaltándose en la nueva regulación -como veremos- el carácter independiente de esta institución respecto de los incumbentes del sistema eléctrico.

Buena parte de las nuevas regulaciones propuestas en materia de transmisión eléctrica pasan por un adecuado fortalecimiento institucional, resultando clave el rol del coordinador de la operación del sistema. Así, es indispensable, para una adecuada aplicación de la nueva ley, que, a su entrada en vigencia, se inicie el proceso de instalación de esta nueva institución.

3. Objetivos centrales del proyecto

Desde una perspectiva general, el presente proyecto de ley busca alcanzar la maximización del beneficio social, a través de la aplicación de los principios rectores de robustez, flexibilidad, eficiencia económica, planificación de largo plazo, seguridad y calidad de servicio, y sustentabilidad. Ésta última observada en una triple dimensión: uso del territorio, impacto ambiental y entorno social.

De esta manera, se busca armonizar los diversos intereses que subyacen en torno a la ejecución de los proyectos de transmisión eléctrica, para lo cual se releva la importancia del Estado en cuanto garante del cumplimiento de los principios rectores antes mencionados.

Ahora bien, para lograr lo anterior la sola existencia de una institucionalidad pública no basta. Se requiere que dicha institucionalidad cuente con instrumentos idóneos de manera tal que exista la debida correspondencia entre el desarrollo del sector eléctrico y los objetivos que busca alcanzar el proyecto de ley que se somete a vuestra consideración.

Así, el Estado no puede actuar como un mero espectador, sino que más bien, debe desempeñar un rol fundamental en materia de conectividad dando una orientación al desarrollo eléctrico que el país requiere para el largo plazo. En razón de lo anterior, el Estado debe ejercer un rol más activo en la planificación energética de largo plazo del sector, conciliando objetivos económicos, ambientales y sociales, en pro del bien común de todos los chilenos y chilenas.

En ese contexto, en una visión de futuro, se vislumbra para el sistema eléctrico y su desarrollo: más oferta y competencia, mayor integración de energías renovables no convencionales (ERNC) y pequeños medios de generación en distribución (PMGD), integración de polos de generación de interés público, expansión de la transmisión de largo plazo con menores grados de incertidumbre, mayor transparencia en la operación del sistema eléctrico, un uso del territorio en instancia coordinada por el Estado, una mejor respuesta del sistema eléctrico ante contingencias, una norma técnica enfocada en requerimientos de los usuarios finales, y la incorporación de nuevas tecnologías de transmisión, además de la seguridad y calidad de servicio.

Entonces, dados los antecedentes presentados, a modo de resumen y previo a

la descripción general de las principales propuestas del proyecto, podemos resumir como objetivos centrales de esta iniciativa legal, los siguientes:

1) Lograr que la transmisión eléctrica favorezca el desarrollo de un mercado de generación más competitivo, para bajar los precios de energía a cliente final, libre y regulado;

2) Incorporar en la planificación de la transmisión una perspectiva de largo plazo que permita considerar una visión estratégica del suministro eléctrico, los intereses de la sociedad, el cuidado del medio ambiente y el uso del territorio;

3) Mejorar los estándares de seguridad y calidad de servicio del sistema, promoviendo esquemas que incentiven su cumplimiento y compensen a los usuarios frente a indisponibilidades;

4) Robustecer e independizar al coordinador del sistema, y

5) Incorporar al Estado, como garante del bien común, en la definición de los trazados y emplazamiento de los nuevos sistemas de transmisión, especialmente en aquellos de servicio público, incluyendo aspectos ambientales, territoriales, ciudadanos, técnicos y económicos en la definición de trazados de líneas de transmisión; considerando un esquema de participación ciudadana en la determinación del uso del territorio en el emplazamiento de redes de transmisión; y creando un esquema de información pública del uso del territorio para el emplazamiento de redes de transmisión.

II. OBJETIVOS

Las principales propuestas contenidas en el presente proyecto de ley

pueden agruparse en siete grandes capítulos.

1. Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional

En el contexto de la conformación de un nuevo sistema interconectado nacional, como hemos señalado, existe consenso en torno a la necesidad de contar con un único coordinador del sistema eléctrico independiente de los actores del mercado.

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

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

Considerando la ampliación de las funciones y atribuciones, la necesidad de resaltar la independencia del coordinador

en relación a los incumbentes del sistema y, además, con el objeto de dar una clara señal y de sensibilizar a los agentes del sector respecto de los señalados cambios, se denomina a este organismo como Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante el Coordinador.

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

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

El presupuesto del Coordinador se determinará anualmente, de acuerdo a sus costos, y deberá ser aprobado por el regulador. Se contempla la creación de un cargo de servicio público, financiado por los clientes libres y regulados, con lo

que se independiza totalmente esta institución de los actores del mercado.

La fiscalización del cumplimiento de las obligaciones del Coordinador y la legalidad de su actuación le corresponderá a la SEC.

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

2. Planificación Energética y de la Expansión de la Transmisión

En primer lugar, cabe señalar que se han re-definido los sistemas de transmisión, orientando su caracterización a la funcionalidad de éstos por sobre criterios técnicos estrictos para establecer una planificación más armónica en el contexto del sistema como un todo coherente e integrado.

La nueva definición distingue los Sistemas de Transmisión Nacional (actualmente Troncal) como aquellos que permiten la conformación de un mercado común, interconectando los demás segmentos del sistema de transmisión, para abastecer la demanda eléctrica bajo diversos escenarios. Los Sistemas de Transmisión Zonal (actualmente Subtransmisión) corresponden a aquellos cuya finalidad esencial es el abastecimiento de los usuarios sometidos a regulación de precios, pero reconociendo que su uso también es compartido con clientes libres y con generación que inyecta en ellos. Los Sistemas Dedicados (actualmente transmisión adicional), son aquellos cuya finalidad esencial es el abastecimiento de clientes libres o la inyección de

centrales generadoras. Asimismo, se distingue un nuevo segmento de transmisión destinado a la infraestructura que permite, a través de una única solución coordinada, la evacuación de la producción de la generación dentro de Polos de Desarrollo sobre cuyo establecimiento y expansión existe un interés público que ordena el uso del territorio y es compatible con el aprovechamiento actual y futuro del alto potencial energético de dichos Polos. Finalmente, se reconoce dentro de los sistemas de transmisión los sistemas de interconexión internacional, consagrándose por primera vez la obligación del Coordinador de coordinar la operación técnica y económica de los sistemas de interconexión internacional, debiendo preservar la seguridad y calidad de servicio en el sistema eléctrico, y asegurando la utilización óptima de los recursos energéticos en el territorio nacional.

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

nuevas tecnologías, generación distribuida, nuevos tipos y formas de consumos, redes inteligentes, entre otros.

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

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

Por otra parte, se incorporan nuevos criterios a tener en cuenta por el planificador de la expansión de la transmisión, considerando:

a. La minimización de los riesgos en el abastecimiento;

b. La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia;

c. Instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias

para el desarrollo del sistema eléctrico;
y

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

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

3. Polos de Desarrollo

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

Adicionalmente, se crea una nueva categoría de sistemas de transmisión para aglomerar proyectos asociados a un polo de desarrollo como facilidad para coordinar proyectos privados futuros o existentes, de modo de aprovechar la transmisión que los conectará, en conjunto, al resto del sistema de transmisión. En consistencia con el interés público asociado a la exportación eficiente de dichos polos, las soluciones de transmisión asociadas adquieren el carácter de Servicio Público y el costo

transitorio de los desarrollos incrementales de dichas redes es financiado por los consumidores finales, libres y regulados, hasta que son utilizadas por la generación, entregando certeza a la inversión.

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

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

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

Esta solución permite el aprovechamiento del potencial de los Polos de Desarrollo; establece una solución de transmisión que gatilla tempranamente la explotación de éstos, permitiendo la incorporación de nueva oferta de generación en el sistema; y minimiza el impacto territorial, social y medioambiental al resolver el problema de transmisión del polo sólo una vez evitando duplicidad de inversiones y otras ineficiencias.

Adicionalmente, permite la transferencia de los beneficios establecidos en la futura Ley de Reconocimiento a la Generación Local (Boletín N°10.161-8).

4. Definición de Trazados

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

Es importante señalar que dentro de la revisión de este proceso, se analizó la experiencia del Ministerio de Obras Públicas (MOP). El MOP desarrolla una

gran cantidad de actividades en forma interna, limitándose el rol privado a la etapa final de construcción y operación. Esto, claramente, reduce el riesgo de quien construye y, por lo tanto, los costos de la obra. El MOP ha desarrollado a lo largo de su historia unidades operativas con una compleja estructura organizacional que le permiten hacer frente a los desafíos de los desarrollos viales desde la planificación hasta la licitación para su construcción.

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

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

En ese marco, el proyecto formula una propuesta que busca lograr equilibrio económico-social-ambiental en la definición de trazados; dota al sistema de mayores grados de certeza para la realización de los proyectos; asigna al Estado un rol central en la evaluación de trazados; reduce los riesgos de las empresas licitantes y operadoras, con el objeto de reducir las tarifas eléctricas; y da legitimidad al desarrollo de proyectos de transmisión ante la opinión pública y las comunidades.

Así, se propone un nuevo Procedimiento de Estudio de Franja para determinados trazados de transmisión eléctrica, por parte del Ministerio de Energía, que será sometido a evaluación

ambiental estratégica y a la aprobación del Consejo de Ministros para la Sustentabilidad a que se refiere el párrafo 2° del Título Final de la ley N° 19.300 sobre bases generales del medio ambiente.

5. Acceso Abierto

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

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

En ese contexto:

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

b. La factibilidad técnica de uso y de eventuales ampliaciones de las instalaciones existentes, con el pago

correspondiente, constituyen las condiciones para que se materialice el acceso abierto en la transmisión dedicada. Se resguarda asimismo que el pago por el uso de instalaciones dedicadas no constituya una barrera para la materialización efectiva del acceso abierto.

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

d. Se asigna al Coordinador el rol preponderante en garantizar el acceso abierto, para tal efecto, entre otros roles y funciones, será el encargado de aprobar la conexión a los sistemas de transmisión, siendo el responsable de la realización de los estudios técnicos pertinentes, pudiendo, eventualmente, solicitar modificaciones de los proyectos de conexión cuando dichos proyectos no cumplan con la normativa pertinente.

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

indispensables necesarios y que guarden una estricta consistencia con los conceptos y costos ya considerados en el proceso de tarificación de los segmentos de transmisión regulados.

6. Remuneración del sistema

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

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

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

La experiencia de la aplicación de la normativa actual ha mostrado las bondades de un proceso de valorización de las instalaciones que entregue garantías de objetividad y completitud. Por ello, al igual que en el Sistema de Transmisión Troncal, se establece un proceso de valorización con participación de usuarios e instituciones interesadas, manteniendo las instancias de participación ciudadana; y también el esquema de resolución de conflictos de

las bases técnicas y el resultado de los estudios frente al Panel de Expertos. Asimismo, los estudios son adjudicados y supervisados por un Comité integrado por representantes del Estado, del Coordinador, de las empresas de transmisión nacional, zonal, generadoras, distribuidoras y clientes libres.

Actualmente, la Ley dispone que el sistema de transmisión troncal sea financiado conjuntamente por la generación y por la demanda. Para estos efectos, distingue el Área de Influencia Común (AIC), que corresponde a la porción del sistema troncal que concentra simultáneamente el 75% de la inyección de la generación, el 75% de los retiros (consumos) y donde se maximice la cantidad de inyecciones versus la cantidad de instalaciones. La infraestructura del AIC es remunerada 80% por la generación (inyecciones) y 20% por la demanda (retiros), ambos según la prorrata de uso de cada una de ellas.

