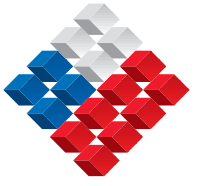
La Regulación del Segmento Transmisión en Chile

Documento de Trabajo

GOBIERNO DE CHILE
COMISION NACIONAL DE ENERGIA

La Regulación del Segmento Transmisión en Chile

Documento de Trabajo



GOBIERNO DE CHILE
COMISION NACIONAL DE ENERGIA
2005

LA REGULACIÓN DEL SEGMENTO TRANSMISIÓN EN CHILE
Documento de Trabajo
Fecha de publicación: Diciembre de 2005

Comisión Nacional de Energía
Gobierno de Chile

Teatinos 120, piso 7
Fono: 56 – 2 / 365.68.00 - Fax: 365.68.34
Sitio web: www.cne.cl
Email: energia@cne.cl
Santiago de Chile

INDICE

1. INTRODUCCIÓN 5

2. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA REGULACIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO 6

2.1. ELEMENTOS Y FUNDAMENTOS DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA Y LA POLÍTICA DE PRECIOS 6
2.2. SEPARACIÓN DE ACTIVIDADES DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN 8
2.3. MODELO DE MERCADO COMPETITIVO EN GENERACIÓN. DESCONCENTRACIÓN DE DECISIONES Y EFICIENCIA SOCIAL 8
2.4. FUNCIÓN DE PRODUCCIÓN EN TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN Y ECONOMÍAS DE ESCALA 11
2.5. ESTRUCTURACIÓN Y ADICIÓN DE PRECIOS EN GENERACIÓN - TRANSMISIÓN - DISTRIBUCIÓN 13

3. CARACTERÍSTICA DEL SEGMENTO DE TRANSMISIÓN 15

3.1. FUNCIÓN DE PRODUCCIÓN, ECONOMÍAS DE ESCALA Y MONOPOLIO NATURAL 15
3.1.1. Transmisión: Definición y Características Generales 15
3.1.2. Economías de Escala 17
3.2. CONCEPTOS GENERALES SOBRE PRECIOS DE SERVICIO DE TRANSMISIÓN 20
3.2.1. Generalidades sobre sistema de precios en presencia de economías de escala 20
3.2.2. Criterios Generales para la Regulación de Precios de Transmisión 21
3.2.3. Eficiencia Económica 21
3.2.4. Suficiencia 22
3.2.5. Equidad 23
3.2.6. Inteligibilidad y simplicidad 24
3.3. LA TRANSMISIÓN EN SISTEMAS INTERCONECTADOS. INSTALACIONES DEDICADAS Y DE USO COMÚN 24
3.3.1. La necesidad de diferenciar los roles que tienen las instalaciones de transmisión 24
3.3.2. Instalaciones asociadas directamente a la generación 25
3.3.3. Instalaciones asociadas directamente al consumo 25
3.3.4. Instalaciones de uso común por generación y consumo 25
3.4. DECISIONES DE INVERSIÓN EN LA TRANSMISIÓN 26
3.4.1. Introducción 26
3.4.2. Decisiones de inversión en transmisión asociadas a la generación 27
3.4.3. Decisiones de inversión asociadas a la demanda (consumo) 27
3.4.4. Decisiones de inversión asociadas a la generación y a la demanda 28
3.5. DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN EXISTENTES 28