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

Como ya se mencionó en el diagnóstico, las unidades de generación y los consumos que pertenecen o ingresan al sistema eléctrico no pueden reaccionar, con la antelación y previsión a la señal de localización que otrora guió dichas inversiones. Este nuevo escenario conlleva a enfrentar la planificación del sector eléctrico considerando que las

unidades de generación no podrán emplazarse donde se encuentran sus insumos primarios, sino donde puedan ubicarse de acuerdo a las restricciones ambientales, socioculturales, locales y económicas.

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

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

La técnica del estampillado permite que la competencia en el segmento de

generación descansa en la eficiencia de sus procesos productivos, incrementándola significativamente y traspasando el beneficio de los avances tecnológicos a los usuarios en forma ágil y competitiva y no en la cercanía a los centros de consumo. Adicionalmente es una metodología simple que permite que el beneficio de la competencia en generación se alcance en cada punto de retiro del sistema eléctrico, al no establecer castigos a las ciudades, consumos o generación que se encuentren fuera de los grandes centros urbanos, constituyendo una medida de fuerte impulso al desarrollo, la descentralización y el crecimiento uniforme de la economía del país.

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

ser remunerado por los beneficiarios finales de ese sistema holgado, es decir por los consumidores o clientes finales.

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

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

7. Desarrollo Normativo, Regulación, Seguridad y Calidad de Servicio

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

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

hayan sido afectados por indisponibilidad de suministro o de instalaciones.

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

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

En el caso de la CNE y su rol como regulador del mercado eléctrico, el nuevo marco normativo que este proyecto de ley presenta, requiere precisar su alcance en forma armónica con el fortalecimiento del rol de planificador de las expansiones de la transmisión, acorde con los mayores niveles de competencia que se están incorporando al sector y con un Coordinador con mayores funciones y responsabilidades. Así, para regular la actividad del mercado eléctrico se destaca la facultad que tiene la Comisión para dictar normas técnicas y económicas para todos los actores de la cadena eléctrica, incluyendo generación, transporte, distribución y consumo, de modo que la interpretación de esa facultad sea inequívoca por parte de todos los actores. Para asegurar la representatividad de los actos normativos, sin embargo, se incorporan

etapas de participación, a lo menos, del Coordinador y las empresas coordinadas. Asimismo, se eliminan las ambigüedades de los espacios de regulación entre la Comisión, el Panel de Expertos y el Coordinador estableciéndose claramente la delimitación de facultades y prelación de los actos de cada organismo.

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

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

III. CONTENIDO DEL PROYECTO.

El proyecto se estructura en dos artículos permanentes y veintitrés artículos transitorios.

El artículo primero permanente introduce una serie de modificaciones en la ley general de servicios eléctricos y se estructura en seis numerales:

1. Constitución de sociedades de giro de generación eléctrica con domicilio en Chile.

Ante todo el proyecto introduce un artículo 8 bis, nuevo, que dispone que quienes exploten el giro de generación,

tienen obligación de constituirse con domicilio en Chile.

2. Coordinación y operación del sistema eléctrico nacional

Enseguida, la iniciativa incorpora un nuevo Título II BIS, referido a la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, con el objeto de relevar las disposiciones que rigen dicha coordinación y operación, y regular de manera coherente y ordenada dichas normas que actualmente se encuentran dispersas en la ley.

Este título reemplaza los artículos 137° y 138°, dedicados a los principios de coordinación de la operación y la sujeción de los coordinados a ésta, reconociendo las funciones que actualmente tiene el CDEC. Asimismo, adiciona nuevas funciones al Coordinador relacionadas con: la facultad de generar procedimientos técnicos bajo los preceptos establecidos en la ley, sus reglamentos y las normas del sector; atribuciones para garantizar el acceso abierto a las redes de transmisión y exigir el cumplimiento de la normativa; disponer de herramientas de información pública de las características económicas y técnicas del sector, incluyendo reportes periódicos de estas últimas y de las condiciones de operación; el monitoreo de las condiciones de competencia y la cadena de pago; la coordinación de la operación ante la existencia de interconexiones eléctricas internacionales; y las compensaciones por incumplimiento de los estándares normativos de indisponibilidad.

Asimismo, este título precisa la responsabilidad individual de los coordinados en el cumplimiento de las obligaciones que emanan de la ley.

3. Sistemas de transmisión eléctrica

A continuación se reemplaza el actual Título III de la Ley, denominado "De los Sistemas de Transporte de Energía" por uno nuevo, referido a los Sistemas de Transmisión Eléctrica. Este título se estructura en cinco capítulos:

1) Generalidades;

2) De la Planificación Energética de la Transmisión;

3) De la Calificación de las instalaciones de Transmisión;

4) De la Tarificación de la Transmisión, y

5) De la Remuneración de la Transmisión.

a. Generalidades

En el primer capítulo, se definen el sistema de transmisión y los cinco segmentos que lo componen, distinguiendo los sistemas Nacional, Zonal, Dedicados, para Polos de Desarrollo y de Interconexión Internacional.

Asimismo, este capítulo define el acceso abierto y los derechos y deberes tanto de los propietarios de las redes de transmisión como de quienes acceden a éstas. También establece los principios dentro de los cuales deben desarrollarse los intercambios internacionales de energía eléctrica.

b. Planificación de la Transmisión

El segundo capítulo, se refiere a la planificación de la transmisión. Primero, dispone el desarrollo de un proceso de planificación energética de largo plazo,

con un horizonte de al menos 30 años, a cargo del Ministerio de Energía con un esquema de participación ciudadana. En dicho contexto, se definen los Polos de Desarrollo donde se identifican recursos o condiciones para la producción de energía eléctrica cuyo aprovechamiento es de interés público.

Asimismo, se establece un proceso de planificación de la transmisión con un horizonte de al menos 20 años, liderado por la Comisión Nacional de Energía, y considerando la participación de las empresas del sector y la ciudadanía. Dicho proceso se enmarca dentro de los lineamientos de la planificación estratégica del Ministerio para determinar expansiones vinculantes de la transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo y la dedicada utilizada por clientes regulados. Esta planificación, se desarrolla considerando la minimización de los riesgos de abastecimiento, la promoción de la competencia en la oferta de generación, la eficiencia económica de las instalaciones y las holguras necesarias. De igual modo, considera las restricciones territoriales y ambientales que anualmente aporte el Ministerio.

El plan de expansión de la transmisión finaliza con la dictación de decretos de expansión. Distingue un decreto para obras de ampliación, de pronta ejecución y otro para aquellas que deben desarrollarse ya sea a través de licitaciones abiertas y competitivas, o considerando previamente un estudio de franja. Para este último caso, se establece un procedimiento participativo, sujeto a evaluación ambiental estratégica, a cargo del Ministerio de Energía.

Para las obras nuevas, se asegura su remuneración por cinco periodos tarifarios (20 años).

c. Calificación de las Instalaciones de Transmisión

El Capítulo III regula el proceso de calificación de las instalaciones de transmisión a través de un proceso cuatrienal que adscribe las instalaciones existentes, a nivel de subestaciones y líneas de transmisión, a los distintos segmentos. Asimismo, en este procedimiento se determina 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 la transmisión.

d. Tarificación de la Transmisión

El Capítulo IV regula la tarificación de la transmisión, disponiendo que 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 por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios es determinado por la CNE cada cuatro años a través de un proceso donde participan las empresas del sector, los usuarios e instituciones interesadas que así lo dispongan y el Panel de Expertos en caso de existir discrepancias.

En el proceso de tarificación, se reconocen los costos eficientes de adquisición e instalación, de acuerdo con valores de mercado. La anualidad de dichos costos se determina considerando una vida útil determinada cada tres periodos tarifarios y una tasa de descuento variable.

El procedimiento finaliza con un Informe Técnico de la Comisión como base para la dictación del correspondiente Decreto Tarifario.

e. Remuneración de la Transmisión

El Capítulo V regula la remuneración de la transmisión, señalando que las empresas propietarias de las instalaciones existentes en los sistemas de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo deberán percibir el valor anual de la transmisión, siendo éste el total de su remuneración. Asimismo, se establece que los propietarios de las instalaciones de transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios, deben percibir de los clientes regulados la proporción correspondiente a dicho uso.

La remuneración se establece a partir de la suma de los ingresos tarifarios reales y un cargo único por uso, de actualización semestral, asociado a cada segmento y aplicado directamente a los usuarios finales.

Asimismo, en este capítulo se establecen reglas de repartición de la recaudación que evitan las reliquidaciones por ejercicios pasados.

4. Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional

El proyecto incorpora, a continuación, un nuevo Título VI bis, sobre el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional y que regula, básicamente su naturaleza jurídica, la administración y dirección a cargo de un consejo directivo, el proceso de nominación de sus integrantes, y el financiamiento.

5. Adecuaciones a la LGSE

Como consecuencia de la nueva regulación, los demás numerales del artículo primero permanente derogan y modifican artículos de la ley general de servicios eléctricos.

En efecto, las derogaciones de los artículos que ahí se indican tienen por objeto relevar y ordenar en forma coherente en los Títulos II BIS y III, las normas que se encuentran dispersas en la Ley.

Así el contenido de los artículos 137° y 138°, se contempla en los nuevos artículos 72°-1 y 72°-2. Las materias reguladas en el artículo 123° que se deroga, están contenidas en el artículo 72-15. A su vez, el artículo 146° quater que se deroga, se encuentra regulado en el nuevo artículo 72-15. El contenido del artículo 150 que se deroga, se encuentra regulado en el nuevo artículo 72-17. En cuanto a interrupciones de suministro, se incorpora en el artículo 72-18 un nuevo y expedito esquema de compensaciones para los usuarios afectados, el que estará a cargo de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Finalmente la materia regulada en el artículo 220° que se deroga, se encuentra contemplada en el nuevo artículo 78°.

Por otra parte, el resto de las modificaciones dicen relación, por una parte, con adecuaciones al Panel de Expertos que consideran, principalmente, aumentos de los plazos para emitir sus dictámenes, la modalidad de financiamiento y nuevas materias sometidas a su competencia, entre otras; por otra parte, con el establecimiento de una tasa de descuento especialmente asociada a transmisión distinguiéndola de la señalada para el segmento de distribución; con las nuevas definiciones de los servicios complementarios; y

reemplazos por las nuevas terminologías asociadas a los sistemas de transmisión y el organismo coordinador.

6. Transición

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

Los artículos transitorios 10° al 15°, regulan la vigencia de los procesos de planificación energética y de la transmisión; de calificación de las instalaciones, y de tarificación.

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

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

El artículo 18° regula la remuneración de los servicios complementarios que se estén prestando a la fecha de publicación de la ley.

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

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

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

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

Por último, el artículo 23°, contempla una delegación de facultades para la dictación, a través de un decreto con fuerza de ley, de un texto refundido, coordinado y sistematizado de la ley general de servicios eléctricos.

En consecuencia, tengo el honor de someter a vuestra consideración, el siguiente

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

"Artículo primero. 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 18.046".

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

d) Elimínanse los incisos octavo y noveno.

2) Intercálase, a continuación del artículo 7°, el siguiente artículo 8° bis, nuevo:

"Artículo 8° bis.- Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote a

cualquier título centrales generadoras interconectadas al sistema eléctrico y sujetas a coordinación del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante el Coordinador, deberá constituir sociedades de giro de generación eléctrica con domicilio en Chile.”.

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

“TÍTULO II BIS: DE LA COORDINACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

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

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

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

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

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

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

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

Artículo 72°-2.- Obligación de Sujetarse a la Coordinación del Coordinador. Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere, a cualquier título, centrales generadoras, sistemas de transporte, instalaciones de distribución e instalaciones de clientes

libres y que se interconecten al sistema, en adelante "coordinado", estará obligado a sujetarse a la coordinación del sistema que efectúe el Coordinador y a proporcionarle oportunamente toda la información que éste le solicite para el cumplimiento de sus funciones.

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

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

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

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 Técnicos del Coordinador. Para el cumplimiento de sus funciones y obligaciones, el Coordinador podrá definir procedimientos técnicos, los que estarán destinados a determinar los criterios, consideraciones, requerimientos en detalle y metodologías de trabajo, los que deberán ajustarse a las disposiciones de la ley, el reglamento, normas técnicas que dicte la Comisión y demás normativa vigente.

El Coordinador deberá informar a los coordinados la propuesta de o los procedimientos técnicos a fin de que éstos puedan observarlos dentro de los quince días siguientes de su comunicación. Dentro de los diez días siguientes al vencimiento del plazo recién señalado, el

Coordinador deberá comunicar a los coordinados, con copia a la Comisión el o los Procedimientos Técnicos, aceptando o rechazando fundadamente las observaciones planteadas. En caso de subsistir discrepancias, éstas podrán ser presentadas al Panel de Expertos dentro de los quince días siguientes a su comunicación.

Sin perjuicio de lo anterior, en cualquier oportunidad la Comisión fundadamente podrá solicitar modificaciones a los procedimientos señalados, en caso que no se ajusten a la normativa vigente, las que deberán ser incorporadas por el Coordinador.

En caso que el o los Procedimientos Técnicos resulten insuficientes o incompletos, la Comisión podrá instruir al Coordinador que complete los mismos de acuerdo al mecanismo establecido en el presente artículo.

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

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

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

El Coordinador, con el fin de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, deberá

instruir la prestación obligatoria de los servicios complementarios definidos por la Comisión en conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-7 siguiente.

Artículo 72°-7.- Servicios

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

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

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

La Comisión, considerando la propuesta señalada en el inciso anterior, definirá los servicios, metodología de pago y remuneración, su mecanismo de valorización, señalando para este último caso las consideraciones mínimas que deben regir dichos mecanismos.

La valorización de estos servicios podrá ser determinada mediante estudios de costos eficientes o como resultado de licitaciones de prestación de servicios, dependiendo de la naturaleza de los mismos y las condiciones de mercado observadas, los que serán efectuados por el Coordinador. Los resultados de los estudios de costos señalados precedentemente podrán ser sometidos al dictamen del Panel dentro de los diez días siguientes a su comunicación.

La remuneración de la prestación de los servicios complementarios deberá ser compatible con lo

señalado en el artículo 181° y evitar en todo momento el doble pago de servicios.

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;

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; y

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

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

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

En caso de detectar indicios de actuaciones que podrían llegar a ser constitutivas de atentados contra la libre competencia, conforme las normas del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, del año 2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo, , el Coordinador deberá ponerlas en conocimiento de la Fiscalía Nacional Económica o de las autoridades que corresponda.

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

Artículo 72°-11.- Coordinación de los Intercambios Internacionales de Energía. El Coordinador será responsable de la coordinación de la operación técnica y económica de los sistemas de interconexión internacional, debiendo preservar la seguridad y calidad de servicio en el sistema eléctrico nacional, y asegurar la utilización óptima de los recursos energéticos del sistema en el territorio

nacional. Para ello, deberá sujetarse a las disposiciones establecidas en el decreto supremo al que hace referencia el artículo 82°.

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

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

Artículo 72°-14.- Fiscalización de las funciones y obligaciones del Coordinador. Le corresponderá a la Superintendencia la fiscalización del cumplimiento de las funciones y obligaciones que la ley le asigna al Coordinador y a los consejeros de dicho organismo. Asimismo, le corresponderá supervisar la legalidad de los actos del Coordinador, pudiendo ordenar las modificaciones o rectificaciones que correspondan, sin perjuicio de las facultades de la Comisión señaladas en el artículo 72°-4.

Tratándose del incumplimiento de las funciones y obligaciones señaladas en el inciso anterior, la Superintendencia podrá aplicar multas a los miembros del Consejo Directivo, las que tendrán como tope máximo 30 unidades tributarias anuales por consejero. El infractor tendrá derecho, mientras tenga la calidad de miembro del Consejo Directivo, a pagar esta multa mediante un descuento mensual máximo de un 30% de su remuneración bruta mensual hasta enterar el monto total.

Artículo 72°-15.- De la construcción, interconexión, puesta en servicio y operación de las Instalaciones Eléctricas. Las instalaciones de generación,

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

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

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

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

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

La operación de las instalaciones interconectadas al sistema eléctrico no comprende la etapa de puesta en servicio. Sin perjuicio de lo anterior, los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes

interconecten instalaciones al sistema eléctrico que estén en etapa de puesta en servicio, deberán sujetarse a la coordinación del Coordinador y tendrán la calidad de coordinados.

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

Sólo las instalaciones de generación que se encuentren en operación tendrán derecho a participar en las transferencias de potencia a que hace referencia el artículo 149°. Las inyecciones de energía en la etapa de puesta en servicio, se remunerarán por las normas generales de transferencia. Sin perjuicio de lo anterior, en esta etapa, dichas inyecciones no deberán ser consideradas para la determinación del costo marginal del Sistema, ni para la repartición de ingresos por capacidad.

Artículo 72°-16.- Retiro, modificación y desconexión de instalaciones. El retiro, modificación, desconexión, o el cese de operaciones sin que éste obedezca a fallas o a mantenimientos programados, de unidades del parque generador y de las instalaciones del sistema de transmisión, deberán comunicarse por escrito al Coordinador, a la Comisión y a la Superintendencia, con una antelación no inferior a 24 meses en el caso de unidades generadoras y 36 meses respecto de instalaciones de transmisión. Adicionalmente, tratándose de instalaciones del sistema de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo, su retiro, modificación, desconexión, o el cese de operaciones sin que éste obedezca a fallas o a mantenimientos programados, deberá ser autorizado previamente por la Comisión, previo informe de seguridad del Coordinador. La Comisión en estos casos podrá negar el retiro o la desconexión o cese de operaciones basado en el carácter de servicio público de los servicios que sustentan dichas instalaciones.

No obstante, en casos calificados y previo informe de seguridad del Coordinador, la Comisión podrá eximir a una empresa del cumplimiento de los plazos señalados en el presente artículo. Asimismo, la Comisión podrá prorrogar hasta por 12 meses los plazos establecidos en el inciso anterior en caso de determinar que el retiro, modificación, desconexión o cese de operaciones de una instalación del sistema puede generar riesgos para la

seguridad del mismo, previo informe de seguridad del Coordinador.

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

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

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

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

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

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

Las compensaciones por incumplimiento de los estándares de indisponibilidad de suministro corresponderán a la energía no suministrada durante ese

evento, valorizada al costo de falla de corta duración definido en la normativa técnica.

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

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

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

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

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

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.

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

Artículo 75°.- Definición de Sistema de Transmisión para Polos de Desarrollo. Los sistemas de transmisión para polos de desarrollo estarán constituidos por

las líneas y subestaciones eléctricas, destinadas a transportar la energía eléctrica producida por medios de generación ubicados en un mismo polo de desarrollo, hacia el sistema de transmisión, haciendo un uso eficiente del territorio nacional.

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

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

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

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

Artículo 79°.- Definición de Acceso Abierto. Las instalaciones de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico están sometidas a un régimen de acceso

abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión que corresponda de acuerdo con las normas de este Título.

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

Los señalados propietarios de instalaciones de transmisión deberán permitir la conexión a sus instalaciones a quien lo solicite, sin discriminaciones de ninguna especie u origen, debiendo en su caso efectuar las ampliaciones, adecuaciones, modificaciones y refuerzos que sean necesarios para dicha conexión.

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

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

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

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

El Coordinador determinará fundadamente la capacidad técnica disponible de los sistemas de transmisión dedicados, sin considerar las congestiones de transmisión debido a limitaciones de capacidad de otros tramos de transmisión. Para estos efectos, el propietario del sistema dedicado deberá poner en conocimiento del Coordinador los contratos de transporte existentes y/o los proyectos que impliquen el uso de la capacidad del sistema dedicado.

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

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

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

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

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

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

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

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

El decreto supremo deberá definir los aspectos regulatorios aplicables a la energía destinada al intercambio, establecer las condiciones generales de la operación, incluyendo al menos el plazo de duración y las

condiciones específicas en que se autoriza la exportación o importación, tales como el modo de proceder a la exportación o importación de energía eléctrica, las condiciones bajo las que se puede suspender o interrumpir el intercambio de energía en caso de generar alguna amenaza o perturbación a la seguridad sistémica nacional, el régimen de acceso a dichas instalaciones, y las causales de caducidad por eventuales incumplimientos de las condiciones de autorización o por un cambio relevante en las circunstancias bajo las que se otorga el permiso.

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

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

Capítulo II: De la Planificación Energética y de la Transmisión

Artículo 83°.- Planificación Energética.

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

El proceso de planificación energética deberá incluir escenarios de proyección de oferta y demanda energética y en particular eléctrica, junto con la identificación de polos de desarrollo de generación y de consumo, generación distribuida, intercambios internacionales de energía, entre otros, elaborando sus posibles escenarios de desarrollo. 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 veinte y cuatro 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. Las empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y usuarios no sometidos a regulación de precios que se encuentren interconectados al sistema eléctrico, podrán participar por derecho propio en el procedimiento de planificación energética.

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

Se entenderá por polos de desarrollo aquellas zonas geográficas territorialmente identificables en el país, donde existen recursos o condiciones de alto potencial para la producción o consumo de energía eléctrica, cuyo aprovechamiento, utilizando un único sistema de transmisión, resulta de interés público y es eficiente económicamente.

Artículo 86°.- Decreto de Planificación Energética. A partir de las proyecciones de oferta y demanda y de los polos de desarrollo identificados, el Ministerio elaborará escenarios energéticos posibles para el horizonte de largo plazo.

Antes del vencimiento del plazo del respectivo período quinquenal de planificación, el Ministerio

de Energía, mediante decreto exento expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", deberá definir dichos escenarios energéticos, incluyendo sus respectivos polos de desarrollo, debiendo acompañar los antecedentes fundantes que correspondan.

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

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

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

b) La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo;

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 restricciones ambientales y territoriales disponible al momento del inicio de éste, que proporcione el Ministerio de Energía. Para estos efectos, el Ministerio deberá remitir a la Comisión, dentro del primer trimestre de cada año, un informe que contenga las restricciones señaladas precedentemente.

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

Artículo 88°.- Incorporación en el Plan de Expansión de Sistemas de Transmisión para Polos de Desarrollo. Si, por problemas de coordinación entre distintos propietarios de proyectos de generación, 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.

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

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

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

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

Artículo 90°.- Participantes y Usuarios e Instituciones Interesadas. Las empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y usuarios no sometidos a regulación de precios que se encuentren interconectados al sistema eléctrico, en adelante, los "participantes", podrán participar por derecho propio en el procedimiento de planificación de la transmisión, conforme se indica en los artículos siguientes.

Adicionalmente, la Comisión abrirá un proceso de registro de "usuarios e instituciones interesadas", esto es, toda persona natural o jurídica, distinta de los participantes, que pudiera tener interés actual o eventual en el proceso de planificación de la transmisión, los que podrán participar del mismo de acuerdo con las normas de esta ley y del reglamento.

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

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.

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 mínimos 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 de carácter técnico 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 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 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 técnicas 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 técnicas al informe técnico preliminar, considere que se debe mantener su contenido, en caso de haberse modificado en el informe técnico final.

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

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

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

de Franja", en caso de ser necesario, y de acuerdo a lo que se señala en los artículos siguientes.