4. EL MODELO ECONÓMICO DE TRANSMISIÓN: MARCO LEGAL Y REGLAMENTARIO 33

4.1. DESCRIPCIÓN DE LA LEGISLACIÓN Y NORMATIVA VIGENTE 33
4.1.1. DFL Nº 1 de 1982 34
4.1.2. Ley 19.940 de marzo de 2004 35
4.2. ASPECTOS INSTITUCIONALES 36
4.3. MECANISMOS TARIFARIOS REFERIDOS A LA TRANSMISIÓN 38
4.3.1. Transmisión troncal 38
4.3.2. Subtransmisión 40
4.3.3. Transmisión adicional 41
4.3.4. Sistemas medianos 41
4.4. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA LEGISLACIÓN Y LA NORMATIVA: DFL Nº 1 DE 1982 (ANTES DE LA LEY Nº 19.940) 42
4.4.1. Descripción de la etapa de transmisión y tratamiento económico y jurídico. Concesión de transmisión. Acceso Abierto y servidumbre de paso Desarrollo del sistema de transmisión 42
4.4.2. Estructura de remuneración de la transmisión: Ingresos tarifarios marginalistas y Peajes de Transmisión. El Peaje Básico y el Peaje Adicional. Tribunal arbitral 44
4.4.3. Análisis crítico de la operatoria de las regulaciones de transmisión antes de la Ley Nº 19.940. Efectividad de la regulación en desarrollo de inversiones. Conflictos. 47
4.5. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA LEGISLACIÓN Y LA NORMATIVA: LA LEY 19.940 DE MARZO DE 2004 48
4.5.1. La separación de los segmentos Transmisión Troncal, Subtransmisión y Sistema Adicional. 49
4.5.2. La actividad de Transmisión Troncal y Subtransmisión como actividades de servicio público. Acceso abierto 49
4.5.3. Transmisión Troncal 50
4.5.4. Subtransmisión 65
4.5.5. Sistema Adicional 69
4.5.6. Interconexión entre Sistemas Eléctricos 70
4.5.7. Transmisión en Sistemas Medianos 72
4.5.8. Resolución de conflictos 72

ANEXO 1
DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN 75
1. PRINCIPALES SISTEMAS ELÉCTRICOS 76
2. SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL 77
3. SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTEGRANDE (SING) 80

ANEXO 2
INGRESOS TARIFARIOS Y REMUNERACIÓN DE LA TRANSMISIÓN 83
1. INGRESOS TARIFARIOS 84
2. INGRESOS TARIFARIOS EN MERCADO SPOT MARGINALISTA DE GENERACIÓN 88

ANEXO 3
NORMATIVA LEGAL APLICABLE AL SEGMENTO TRANSMISIÓN 91
NORMATIVA LEGAL DFL Nº1 DE 1982 93

1 INTRODUCCIÓN

El presente documento ha sido elaborado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) con el objeto de poner a disposición de los agentes del mercado eléctrico y del público en general, los principales elementos conceptuales sobre los cuales se basan las definiciones regulatorias que enmarcan el funcionamiento del sector transmisión en Chile.

Visto el beneficio que una adecuada divulgación de los conceptos regulatorios tiene en los procesos de decisión de los agentes del mercado, así como respecto de futuros análisis tendientes al perfeccionamiento de la normativa, el documento ahonda tanto en los fundamentos como en la descripción específica de las disposiciones legales que formalizan estos conceptos y que constituyen la normativa aplicable a este segmento del mercado eléctrico.

Si bien el énfasis está puesto en la normativa actualmente en vigencia en el segmento de transmisión - Ley Nº 19.940 de marzo de 2004 - se ha estimado pertinente también analizar la normativa que le precedió, pues el análisis de la sucesión de normas da mejor cuenta tanto de los aspectos sustantivos de la concepción regulatoria del segmento, como de aquéllos que representan su aplicación práctica o de procedimiento.

El documento está organizado conforme a los siguientes capítulos: el Capítulo 2 establece, a modo de un análisis preliminar, las características generales de la regulación en el sector eléctrico chileno y entrega algunos conceptos básicos sobre la organización del sector; el Capítulo 3 contiene una descripción de los conceptos técnicos que caracterizan sustantivamente al segmento transmisión a efectos de su diseño regulatorio; por su parte, el Capítulo 4 y final, se aboca de lleno al análisis y descripción de los conceptos y normativa específica que regula al segmento transmisión, desarrollándose una revisión de la norma vigente así como de la normativa derogada. Adicionalmente, se incluye un cuerpo de anexos con antecedentes y análisis complementarios.

2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA REGULACIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO

A continuación se entregan algunos elementos esenciales de la política regulatoria establecida en el sector eléctrico chileno, donde se explicita la concepción económica básica respecto de cada uno de los segmentos del mercado, indicando la aproximación teórica que ha fundamentado la separación, para efectos regulatorios, de los mencionados segmentos. Asimismo, se presenta una breve reseña sobre la operatoria del mercado del segmento de generación, en el cual la competencia es posible, por no verificarse significativas economías de escala. Se hace, también, referencia a la función de producción presente en los segmentos de transmisión y distribución, en los que se verifica la existencia de economías de escala. Por último, se describe someramente la estructuración de precios en la secuencia generación, transmisión y distribución.