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

En caso que sea requerido por otras leyes, se entenderá que los obligados a ejecutar las obras de expansión de los sistema de transmisión que determine el decreto, cuentan con la calidad de concesionarios de los servicios eléctricos.

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

Artículo 93°.- Procedimiento para la determinación de franjas. Una vez publicado en el Diario Oficial el decreto que fija las obras nuevas, el Ministerio deberá dar inicio al Estudio de Franja para aquellas obras nuevas que requieren de la determinación de una franja preliminar, el que será sometido a evaluación ambiental estratégica, conforme a lo establecido en el párrafo 1° bis del Título II de la ley N° 19.300 sobre bases generales del medio ambiente. El señalado procedimiento concluirá con la dictación de un decreto exento del Ministerio, expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", que fijará la franja preliminar, la que por causa de utilidad pública podrá ser gravada con una o más servidumbres de aquellas señaladas en los artículos 50 y siguientes de la ley, en lo que les sea aplicable.

El estudio 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, conforme al procedimiento establecido en el artículo 67° de la presente ley.

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°.

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 de ejecución y explotación de obras nuevas y Decreto de adjudicación de construcción de obras de ampliación. El Coordinador en un plazo no superior a sesenta días de recibidas las propuestas, deberá resolver la licitación y adjudicará los derechos de ejecución y explotación del proyecto de obra nueva, o la adjudicación de la construcción y ejecución de las obras de ampliación, según corresponda, en conformidad a las bases. Asimismo, se comunicará el resultado

de la licitación a la empresa adjudicataria de la obra nueva respectiva y a las empresas transmisoras propietarias de las obras de ampliación, según corresponda, y se informará a la Comisión y a la Superintendencia respecto de la evaluación de los proyectos y de la adjudicación.

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

- a) Los derechos 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, debiendo entenderse que los propietarios de los predios comprendidos en el trazado definitivo se encuentran notificados de la imposición de la o las servidumbres correspondientes.

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

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

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

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

Artículo 99°.- Remuneración de las Obras de Expansión. Las obras nuevas contenidas en los respectivos decretos que fijan el plan de expansión para los doce meses siguientes, señalados en el artículo 92° serán adjudicadas a una empresa de transmisión que cumpla con las exigencias definidas en la presente ley y la demás normativa aplicable. La licitación se resolverá según el valor anual de la transmisión por tramo que oferten las empresas para cada proyecto y sólo se considerarán de manera referencial el V.I. y C.O.M.A. definidos en el aludido decreto.

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

La licitación de la construcción y ejecución de las obras de ampliación contenidas en el decreto señalado en el artículo 96°, se resolverán según el V.I. ofertado. El propietario de la obra de ampliación será el responsable de pagar al respectivo adjudicatario la referida remuneración, de acuerdo a lo que señalen las bases.

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

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

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

Capítulo III: De la Calificación de las Instalaciones de Transmisión

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

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

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

En la resolución a que hace referencia el inciso primero, la Comisión podrá agrupar una o más áreas territoriales para conformar los respectivos sistemas de transmisión zonal. Tanto dicha agrupación como la

incorporación de la línea o subestación en una de éstas, deberá mantenerse por tres períodos tarifarios, salvo que éstas fueren calificadas en otro segmento.

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

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

Artículo 101°.- Informe Técnico de Calificación de Instalaciones e instancias de Participación.

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

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

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

Para los efectos anteriores, se entenderá que existe discrepancia susceptible de ser sometida al dictamen del Panel, si quien hubiere formulado observaciones técnicas al informe técnico preliminar, perseverare 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 por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios será determinado por la Comisión cada cuatro años en base a la valorización que se establece en los artículos siguientes de las instalaciones.

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

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

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

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

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

Sin perjuicio de lo anterior, respecto de los derechos relacionados con el uso de suelo, los gastos y las indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas, para efectos de incluirlos en el V.I. respectivo se considerará el valor efectivamente pagado, indexado de acuerdo a la variación que experimente el Índice de Precios al Consumidor. Para estos efectos, el Coordinador deberá elaborar y mantener un catastro de las servidumbres existentes y sus respectivas valorizaciones. Sólo se valorizarán aquellas servidumbres en las que se acredite fehacientemente el valor efectivamente pagado por ellas. Las discrepancias que surjan sobre esta materia podrán ser sometidas al dictamen del Panel de Expertos.

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

La anualidad del V.I., en adelante "A.V.I.", se calculará considerando la vida útil de cada tipo de instalación determinada conforme lo señalado en el artículo siguiente y considerando la tasa de descuento señalada en el artículo 118°.

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

Artículo 104°.- Vida Útil de las Instalaciones. La vida útil para efectos de determinar la anualidad del valor de inversión indicada en el artículo precedente será determinada por la Comisión. Para estos efectos, en la oportunidad que fije el reglamento, la Comisión comunicará a los participantes y usuarios e

instituciones interesadas definidos en el artículo 90° un informe técnico preliminar que contenga las vidas útiles de los elementos de transmisión, el que deberá ser publicado en su sitio web.

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

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

Para los efectos anteriores, se entenderá que existe discrepancia susceptible de ser sometida al dictamen del Panel, si quien hubiere formulado observaciones técnicas al informe técnico preliminar, perseverare 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 resultado 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 y de sistema de transmisión para polos de desarrollo, 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 veinte y cuatro meses antes del término del periodo de vigencia de las tarifas de los sistemas de transmisión, la Comisión enviará a los participantes y usuarios e instituciones interesadas, las bases técnicas y administrativas preliminares para la realización del o los estudios de valorización de las instalaciones del sistema nacional, zonal, de transmisión para polos de desarrollo y el pago por uso de las instalaciones de transmisión dedicadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios.

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

- a) Tasa de descuento calculada de acuerdo a lo establecido en los artículos 118° y 119°;
- b) Economías de ámbito y escala;
- c) Modelo de valorización; y
- d) Metodología para la determinación del pago por uso de las instalaciones de transmisión dedicadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios.

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

obligaciones del o los consultores que deban formar parte de la bases administrativas y técnicas.

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

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

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

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

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

El o los estudios de valorización serán adjudicados y supervisados en conformidad a las bases definitivas señaladas en el artículo anterior, por un Comité integrado por un representante del Ministerio de Energía, uno de la Comisión, que será quien lo presidirá, un representante del segmento de generación, uno del sistema de transmisión nacional, uno del segmento de transmisión zonal, uno del segmento de distribución, un representante de los clientes libres, y un representante del Coordinador, los que serán designados en la forma que establezca el reglamento.

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

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

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

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

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

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

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

d) La determinación de las correspondientes fórmulas de indexación y su forma de

aplicación para los valores indicados anteriormente, durante el período de cuatro años.

Para el caso de la transmisión para polos de desarrollo, se considerará sólo la porción de las líneas y subestaciones dedicadas, nuevas o existentes, según corresponda, cuyas características técnicas hubiesen sido modificadas conforme a lo señalado en el artículo 88°.

Artículo 111°.- Audiencia Pública. La Comisión, en un plazo máximo de cinco días contado desde la recepción conforme del o los estudios, convocará a una audiencia pública a los participantes y a los usuarios e instituciones interesadas, audiencia en que el consultor deberá exponer los resultados del o los estudios de valorización. El reglamento establecerá el procedimiento y las demás normas a que se sujetará la audiencia pública.

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

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

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

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

Dentro de los diez días siguientes a la comunicación del informe técnico final, los participantes y usuarios e instituciones interesadas podrán presentar sus discrepancias al Panel de Expertos, el que emitirá su

dictamen en un plazo de cuarenta y cinco días contados desde la respectiva audiencia a que hace referencia el artículo 211°.

Para los efectos anteriores, se entenderá que existe discrepancia susceptible de ser sometida al dictamen del Panel, si quien hubiere formulado observaciones técnicas al informe técnico preliminar, perseverare 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 por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios.

Artículo 113°.- Vigencia Decreto Tarifario. Una vez vencido el período de vigencia del decreto de señalado en el artículo anterior, los valores establecidos en él seguirán rigiendo mientras no se dicte el siguiente decreto conforme al procedimiento legal. Dichos valores podrán ser reajustados por las empresas de transmisión, en la variación que experimente el Índice de Precios al Consumidor desde la fecha en que debía expirar el referido decreto, previa publicación en un diario de circulación nacional efectuada con quince días de anticipación.

No obstante lo señalado en el inciso anterior, las empresas de transmisión deberán abonar o cargar a los usuarios del sistema de transmisión, de acuerdo con el

procedimiento que establezca el reglamento, las diferencias que se produzcan entre lo efectivamente facturado y lo que corresponda acorde a los valores que en definitiva se establezcan, por todo el período transcurrido entre el día de terminación del cuatrienio a que se refiere el artículo anterior y la fecha de publicación del nuevo decreto.

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

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

Capítulo V: De La Remuneración de la Transmisión.

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

Para los efectos del inciso anterior, dentro de cada uno de los sistemas de transmisión nacional y zonal, se establecerá un cargo único por uso, de modo que la recaudación asociada a éste constituya el complemento a los ingresos tarifarios reales para recaudar el valor anual de la transmisión de cada tramo definido en el decreto señalado en el artículo 112°. Se entenderá por "ingreso tarifario real por tramo" a la diferencia que resulta de la aplicación de los costos marginales de la operación real del sistema, respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía en dicho tramo.

Asimismo, se establecerá un cargo único de modo que la recaudación asociada a éste remunere la proporción de las instalaciones de transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de

precios, considerando la proporción de ingresos tarifarios reales asignables a ellos.

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

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

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

Artículo 115°.- Pago de la Transmisión.

El pago de los sistemas de transmisión nacional, zonal y de transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios será de cargo de los consumidores finales libres y regulados, y se regirá por las siguientes reglas:

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

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

c) El cargo por uso de los sistemas de transmisión dedicada utilizada por parte de consumidores finales regulados se determinará en base a la diferencia

entre el 50% del valor anual de la transmisión por tramo asignada y la proporción de los ingresos tarifarios reales disponibles del semestre anterior, dividida por la suma de la energía proyectada total a facturar a los suministros finales en el sistema interconectado para el mismo semestre.

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

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

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

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

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

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

Artículo 117°.- Repartición de Ingresos.

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

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

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

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

d) El Coordinador deberá realizar todos los cálculos necesarios para la repartición de ingresos a que hace referencia el presente artículo, de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente y deberá resguardar que

la recaudación anual asignada a cada tramo no sea superior a su valorización anual.

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

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°."

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

7) Elimínase en el inciso quinto del artículo 134° el párrafo final "contado desde la respectiva presentación.", pasando la coma (,) que le antecede a ser un punto aparte (.).

8) Reemplázase en el inciso final del artículo 135° ter la sigla "CDEC" por la expresión "Coordinador".

9) Reemplázase en los incisos segundo, tercero, cuarto y sexto del artículo 135° quinqués, las veces que aparece, la sigla "CDEC" por "Coordinador".

10) Suprímense los artículos 137° y 138°.

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

12) Suprímese el artículo 146° quáter

13) Modifícase el artículo 149° en el siguiente sentido:

a) Reemplázase en el inciso segundo el guarismo "137°" por "72°-1";

b) Reemplázase en el inciso tercero la expresión "organismo de coordinación de la operación o CDEC" por la expresión "Coordinador";

c) Reemplázase en el inciso cuarto el guarismo "137°" por "72°-1"; y

d) Reemplázase en el inciso quinto la expresión "troncal, de subtransmisión" por "nacional, zonal".

14) Elimínase el artículo 150°.

15) 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 "la Dirección de Peajes", en ambas oportunidades, por la expresión "el Coordinador".

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°".

16) 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 decimooctavo la expresión "cada Dirección de Peajes" por "el Coordinador".

d) Modifícase el inciso décimonoveno en el siguiente sentido:

i) Reemplázase la expresión "inciso primero del artículo 119°" por la frase "inciso segundo del artículo 149°";

ii) Reemplázase la expresión "dicha Dirección" por "el Coordinador,".

e) Reemplázase en el inciso final la frase "la Dirección de Peajes que corresponda" por "el Coordinador".

17) 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.".

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

a) Reemplázase en el inciso primero la expresión "generación-transporte" por "generación".

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

19) Modifícase el artículo 162° en el siguiente sentido:

a) Intercálase en el número 1, entre las expresiones "instalaciones existentes y" y "en construcción" la expresión "aquellas declaradas por la Comisión".

b) Reemplázanse en el número 2 el guarismo "166°" por "165°" y la frase "El valor así obtenido se denomina precio básico de la energía" por "Los valores así obtenidos, para cada una de las barras, se denominan precios básicos de la energía".

c) Elimínase el número 4.

d) Modifícase el número 5 en el siguiente sentido:

i) Sustitúyense la frase "subestaciones troncales" por "barras del sistema de transmisión nacional" y la palabra "subestación" por la palabra "barra".

ii) Intercálase entre la primera coma (,) y la expresión "se calcula" la siguiente frase: "y que no tenga determinado un período básico de potencia,".

e) Reemplázase el número 6 por el siguiente:

"6.- El cálculo de los factores de penalización de potencia de punta a que se refiere el número 5 anterior, se efectúa considerando las pérdidas marginales de transmisión de potencia de punta, considerando el programa de obras de generación y transmisión señalado en el número 1 de este artículo, y".

f) Sustitúyese, en el número 7, la expresión ", y" por un punto aparte (.)

g) Elimínase el número 8.

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

21) Reemplázase en el artículo 165° la expresión "de los CDEC" por "al Coordinador".

22) Reemplázanse, en el número dos del artículo 167°, la palabra "troncal" por "nacional" y el guarismo "102°" por "115°".

23) Reemplázase en el inciso primero del artículo 170° la expresión "CDEC" por "Coordinador".

24) 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 "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 deberá ser aprobadas por la Comisión antes de once meses del término de vigencia de los precios vigentes.".

25) Reemplázase, en el artículo 181°, la frase "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".

26) 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°."

27) Reemplázase el artículo 208° por el siguiente:

"Artículo 208°.- Serán sometidas al dictamen del Panel de Expertos las discrepancias que se produzcan en relación con las materias que se señalen expresamente en la presente ley o en el reglamento, y en otras leyes en materia energética.

Asimismo, serán sometidas a dicho dictamen, las discrepancias que se susciten entre el Coordinador y las empresas sujetas a su coordinación en relación a los procedimientos técnicos, instrucciones y cualquier otro acto de coordinación de la operación del sistema y del mercado eléctrico que emane del Coordinador, en cumplimiento de sus funciones.

Podrán, asimismo, someterse al dictamen del Panel de Expertos las discrepancias que las empresas eléctricas tengan entre sí con motivo de la aplicación técnica o económica de la normativa del sector eléctrico y que, de común acuerdo, sometan a su dictamen."

28) Reemplázase en la letra b) del artículo 210°, la expresión "en el artículo 208°" por la siguiente: "en la presente ley o reglamento u en otras leyes en materia energética."

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

a) Reemplázase el inciso segundo por el siguiente:

"Requerida la intervención del Panel de Expertos, éste en el más breve plazo, deberá notificar a las partes y los interesados las discrepancias presentadas. Asimismo, se convocará a una sesión especial, debiendo establecer en ella un programa de trabajo que considerará una audiencia pública con las partes y los interesados, de la que se dejará constancia escrita, entendiéndose siempre que la Comisión y la Superintendencia tienen la condición de interesados en lo que respecta a las esferas de sus respectivas atribuciones. Dicha audiencia deberá realizarse no antes del plazo de diez días contados desde la notificación de las discrepancias. El Panel evacuará el dictamen dentro del plazo de treinta días contados desde la realización de la audiencia, salvo que la normativa legal o reglamentaria establezca un plazo diferente. El dictamen será fundado y todos los antecedentes recibidos serán públicos desde la notificación del dictamen."

b) Modifícase el inciso tercero en el siguiente sentido:

i) Intercálase entre el punto seguido (.), que sigue a la palabra "intermedios", y el pronombre "El", la siguiente frase:

"El Panel de Expertos no podrá pronunciarse respecto de la legalidad de las actuaciones del Coordinador, la Comisión o la Superintendencia, las que están sujetas a los controles de juridicidad establecidos en la legislación vigente."

ii) Intercálase entre la expresión "participen" y la frase "en el procedimiento respectivo", la siguiente expresión: ", en calidad de partes,".

iii) Reemplázase el inciso final por el siguiente:

"No obstante, el Ministro de Energía, mediante resolución exenta fundada, podrá, dentro del plazo de diez días contado desde la notificación del dictamen, declararlo inaplicable, en caso que se refiera a materias ajenas a las señaladas en el artículo 208° o respecto a la legalidad de las actuaciones del Coordinador, la Comisión o la Superintendencia."

30) 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, pasando los actuales incisos cuarto, quinto, sexto y séptimo, a ser los incisos tercero, cuarto, quinto y sexto.

31) 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.

f) La composición de su Consejo Directivo y la individualización de los responsables de la gestión y administración.

g) Información consolidada del personal.

h) 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.

La información anterior deberá incorporarse a sus sitios electrónicos en forma completa, y de un modo que permita su fácil identificación y un acceso expedito.

Corresponderá al Director Ejecutivo velar por el cumplimiento de la obligación que establece este artículo y se le considerará para estos efectos el jefe superior del órgano. Serán aplicables a su respecto, lo dispuesto en los artículos 8°, 47 y 48 de la Ley de Transparencia, contenida en la ley N° 20.285. En caso de incumplimiento, las sanciones serán aplicadas por el Consejo para la Transparencia.

Artículo 212°-3: Administración y Dirección del Coordinador. La dirección y administración del Coordinador estará a cargo de un Consejo Directivo, compuesto por siete consejeros, los que serán elegidos conforme al artículo 212-5.

El Coordinador contará con un Director Ejecutivo, que será designado y/o removido por el Consejo Directivo en la forma y con el quórum establecido en el artículo 212-8. Le corresponderá al Director Ejecutivo:

a) La ejecución de los acuerdos y directrices adoptados por el Consejo Directivo;

b) La supervisión permanente de la administración y funcionamiento técnico del organismo;

c) Proponer al Consejo Directivo la estructura organizacional del Coordinador;

d) La representación judicial y extrajudicial del organismo; y

e) Las demás materias que le delegue el Consejo Directivo.

Los miembros del Consejo Directivo, el Director Ejecutivo y el personal del Coordinador no tendrán el carácter de personal de la Administración del Estado y se regirán exclusivamente por las normas del Código del Trabajo. No obstante, a éstos se les extenderá la calificación de empleados públicos sólo para efectos de aplicarles el artículo 260° del Código Penal.

El Coordinador deberá contar con una estructura interna y personal necesario e idóneo para el cumplimiento de sus funciones, la que será determinada por el Consejo Directivo. Para estos efectos, el Consejo Directivo deberá elaborar los Estatutos del Coordinador, los que deberán regular la organización interna de la institución y contener las normas que aseguren su adecuado funcionamiento.

Artículo 212°-4.- Deber del Consejo Directivo de velar por el cumplimiento de las funciones del Coordinador y normativa. Le corresponderá al Consejo Directivo del Coordinador velar por el cumplimiento de las funciones que la normativa vigente asigna al Coordinador y adoptar las medidas que sean necesarias para asegurar dicho cumplimiento, en el ámbito de sus atribuciones. El Consejo Directivo deberá informar a la Superintendencia y a la Comisión cualquier hecho o circunstancia que pueda constituir una infracción a la normativa eléctrica vigente por parte de las empresas sujetas a su coordinación, identificando al propietario de las instalaciones pertinentes, cuando corresponda.

Artículo 212°-5.- Del Consejo Directivo del Coordinador. Los miembros del Consejo Directivo serán elegidos, en un proceso público y abierto, por el Comité Especial de Nominaciones, de una o más ternas de candidatos al cargo confeccionada por una empresa especializada, los que deberán acreditar experiencia profesional en el sector eléctrico o en las demás áreas que defina dicho Comité y reunir las condiciones de idoneidad necesarias para desempeñar el cargo. Las especificaciones técnicas de la empresa especializada y los aspectos operativos del procedimiento de elección de los consejeros del Consejo Directivo del Coordinador serán establecidas en el reglamento.

Los consejeros durarán cuatro años en su cargo, pudiendo ser reelegidos. El Consejo Directivo se renovará parcialmente cada dos años.

Los consejeros podrán ser removidos de su cargo por el Comité Especial de Nominaciones por causa justificada, por el mismo quórum calificado fijado para su elección.

El Consejo Directivo designará entre sus miembros a un presidente y a su respectivo suplente para que ejerza las funciones de aquel en caso de ausencia o impedimento de cualquier naturaleza.

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

- a) Término del período legal de su designación;
- b) Renuncia voluntaria;
- c) Destitución o remoción por causa justificada; e,
- 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.

El Consejo Directivo podrá delegar parte de sus facultades en el Director Ejecutivo o los ejecutivos principales del Coordinador.

Asimismo, este Consejo podrá, por quórum calificado, asignar un nombre de fantasía al Coordinador.

Artículo 212°-6.- Incompatibilidades. El cargo de consejero del Consejo Directivo es de dedicación exclusiva y será incompatible con todo cargo o servicio remunerado que se preste en el sector público o privado. No obstante, los consejeros podrán desempeñar funciones en corporaciones o fundaciones, públicas o privadas, que no persigan fines de lucro, siempre que por ellas no perciban remuneración.

Asimismo, es incompatible la función de consejero con la participación en la propiedad, directamente o a través de otras personas naturales o jurídicas, del 5% o más del capital suscrito de una empresa sujeta a la coordinación del Coordinador, de sus matrices, filiales o coligadas, o cuando el señalado consejero, por sí solo o con otras personas con que tenga acuerdo de actuación conjunta, pueda designar al menos un miembro de la administración de uno de los anteriores.

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. El incumplimiento de esta norma será sancionada por la Superintendencia.

Cuando el cese de funciones se produzca por término del periodo legal del cargo o por incapacidad sobreviniente, y no concurra una causal derivada de su responsabilidad civil o penal, el consejero tendrá derecho a gozar de una indemnización equivalente al total de las remuneraciones devengadas en el último mes, por seis meses.

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.

Artículo 212°-7.- Comité Especial de Nominaciones. El Comité Especial de Nominaciones estará compuesto por un representante del Ministerio de Energía, uno de la Comisión Nacional de Energía, uno del Consejo de Alta

Dirección Pública, uno del Panel de Expertos, un decano de una facultad de ciencias o ingeniería de una Universidad del Consejo de Rectores y uno del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia. La composición y funcionamiento del Comité Especial de Nominaciones y las demás normas que lo rijan serán establecidas por la Comisión mediante resolución dictada al efecto.

Todos los acuerdos del Comité deberán ser adoptados por el voto favorable de, al menos, cuatro de sus seis miembros.

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

Artículo 212°-8.- Del Director Ejecutivo.

El Director Ejecutivo deberá ser elegido y removido por el voto favorable de cinco de los Consejeros del Consejo Directivo de una terna de candidatos al cargo confeccionada por una empresa especializada. Las especificaciones técnicas de la empresa especializada y los aspectos operativos del procedimiento de elección del Director Ejecutivo serán establecidas en el estatuto interno del Coordinador.

El Director Ejecutivo responde personal y solidariamente de la ejecución de los acuerdos del Consejo.