2.1. ELEMENTOS Y FUNDAMENTOS DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA Y LA POLÍTICA DE PRECIOS

Un elemento conceptual central de la política está relacionado con el grado de descentralización de las decisiones en el sector, la cual, en conjunto con la existencia de operadores privados que las adopten, presenta ventajas en el caso eléctrico en orden a promover un ambiente de competencia. Asimismo, se estima que la desconcentración y operación privada inducen una mayor apertura tecnológica.

Por su parte, el objetivo de lograr competencia en el sector, pasa básicamente por el análisis de las condiciones para su promoción en los segmentos generación, transmisión y distribución. En el caso de la generación, se verifica la inexistencia de economías de escala significativas, lo que permite la competencia en la etapa de producción de electricidad, estando los precios a ese nivel determinados por los costos marginales de la electricidad. Asimismo, se constata que en la actividad de comercialización mayorista de la energía puede desarrollarse un mercado constituido por los propios generadores, en el cual diversos actores están posibilitados de competir por precio para el suministro de mediano a largo plazo de grandes clientes y de empresa distribuidoras.

Así, se crean dos mercados. Por un lado, el mercado *spot* o mercado de oportunidad en el corto plazo, en el que se transa la energía y la potencia no contratadas. En dicho mercado, se aplica un sistema de precios que refleja los costos marginales de corto plazo de la producción de energía, y el costo de oportunidad de la instalación de capacidad de punta para la potencia. Este esquema resulta adecuado para otorgar las señales de despacho económico de las centrales, y suficiente para financiar la operación de un parque óptimo de generación. Por otro lado, en paralelo con el mercado *spot*, se establece un mercado de contratos de suministro de bloques de energía a grandes consumidores finales industriales, mineros y comerciales, a precios libremente pactados entre las partes, así como un mercado de venta de energía a empresas distribuidoras basado

en precios estabilizados de energía determinados en función del costo marginal esperado de la energía, y con precios de capacidad iguales al costo de oportunidad de la instalación de capacidad[1]. En consistencia con lo anterior, se busca asegurar la libertad de ingreso de los agentes productores, tanto al mercado de corto plazo como al mercado de contratos, así como el libre acceso al sistema de transmisión, cuya función, en definitiva, es permitir conectar a los agentes productores y comercializadores con los agentes consumidores de modo de que las transacciones se produzcan.

En el caso de la distribución, se concibe que las economías de escala no son significativas para empresas de distinto tamaño pero de parecida densidad de carga[2]. Esto se traduce en que al aumentar el volumen de potencia distribuida por efectos de la ampliación de la zona de cobertura, sin cambios notables de densidad, los costos medios se mantienen en niveles similares. Por el contrario, si a superficie constante el volumen de potencia distribuida aumenta, se verifican disminuciones relevantes en los costos medios. Este efecto, denominado economías de densidad, caracteriza a la actividad de distribución como monopolio natural en una zona de características dadas, pero permite la existencia de una diversidad de empresas distribuidoras de distinto tamaño operando en zonas distintas, con tarifas iguales para todas las empresas de densidad similar. Un sistema tarifario que reconozca este efecto, cubriendo los costos medios mediante un estándar de precio por zona tipo, y conforme a los costos de una empresa teórica eficiente, permite que las empresas distribuidoras compitan con esta empresa modelo, dando señales de eficiencia en un ambiente de descentralización.

La transmisión por su parte, dada la presencia de significativas economías de escala como de densidad, se constituye en una actividad monopólica, por lo que un sistema tarifario que tienda a cubrir eficientemente sus costos de capital y operación, unido a la definición de condiciones de acceso sin discriminaciones para sus usuarios, garantiza condiciones de eficiencia general.

Visto lo anterior, los fundamentos de la política aplicada en el sector, se pueden sintetizar así:

- Aplicación de un máximo nivel de descentralización en las decisiones económicas de los agentes del sector, con sujeción a las particularidades de cada segmento de la actividad.

- Delegación de la operación y desarrollo del sector en empresas privadas, o en empresas estatales actuando con criterios de empresas privadas[3].

- Importante rol del Estado en el ámbito de la regulación, fiscalización y promoción del acceso a la energía.

- Separación de los segmentos de generación, transmisión y distribución, vistas sus características distintivas.