Artículo 212°-9.- Responsabilidad de los miembros del Consejo Directivo. El Consejo Directivo es un órgano colegiado, que ejerce las funciones que la ley y la normativa eléctrica le asigna colectivamente entre sus miembros. Los consejeros deberán actuar en el ejercicio de sus funciones con el cuidado y diligencia que las personas emplean ordinariamente en sus propios negocios, y responden solidariamente por las infracciones a los deberes que le impone la normativa vigente o los estatutos al Consejo Directivo por sus actuaciones dolosas o culpables.

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.

Los consejeros son personal y solidariamente responsables de los acuerdos y actos que suscriban, así como de su ejecución.

Artículo 212°-10.- Remuneración del Consejo Directivo y del Director Ejecutivo. Los consejeros recibirán una remuneración bruta mensual equivalente a la establecida para los integrantes del Panel de Expertos en el inciso cuarto del artículo 212. La remuneración del Director Ejecutivo será fijada por el Consejo Directivo.

Artículo 212°-11.- Financiamiento y Presupuesto Anual del Coordinador. El financiamiento del Coordinador se establecerá a través de un presupuesto anual, el que deberá ser aprobado por la Comisión en forma previa a su ejecución. Este presupuesto será financiado conforme a lo señalado en el artículo 212°-13.

Para estos efectos, el Consejo Directivo del Coordinador deberá presentar a la Comisión, antes del 30 de septiembre de cada año, el presupuesto anual del Coordinador, el que además deberá detallar el plan de trabajo para el respectivo año calendario, identificando las actividades que se desarrollarán, los objetivos propuestos y los indicadores de gestión que permitan verificar el cumplimiento de dichos objetivos. El presupuesto deberá permitir cumplir con los objetivos y funciones establecidas para el Coordinador en la normativa eléctrica vigente.

La Comisión justificadamente podrá observar y solicitar modificaciones al presupuesto anual del Coordinador, las que necesariamente deberán ser incorporadas por dicho organismo.

La Comisión deberá aprobar el presupuesto anual del Coordinador antes del 19 noviembre de cada año.

El Consejo Directivo, en cualquier momento y en forma debidamente justificada, podrá presentar a la Comisión para su aprobación uno o más suplementos presupuestarios. En caso de aprobación, la Comisión deberá ajustar el cargo por servicio público a que hacer referencia el artículo 212°-13 con el objeto financiar dicho suplemento.

Adicionalmente, dentro de los primeros treinta días de cada año, el Coordinador deberá presentar a la Comisión la ejecución presupuestaria del año calendario inmediatamente anterior.

Artículo 212°-12.- Patrimonio del Coordinador. El patrimonio del Coordinador estará conformado por los bienes muebles, inmuebles, corporales o incorporeales, que se le transfieran o adquieran a cualquier título, como asimismo por los ingresos que perciba por los servicios que preste.

Artículo 212°-13.- Cargo por Servicio Público. El presupuesto del Coordinador, del Panel de Expertos y el estudio de franja que establece el artículo 93, será financiado por la totalidad de usuarios finales, libres y sujetos a fijación de precios, a través de un cargo por servicio público, el que será fijado anualmente por la Comisión, mediante resolución exenta e informado antes del 19 de noviembre de cada año, con el objeto de que el cargo señalado sea incorporado en las respectivas boletas o facturas a partir del mes de diciembre del año anterior del período presupuestario correspondiente.

Este cargo se calculará considerando la suma de los presupuestos anuales del Coordinador, el Panel de Expertos y el estudio de franja, dividido por la suma de la energía proyectada total a facturar a los suministros finales para el año calendario siguiente.

El monto a pagar por los usuarios finales corresponderá al cargo por servicio público multiplicado por la energía facturada en el mes correspondiente. En el caso de los clientes sujetos a fijación de precios, este valor será incluido en las cuentas respectivas que deben pagar a la empresa distribuidora, las que a su vez deberán efectuar el pago de los montos recaudados mensualmente al Coordinador. Asimismo, en el caso de los clientes libres, este cargo deberá ser incorporado explícitamente en las boletas o facturas entre dichos clientes y su suministrador, los que deberán a su vez traspasar mensualmente los montos recibidos de parte de los clientes al Coordinador.

El Coordinador deberá repartir los ingresos recaudados a prorrata de los respectivos presupuestos anuales de dicho organismo, del Panel de Expertos y el elaborado por la Subsecretaría de Energía para el estudio de franja, según corresponda.

Los saldos a favor o en contra que se registren deberán imputarse al ejercicio de cálculo del presupuesto correspondiente del año siguiente.

El procedimiento para la fijación y la recaudación del cargo por servicio público, así como su pago se efectuará en la forma que señale el reglamento.”.

32) Suprímese el artículo 220°.

33) Elimínase el inciso primero del artículo 223°.

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

a) Elimínase la letra b).

b) Reemplázase la letra y) por la siguiente:

“y) Energía Firme: Capacidad de producción anual esperada de energía eléctrica que puede ser inyectada al sistema por una unidad de generación de manera segura, considerando aspectos como la certidumbre asociada a la disponibilidad de su fuente de energía primaria, indisponibilidades programadas y forzadas. El detalle de cálculo de la energía firme, diferenciado por tecnología, deberá estar contenido en la Norma Técnica que la Comisión dicte para estos efectos.”.

c) Reemplázase la letra z) por la siguiente:

“z) Servicios complementarios: recursos técnicos con los que deberán contar las instalaciones de generación, transmisión, distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios para la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 72°-1. Son servicios complementarios aquellas prestaciones que permiten efectuar, a lo menos, un adecuado control de frecuencia, control de tensión y plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias.”.

Artículo segundo. Elimínase el artículo 16 B de la ley N° 18.410, que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

ARTÍCULOS TRANSITORIOS

Artículo 1° transitorio: El Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, para todos los efectos legales, es el continuador legal de los Centros de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central, CDEC SIC, y del Sistema Interconectado del Norte Grande, CDEC SING, a partir de la fecha señalada en el inciso siguiente, sin perjuicio de los derechos recíprocos que puedan existir de conformidad a los artículos transitorios siguientes.

El Coordinador deberá estar plenamente constituido y ejerciendo las funciones establecidas en la presente ley el 1° de enero de 2018. En el tiempo que medie entre la publicación de la presente ley en el Diario Oficial y la fecha señalada precedentemente, el CDEC SIC y el CDEC SING deberán seguir operando y ejerciendo las funciones que la normativa eléctrica les asigna.

Artículo 2° transitorio: El Consejo Directivo del Coordinador deberá estar constituido a más tardar el 30 de junio de 2017. Para estos efectos, la Comisión deberá, antes del 31 de diciembre de 2016, convocar al Comité Especial de Nominaciones a que hace referencia el artículo 212°-7. Su composición, funcionamiento, las especificaciones técnicas de la empresa especializada y los procedimientos de la primera elección de los miembros del Consejo Directivo deberán ser establecidas por la Comisión mediante resolución exenta.

Artículo 3° transitorio: El presupuesto anual del CDEC SING y del CDEC SIC correspondiente al año 2017 deberá contemplar una glosa o partida que considere los gastos y costos necesarios de implementación del Coordinador y de su Consejo Directivo correspondiente a dicho año calendario.

Artículo 4° transitorio: El Consejo Directivo deberá presentar a la Comisión para su aprobación, antes del 30 de septiembre de 2017, el presupuesto anual del Coordinador para el año siguiente, el que, además, deberá detallar el plan de trabajo para el respectivo año calendario, identificando las actividades que se desarrollarán, los objetivos propuestos y

los indicadores de gestión que permitan verificar el cumplimiento de dichos objetivos, conforme a las funciones definidas en la presente ley.

Para los efectos del financiamiento del Coordinador, el cargo único por servicio público a que hace referencia el artículo 212°-13 deberá ser incorporado en las boletas o facturas emitidas a partir del mes de noviembre de 2017.

Artículo 5° transitorio: El Consejo Directivo del Coordinador constituido conforme al artículo segundo transitorio, deberá presentar a la Comisión, a más tardar 45 días corridos desde su constitución, los Estatutos Internos del Coordinador.

Asimismo, a más tardar 120 días corridos desde su constitución, el Consejo Directivo del Coordinador deberá designar al Director Ejecutivo y a los Ejecutivos principales del organismo conforme a la estructura interna definida en sus Estatutos, la que deberá contemplar unidades, departamento o gerencias que les permita cumplir con las funciones de planificación, coordinación de la operación, coordinación de mercado eléctrico, administración, de información e estadísticas, entre otras. La elección de estos profesionales deberá efectuarse a través de un proceso público, informado y transparente, y sobre una terna de candidatos propuesta por una empresa especializada, de acuerdo a las especificaciones técnicas y procedimentales definidas en los Estatutos Internos del Coordinador.

Artículo 6° transitorio: Los miembros del Directorio del CDEC SIC y del CDEC SING, así como los directores de las direcciones técnicas en ejercicio de dichos organismos, podrán ser propuestos por la empresa especializada a que hace referencia el artículo 2° y 5° transitorios para efectos de la elección de los consejeros del Consejo Directivo y los cargos de Director Ejecutivo o ejecutivos principales del Coordinador. En caso que éstos resulten electos, deberán renunciar a sus cargos en los respectivos CDEC.

Artículo 7° transitorio: Los miembros titulares o suplentes del Directorio del CDEC SING y del CDEC SIC que se encuentren en ejercicio, a la fecha de publicación de la presente ley en el Diario Oficial, continuarán en sus cargos hasta el 31 de diciembre de 2017, sin perjuicio que deban renunciar a sus cargos por la casual señalada en el artículo 6° transitorio anterior.

Artículo 8° transitorio: Para los efectos de asegurar la continuidad de las funciones del CDEC, que serán asumidas por el Coordinador, el primero no podrá disponer de los bienes de su propiedad que sean necesarios para el cumplimiento de dichas funciones hasta doce meses después de iniciadas las mismas, salvo que éstos hayan sido adquiridos previamente por el Coordinador. El Coordinador deberá pagar al CDEC por el uso o goce temporal de dichos bienes, de acuerdo a los valores de mercado vigentes.

Sin perjuicio de lo anterior, los CDEC deberán ceder al Coordinador el sistema SCADA a precio contable a 31 de diciembre de 2017, el que deberá ser pagado dentro de los primeros seis meses del 2018.

Artículo 9° transitorio: Para los efectos laborales y previsionales, el Coordinador es el continuador legal del CDEC SIC y del CDEC SING. En especial se aplicará lo dispuesto en el artículo 4° del Código del Trabajo.

Artículo 10° transitorio: 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. Para estos efectos, la propuesta de planificación anual de la transmisión del Coordinador a que hace referencia el inciso primero del artículo 91°, deberá ser enviada a la Comisión en el plazo señalado en dicho artículo por los respectivos CDEC.

Artículo 11° transitorio: Dentro de los 90 días siguientes a la publicación en el diario oficial de la presente ley, el Ministerio de Energía deberá dar inicio al proceso de planificación energética a que hace referencia los artículos 83° y siguientes.

Artículo 12° transitorio: Durante la vigencia del decreto del Ministerio de Energía que fija las tarifas de subtransmisión y sus respectivas fórmulas de indexación para el cuatrienio 2016-2019, la repartición de los ingresos asociados al pago por uso mensual que efectúen las empresas eléctricas que

efectúen retiros de energía y potencia desde los sistemas de subtransmisión para empresas concesionarias de servicio público de distribución o usuarios finales, se regirá por las siguientes disposiciones:

a) El ingreso a percibir asociados a costos estándares de inversión, mantención, operación y administración de las instalaciones que entraren en operación durante el cuatrienio correspondiente y no consideradas en el Informe Técnico que haya dado origen al decreto señalado, corresponderá al A.V.I.+C.O.M.A. de éstas.

b) El ingreso de las demás instalaciones corresponderá a la diferencia entre el monto total recaudado y la suma de los ingresos señalados en el número i. precedente; El monto resultante deberá ser distribuido entre las empresas propietarias u operadoras de instalaciones de subtransmisión sobre la base de la proporción que represente el A.V.I.+C.O.M.A. de cada propietario u operador respecto al A.V.I.+C.O.M.A. total de cada sistema de subtransmisión.

Para efectos de lo señalado en el inciso anterior, la Comisión clasificará fundadamente las nuevas instalaciones en operación dentro de los sistemas de transmisión que corresponda, y determinará su A.V.I.+C.O.M.A. en base al valor de instalaciones de características similares, contenidas en el Informe Técnico referido en el número i. anterior.

Las modificaciones a las condiciones de aplicación que en virtud de la presente ley corresponda efectuar sobre el decreto señalado en el inciso primero, deberán ser establecidas mediante Decreto del Ministerio de Energía, previo informe de la Comisión, dentro de los 90 días siguientes a la publicación en el diario oficial de la presente ley.

Asimismo, las modificaciones de las condiciones de aplicación que en virtud de la presente ley correspondan efectuar sobre el decreto vigente que fija las instalaciones del sistema troncal para el cuatrienio 2016-2019, deberán ser establecidas mediante Decreto del Ministerio de Energía, previo informe de la Comisión, dentro de los 90 días siguientes a la publicación en el diario oficial de la presente ley. El área de influencia común, el valor de la transmisión por tramo y sus componentes con sus

fórmulas de indexación, se mantendrán vigentes hasta el 31 de diciembre de 2019.

Artículo 13° transitorio: 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 7,5%.

Artículo 14° transitorio: 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 15° transitorio: A partir de la publicación en el Diario Oficial de la presente ley, deberá iniciarse el proceso de calificación de aquellas nuevas instalaciones que se hayan incorporado al sistema eléctrico. Para estos efectos, la Dirección de Peajes de los CDEC respectivos deberá informar a la Comisión dichas instalaciones.

Artículo 16° transitorio: A más tardar el 30 de septiembre de 2017, el CDEC SIC y el CDEC SING deberán implementar de manera conjunta el Sistema de Información Pública del Coordinador a que hace referencia el artículo 72-8, a lo menos, con la información señalada en las letras a) y d) de dicho artículo, así como toda aquella información que le sea solicitada incorporar por la Comisión con la debida antelación.

Artículo 17° transitorio: Toda instalación existente a la fecha de publicación de la presente ley deberá certificar el cumplimiento de la normativa técnica correspondiente, en conformidad a lo establecido en el artículo 72°-15. Para ello, dentro del plazo de doce meses desde la publicación de la presente ley, la Superintendencia deberá autorizar los organismos certificadores independientes respectivos. Vencido el plazo anterior, los propietarios de instalaciones existentes tendrán un plazo no superior a 18 meses para realizar la certificación a sus instalaciones. En caso de que la certificación de la instalación no pueda ser obtenida por razones fundadas, excepcionalmente el coordinado deberá

proponer al Coordinador para su aprobación, el plazo en el que ejecutará las adecuaciones pertinentes, presentando un plan de trabajo con una duración acorde a la magnitud de adecuaciones a realizar, el que no podrá superar 30 meses.

Artículo 18° transitorio: Los servicios complementarios que se estén prestando a la fecha de publicación de la presente ley, se seguirán prestando y remunerando en conformidad a las normas que la presente ley deroga hasta el 31 de diciembre de 2017.

Por su parte, antes del mes de junio de 2017, los CDEC respectivos deberán presentar a la Comisión la propuesta de servicios complementarios a que hace referencia el inciso tercero del artículo 72°-7, señalando los que pueden ser valorizados a través de un proceso de licitación o a través de un estudio de costos. A más tardar dentro de los treinta días siguientes contados desde la presentación de dicha propuesta, la Comisión definirá los servicios complementarios, metodología de pago y su mecanismo de valorización.

Artículo 19° transitorio: Dentro del plazo de 120 días contados desde la publicación de la presente ley en el Diario Oficial, se deberán dictar los reglamentos que establezcan las disposiciones necesarias para su ejecución. No obstante, mientras los referidos reglamentos no entren en vigencia, dichas disposiciones se sujetarán en cuanto a los plazos, requisitos y condiciones a las disposiciones de esta ley y a las que se establezcan por resolución exenta de la Comisión.

Artículo 20° transitorio: El régimen de recaudación, pago y remuneración de la transmisión troncal que la presente ley modifica y el de la transmisión nacional, se regirán por las siguientes reglas:

a) El régimen de recaudación, pago y remuneración de la transmisión troncal que modifica la presente ley, se aplicará hasta el 31 de diciembre de 2018 a las instalaciones troncales existentes y posteriormente a las del sistema nacional.

No obstante lo anterior, el cálculo de los pagos para el año 2018 deberá ser realizado de conformidad a lo siguiente:

1. Los ingresos tarifarios esperados serán valorizados igual a cero. Por su parte, los ingresos

tarifarios reales de los tramos del sistema de transmisión nacional serán descontados íntegramente del cálculo del cargo unitario aplicable a clientes finales por el uso del sistema nacional para el año siguiente, particularmente en este caso el año 2019, conforme lo especifique la resolución exenta que la Comisión dicte para estos efectos.

2. El Valor Anual de la Transmisión por Tramo de las instalaciones del sistema de transmisión troncal: Nueva Crucero Encuentro 500/220 kV, Nueva Crucero Encuentro 500 kV-Los Changos 500 kV, Los Changos 500/220 kV, Los Changos 220 kV-Kapatur 220 kV, Los Changos 500 kV-Cumbres 500 kV, Cumbres 500 kV-Nueva Cardones-500 kV, serán remuneradas en su totalidad, mediante un cargo único, por los clientes finales, libres y regulados, que forman parte de los sistemas SIC y SING en la proporción de tiempo en que el flujo por el tramo Los Changos 500 kV-Cumbres 500 kV, presente direcciones hacia cada uno de los referidos sistemas. Los ingresos tarifarios reales de los tramos de las instalaciones señaladas precedentemente serán descontados del respectivo cargo único correspondiente al año 2019.

3. La proporción de tiempo en que el flujo por el tramo Los Changos 500 kV-Cumbres 500 kV, presente direcciones hacia cada uno de los referidos sistemas, se calculará en términos esperados para el año 2018, manteniéndose fija durante todo el período que medie entre los años 2019 y 2034, ambos inclusive.

4. El cálculo del pago por inyección de las centrales generadoras considerará el uso esperado de las instalaciones del sistema eléctrico interconectado, calculando las prorratas de participación en cada tramo para cada central, ajustadas por la proporción que corresponda de aplicar las reglas de pertenencia al Área de Influencia Común. Las prorratas ajustadas se aplicaran sobre la valorización anual de cada tramo, excluyendo los tramos de las instalaciones señaladas en el numeral 2 precedente.

b) Para el período que media entre 1 de enero de 2019 y el 31 de diciembre de 2034 se aplicará el siguiente régimen de pago por las instalaciones del sistema de transmisión nacional:

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

2. Los ingresos tarifarios reales de los distintos tramos de las instalaciones de transmisión nacional, así como de los tramos de las instalaciones señaladas en el número I.2 precedente, serán descontados del respectivo cargo único del año siguiente, de conformidad a lo dispuesto en el numeral IV siguiente.

3. Las instalaciones del sistema de transmisión nacional que entren en operación a partir del 1 de enero de 2019, serán pagadas íntegramente por los consumidores finales libres y regulados, mediante un cargo único nacional, exceptuando las instalaciones señaladas en el numeral I.2 precedente.

4. El pago del sistema de transmisión nacional por parte de las centrales generadoras se efectuará de acuerdo a las siguientes reglas:

a) El pago de cada central generadora existente al 31 de diciembre de 2018, se calculará a partir de las prorratas de uso esperado para el cálculo de pago del año 2018, sin considerar los ingresos tarifarios reales y esperados. Estas prorratas de uso se mantendrán fijas durante todo el período que medie entre los años 2019 y 2034, ambos inclusive, aplicándose éstas sobre el valor anual de transmisión de cada tramo, debidamente indexado.

b) El pago de las centrales generadoras para el período 2019-2034 se ajustará anualmente por los factores de ajuste contenidos en la siguiente tabla:

Año	Factores de ajuste pago centrales
2019	80%
2020	75%
2021	69%
2022	64%
2023	59%
2024	53%
2025	48%
2026	43%
2027	37%
2028	32%
2029	27%
2030	21%
2031	16%
2032	11%
2033	5%
2034	0%

c) Las centrales generadoras que entren en operación a partir del 1° de enero de 2019, concurrirán al pago por el uso del sistema de transmisión nacional conjuntamente con las centrales generadoras existentes, a contar del año en que ingresen, en la proporción que corresponda a dicho año y para cada año siguiente, de acuerdo a la tabla anterior. Para estos efectos, se establecerá una prorrata en función de la capacidad instalada de las nuevas centrales respecto de la capacidad instalada total, que considera las centrales existentes al 31 de diciembre de 2018 y las nuevas centrales. Dicha proporción, conformará la disminución del pago de las centrales existentes, manteniendo la prorrata por uso esperado indicada en la letra a) precedente para estas últimas. La proporción correspondiente de cada nueva central será aplicada para determinar su correspondiente pago.

5. Una vez determinados los pagos asociados a la totalidad de las centrales eléctricas, se deberán aplicar las reglas de exenciones de peajes a las centrales de medios de generación renovables no convencionales que esta ley deroga. Las mencionadas exenciones serán remuneradas por los consumidores finales libres y regulados. Para dichos efectos tendrán un tratamiento equivalente al resto de las exenciones de pago de centrales descritos en el presente artículo. La metodología para determinar el cálculo para la aplicación de esta regla de pago se especificará en una resolución exenta que la Comisión dicte al efecto.

c) Sin perjuicio de lo señalado precedentemente, los propietarios de las centrales generadoras podrán sujetarse a un mecanismo de rebaja del pago por uso del sistema de transmisión nacional en forma proporcional a la energía contratada con sus clientes finales, libres o regulados. El monto de esta rebaja será incorporada a la determinación del cargo único nacional aplicable a los usuarios finales.

Para los efectos de determinar el monto de la rebaja del pago por uso del sistema de transmisión nacional por parte de las centrales generadoras, se aplicarán las siguientes reglas:

1. Las empresas generadoras que celebren contratos de suministro eléctrico una vez publicada la ley y cuyo inicio de suministro sea posterior al 1° de enero de 2019, se exceptuarán del pago de transmisión por inyección que le corresponde, en la proporción entre la energía contratada en dicho período para el correspondiente año y la energía firme de la totalidad de sus centrales generadoras. Sin perjuicio de lo anterior, dicha proporción no podrá ser superior a 100%.

2. Las empresas generadoras que tengan contratos de suministro vigentes al momento de la publicación de la presente ley, podrán optar por efectuar una modificación a dichos contratos, que tenga por objeto descontar el monto por uso de la transmisión nacional incorporado en el precio del respectivo contrato de suministro, de manera tal de poder acceder a la rebaja del pago de la transmisión asociada al volumen de energía contratada, en las mismas condiciones señaladas en el numeral 1 precedente.

Para estos efectos, la empresa generadora deberá descontar del precio del respectivo contrato de suministro un cargo equivalente por transmisión (CET), el que será determinado por la Comisión, en forma independiente para cada empresa generadora que lo solicite. La metodología para determinar dicho cargo deberá estar contenida en una resolución exenta que la Comisión dicte al efecto.