- Fomento de la competencia, de forma tal que los precios reflejen equilibrios libres de oferta y demanda, en un contexto de mercados abiertos, en los segmentos de la actividad en que las condiciones económicas lo permiten.

- Regulación de los precios y demás condiciones de acceso y operación en los segmentos en los cuales se dan características de monopolio. En estos segmentos, los precios deben reflejar costos reales, de manera de incentivar la eficiencia de los operadores en un ambiente descentralizado y garantizar la mayor satisfacción de los consumidores.

1. Los precios de comercialización con distribuidoras deben, en todo caso, ajustarse dentro de una banda de 10% al promedio de los precios del mercado de grandes clientes, con lo cual en definitiva siguen la tendencia del mercado libre. Este porcentaje cambió al 5% con la modificación legal del año 2004.
2. Son variables que dan cuenta de la densidad de carga los kW distribuidos por kilómetro de línea, el número de clientes atendidos por unidad de superficie, etc.
3. La última empresa eléctrica estatal en ser privatizada en el sector fue la empresa EDELAYSEN S.A., que opera en la XI Región. Su enajenación se produjo en 1998.

2.2. SEPARACIÓN DE ACTIVIDADES DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

Vistas las características técnicas y logísticas de la actividad eléctrica, una visión económica moderna, definida bajo una óptica de organización industrial, no da cuenta de la existencia de ventajas o de economías relevantes por efecto de la integración de los segmentos de generación, transmisión, y distribución, etapas que resulta natural distinguir. Por este motivo, se ha establecido la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución, tanto en el plano de la regulación de estos segmentos como de su propiedad.

Se espera así que las decisiones de agentes económicos distintos, operando en cada una de las etapas de generación, transmisión y distribución, conduzcan a niveles de eficiencia superiores a los que podría alcanzar un operador integrado verticalmente.

Vista la naturaleza monopólica de la actividad de distribución, ésta se organiza conforme a la figura de empresas concesionarias, con obligación de servicio en sus respectivas zonas de concesión y sujetas a la fijación de sus niveles tarifarios obtenidos del análisis de los costos de capital y de operación de empresas modelo eficientes. La transmisión, por su parte, se concibió originalmente como instalaciones de acceso abierto al uso por parte de los generadores, por lo que formalmente eran estos agentes los llamados a pactar con el operador de la transmisión tanto los desarrollos requeridos, como los pagos por el uso compartido[4]. Como la transmisión, en tanto segmento aislado, es monopólica vistas las economías de escala de su estructura de costos particular, los procedimientos para establecer los pagos por uso de la transmisión son regulados en la ley eléctrica, conforme a un procedimiento que busca cubrir sus costos de capital y de operación[5].

Por último, la generación se organiza de acuerdo a un modelo de mercado competitivo, con diversas empresas generadoras compitiendo en el mercado de contratos e interactuando entre sí a través del mercado *spot* basado en costos marginales de corto plazo del sistema eléctrico.

2.3. MODELO DE MERCADO COMPETITIVO EN GENERACIÓN. DESCONCENTRACIÓN DE DECISIONES Y EFICIENCIA SOCIAL

Conforme se indicó en el punto anterior, la característica de mercado que se asigna a un sector eléctrico moderno radica particularmente en la presencia de un mercado mayorista[6] en el cual se comercializa la producción del segmento generación[7]. Como se ha señalado, la constatación de la inexistencia de economías o deseconomías de escala relevantes ha conducido a que los esfuerzos se orienten a establecer regulaciones que permitan la máxima flexibilidad en dicho segmento. Hoy en día, un sector eléctrico moderno - cualquiera sea la forma en que se hubieren implementado los procedimientos de funcionamiento - cuenta con un mercado mayorista de carácter competitivo.

En Chile el mercado *spot* se establece conforme a un sistema de despacho centralizado por orden de mérito de los costos variables de operación de las unidades generadoras, y precios basados en el

4. Tal como se verá en los capítulos siguientes, este procedimiento tarifario asociado a la transmisión fue significativamente modificado el año 2004.
5. Tanto en distribución como en transmisión, el costo de capital se determina conforme al concepto de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), es decir, la valoración de los activos correspondientes según el valor de mercado de sus componentes a la fecha de la valoración. La remuneración de este valor, se concibe como un flujo fijo anual determinado como la anualidad del VNR, conforme a su vida útil, y considerando una tasa de descuento fija de 10% real anual.
6. Entenderemos por *mercado mayorista* a la unión de mercado *spot* más el mercado de contratos.
7. El modelo regulatorio chileno está diseñado bajo la óptica de que la comercialización mayorista la efectúan las propias empresas generadoras, si bien la normativa no prohibe la existencia de comercializadores independientes. De esta forma, en la práctica, los «comercializadores» corresponden a las empresas generadoras actuando bajo este rol.

costo marginal de corto plazo del sistema eléctrico. El mercado de contratos, por su parte, reconoce la existencia de dos tipos de suministro, a saber, el suministro a los grandes clientes y el suministro a empresas distribuidoras - suministros regulados -. Ambos conceptos se explican con mayor detalle a continuación.

a) Mercado *Spot* a Costo Marginal

En un sistema eléctrico, el mercado *spot* a costo marginal consiste en la compraventa de energía al costo marginal de corto plazo resultante de efectuar el despacho económico de las unidades generadoras disponibles para satisfacer la demanda de electricidad en un período dado. Este despacho económico es efectuado por una entidad de coordinación central, denominada Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC). Efectuado el despacho económico, el costo marginal de corto plazo horario está determinado por el costo variable de la última unidad generadora despachada que esté en condiciones de satisfacer un incremento de demanda[8].

En las horas de mayor demanda del sistema eléctrico, también denominadas horas de punta, el costo marginal de la energía tiene, además del costo variable de energía, una componente determinada por el costo esperado de pérdida de carga, por insuficiente capacidad de generación ante una falla intempestiva de unidades generadoras. Esta componente, que también se denomina *cargo de capacidad*, admite dos formas de ser cobrada[9], aplicándose en Chile en la forma del costo de desarrollo de una turbina de referencia que aporta capacidad adicional para abastecer las horas de demanda máxima del sistema. Este costo marginal de capacidad, o costo marginal de la potencia, es aplicado en la forma de un precio a la capacidad o potencia firme que cada central puede poner a disposición del sistema en las horas de punta y con elevada probabilidad.

Dada la inexistencia de economías o deseconomías de escala apreciables en la generación de electricidad, es posible demostrar que, bajo condiciones de adaptación económica - condiciones óptimas - del parque generador, la tarificación a costo marginal de la generación de electricidad produce equilibrio económico a todas y cada una de las unidades generadoras incorporadas en dicho parque. La situación real del mercado eléctrico no necesariamente corresponde a la de un mercado económicamente adaptado, sin embargo, bajo un comportamiento racional de los agentes participantes en el mercado, el modelo tiende al equilibrio en el largo plazo. Este hecho es el que hace posible el desarrollo de un mercado descentralizado y competitivo de generación de electricidad, en el que se preserva la eficiencia económica tanto en la operación como en la expansión del sistema de generación, concepto que ha sustentado los procesos de reforma del mercado eléctrico de generación en los países que han optado por el desarrollo de un mercado de competencia en ese segmento[10].

Cabe señalar que, aún cuando un mercado *spot* de estas características es un mercado administrado a costo marginal, puede considerarse que entrega señales de mercado. Ello es así por el hecho que las decisiones de inversión de los agentes generadores son totalmente libres, lo cual hace que si por alguna razón los costos marginales de energía y potencia no son suficientemente atractivos, los inversionistas pospondrán sus proyectos con lo cual los precios *spot* a costo marginal subirán hasta cubrir los costos medios de las alternativas de generación más competitiva que puedan desarrollarse. Lo contrario ocurrirá si los costos marginales se hacen muy atractivos. En este sentido, los

8 Naturalmente, el despacho económico debe tomar en cuenta las restricciones que tiene el sistema eléctrico, tales como las restricciones del sistema de transmisión, los mínimos técnicos de unidades generadoras, y otras. En el caso de racionamiento, el costo marginal de energía debe adoptar el valor del costo de falla de largo plazo, el mismo que se haya incorporado en el modelo de despacho para la gestión de los embalses.

9 Como un cargo por kilowatthora equivalente al costo del incremento del riesgo de falla asociado al consumo de un kilowatthora adicional, o como el costo mensual de disponer de un kilowatt adicional de capacidad de generación firme en una unidad generadora de punta de