Una vez que la Comisión determine el valor del CET a descontar, la empresa generadora deberá presentar, para aprobación de la Comisión, la modificación del respectivo contrato de suministro en la que se materialice el descuento de dicho monto del precio total de la energía establecida en el contrato. Esta modificación contractual deberá ser suscrita con acuerdo del respectivo cliente.

3. Se establece el plazo de dos años a contar de la publicación de la presente Ley, para que las empresas generadoras puedan ejercer la facultad de optar a la rebaja señalada en el numeral 2 precedente. Para el caso que no ejerza dicha facultad, se les aplicará el régimen de pago señalado en el numeral II.4.

d) Para efectos de determinar el cargo por el uso del sistema de transmisión nacional aplicable a los clientes finales, libres y regulados, para el período que medie entre 1° de enero de 2019 y el 31 de diciembre de 2034, se aplicarán las siguientes reglas:

1. Las disminuciones de pagos por el uso de las instalaciones del sistema de transmisión nacional por parte de las centrales generadoras serán asumidas íntegramente por los consumidores finales libres y regulados mediante un cargo único.

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

3. Los ingresos tarifarios reales de los tramos del sistema de transmisión nacional serán descontados íntegramente del cálculo del cargo único aplicable a clientes finales, libres o regulados, por el uso del sistema de transmisión nacional para el correspondiente año siguiente.

4. Para los clientes finales, libres o regulados con una potencia conectada igual o superior a 15.000 kilowatts se aplicaran los siguientes cargos únicos, determinados según las reglas que a continuación se señalan:

a) Se establecerán **cuatro cargos únicos diferenciados** por el sector desde donde se efectúen los retiros de energía. Para tales efectos se definen cuatro sectores, según si las barras desde donde se efectúa el consumo han pertenecido al SING o al SIC previo a la interconexión, y conjuntamente según si las referidas barras se encuentran fuera o dentro del Área de Influencia Común vigente en cada año de cálculo. Para efectos de lo anterior, se entenderá que las nuevas barras de suministro que aparezcan a partir del 1° de enero de 2018 se asociarán a las barras que pertenecían al SIC previo a la interconexión, si se interconectan al sur de Los Changos 500 kV.

b) Se determinará un **cargo único de transición** de cada sector como la valorización de las instalaciones de transmisión nacional, incluidas las instalaciones que entren en operación a partir del 1 de enero de 2019 señaladas en el numeral II.3, asociadas al correspondiente sector, más la suma de las valorizaciones de

las instalaciones señaladas en el numeral I.2 asignada al correspondiente sector de acuerdo a la metodología descrita en el mismo numeral, descontando la valorización de los pagos de las centrales generadoras de conformidad a lo señalado en los numerales II.4 y III anteriores asociadas al correspondiente sector y descontando los ingresos tarifarios reales del año anterior de las instalaciones asociadas al correspondiente sector, todo lo anterior dividido por el consumo total esperado en el correspondiente sector.

c) Se define un **cargo único nacional referencial**, como la valorización de la totalidad de las instalaciones del sistema de transmisión nacional, incluidas las instalaciones que entren en operación a partir del 1 de enero de 2019 señaladas en el numeral II.3 e incorporada la valorización total de las instalaciones indicadas en el numeral I.2, descontando la valorización de los pagos de las centrales generadoras del correspondiente año de conformidad a lo señalado en los numerales II.4 y III anteriores, y descontando los ingresos tarifarios reales totales del año anterior, todo lo anterior, dividido por los retiros totales del sistema.

d) Sobre la base de lo señalado precedentemente, se define el **cargo único** a clientes finales con una potencia conectada igual o superior a 15.000 kilowatts a aplicar a cada sector como una fracción anual del cargo único de transición determinado conforme a lo establecido en el literal b) anterior, más el cargo nacional referencial determinado conforme el literal c) precedente multiplicado por la diferencia de uno y la referida fracción anual. La fracción anual señalada precedentemente tendrá un valor igual a uno para el año 2019 y disminuirá progresivamente en un quinceavo cada año, de modo tal de alcanzar un valor igual a cero en el año 2034.

5. Para los clientes finales, libres o regulados, con una potencia conectada inferior a 15.000 kilowatts se determinará un único cargo equivalente que permita remunerar, en proporción a sus consumos, el sistema de transmisión nacional, el que corresponderá al promedio ponderado de los cuatro cargos determinados conforme el literal d) del numeral 4 anterior, ponderados por el consumo esperado total de los clientes finales con potencia conectada inferior a 15.000 kilowatts para el Área y grupo de barras correspondiente asociado de cada cargo.

6. El detalle de cálculo de los cargos determinados en el presente numeral IV, así como la forma en que se descontarán los Ingresos Tarifarios para la determinación de éstos, será establecido en la resolución exenta que la Comisión dicte para estos efectos.

Artículo 21° transitorio. Incrementase la dotación consignada en la Ley de Presupuestos del Ministerio de Energía 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 22° transitorio. 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 23° transitorio: Facúltase al Presidente de la República para que, dentro del plazo de un año contado desde la publicación de esta ley, mediante uno o más decretos con fuerza de ley expedidos a través del Ministerio de 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.”.

Dios guarde a V.E.

MICHELLE BACHELET JERIA
Presidenta de la República

RODRIGO VALDÉS PULIDO
Ministro de Hacienda

MÁXIMO PACHECO MATTE
Ministro de Energía



Ministerio de Hacienda
 Dirección de Presupuestos
 Reg. 486/XX
 I.F. N° 113 - 06/08/2015

INFORME FINANCIERO
PROYECTO DE LEY QUE ESTABLECE NUEVOS SISTEMAS DE
TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y CREA UN ORGANISMO
COORDINADOR INDEPENDIENTE DEL SISTEMA ELÉCTRICO
NACIONAL
MENSAJE N° 731-363

I. Antecedentes

El proyecto de ley introduce una serie de modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, en los siguientes aspectos centrales:

1. Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional

Se crea un organismo independiente, sin fines de lucro, dotado de personalidad jurídica propia. Este organismo tendrá como base las funciones de los actuales CDEC (garantizar una operación segura, económica y acceso abierto), junto con nuevas funciones, dentro de las que destaca la colaboración que deberá tener con las autoridades correspondientes en el monitoreo de la competencia en el mercado eléctrico.

2. Planificación Energética y de la Expansión de la Transmisión

Se incorpora un nuevo proceso quinquenal de planificación energética de largo plazo, a cargo del Ministerio de Energía, para un horizonte de 30 años. Dicho proceso debe entregar los lineamientos generales relacionados con escenarios de desarrollo del consumo y de la oferta de energía eléctrica que el país podría enfrentar en el futuro. Dentro de este marco de planificación de largo plazo se establece un proceso anual de expansión de todo el sistema de transmisión (Nacional, Zonal, Polos Desarrollo), a cargo de la CNE, con expansiones vinculantes y considerando un horizonte al menos de 20 años.

3. Definición de Trazados

El proyecto asigna un mayor rol al Estado, buscando un equilibrio económico-social-ambiental en la definición de trazados, a través de un nuevo Procedimiento de Estudio de Franja para determinados trazados de transmisión eléctrica, ejecutados por el Ministerio de Energía, los que serán sometidos a evaluación ambiental estratégica y a la aprobación del Consejo de Ministros para la Sustentabilidad a que se refiere el párrafo 2° del Título Final de la ley N° 19.300 sobre bases generales del medio ambiente.



Ministerio de Hacienda
 Dirección de Presupuestos
 Reg. 486/XX
 I.F. N° 113 - 06/08/2015

4. Acceso Abierto

Se extiende el alcance del acceso abierto a todas las instalaciones de transmisión, resguardando las capacidades existentes y las previstas de utilizar por los actuales usuarios, supeditando dicho acceso, y la relación entre partes, a la operación segura y más económica del sistema bajo el control del Coordinador. Asimismo, se otorga como facultad privativa del Coordinador, autorizar las conexiones a los sistemas de transmisión, para lo cual deberá establecer las reglas necesarias para garantizar el acceso abierto.

5. Remuneración del sistema de transmisión

El proyecto busca que la transmisión eléctrica no sea una barrera para la competencia, estableciendo simplicidad y transparencia en los cálculos de costos con el fin de propiciar menores costos de suministro. Se entregan mayores certezas a los inversionistas en redes de transmisión zonal y para polos de desarrollo, extendiendo la garantía del retorno de sus inversiones a 20 años que contiene hoy la transmisión troncal. Finalmente, el pago de la transmisión es asignado directamente a los clientes finales.

II. Efecto del Proyecto sobre el Presupuesto Fiscal

La implementación de este Proyecto de Ley implica un gasto fiscal anual en régimen de \$ 2.024.225 miles, a lo que se agregan gastos por una vez ascendentes a \$ 1.287.667 miles asociados a estudios iniciales, habilitación de dependencias, y los gastos indirectos de las nuevas contrataciones, según el siguiente detalle:

Miles de \$ de 2015

Concepto de gasto	1° año aplicación	2° año aplicación	3° año	4° año y régimen
Gastos en Personal	801.117	1.201.435	1.217.906	1.217.906
Bienes y Servicios de Consumo	1.529.759	886.319	816.319	806.319
- Habilitaciones y estudios iniciales	748.500	80.000	10.000	0
- Operación Normal	781.259	806.319	806.319	806.319
Adquisición Activos no Financieros	403.957	39.302	15.908	0
- Mobiliario	60.250	15.750	0	0
- Equipos y Programas - Informática	343.707	23.552	15.908	0
Total Gastos	2.734.833	2.127.056	2.050.133	2.024.225



Ministerio de Hacienda
 Dirección de Presupuestos
 Reg. 486/XX
 I.F. N° 113 - 06/08/2015

En términos institucionales, el desglose del gasto es el siguiente:

Miles de \$ de 2015

Servicio	1° año aplicación	2° año aplicación	3° año aplicación	4° año y régimen
Subsecretaría de Energía	633.646	565.223	493.263	483.263
Comisión Nacional de Energía	1.442.228	1.134.374	1.129.411	1.113.503
Superintendencia de Electricidad y Combustibles	658.959	427.459	427.459	427.459
Total Gastos	2.734.833	2.127.056	2.050.133	2.024.225

Respecto de los mayores gastos en personal, ellos se asocian principalmente a un incremento de 32 nuevos cupos como se indica:

Servicio	N° cupos
Subsecretaría de Energía	9
Comisión Nacional de Energía	15
Superintendencia de Electricidad y Combustibles	8
Total Gastos	32

Este incremento obedece a la necesidad de contar con personal especializado para las nuevas obligaciones que impone la ley, a saber, y sin que sea exhaustivo, se pueden señalar las siguientes:

- Subsecretaría de Energía: Planificación Energética, Planificación de la transmisión, Estudio de Franjas y Tarifación sistemas de transmisión.
- Comisión Nacional de Energía: Planificación del sistema de transmisión eléctrica, Desarrollo Normativo, y Procesos de tarifación.
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles: Asesoría Técnica, Fiscalización y Resolución de reclamos por Franjas, Fiscalización de interrupciones y pago de compensaciones a usuarios finales, Fiscalización y sanción en infracciones económicas, y Fiscalización del Coordinador.

El mayor gasto fiscal que irrogue la aplicación de esta ley durante su primer año presupuestario de 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 los recursos de la partida Tesoro Público, de la Ley de Presupuestos del Sector Público. En los años siguientes se estará a lo considerado en la Ley de Presupuestos.



Ministerio de Hacienda
Dirección de Presupuestos
Reg. 486/XX
I.F. N° 113 - 06/08/2015


Sergio Granados Aguilar
SERGIO GRANADOS AGUILAR
Director de Presupuestos

Visación Subdirección de Presupuestos.



Visación Subdirección de Racionalización y Función Pública:

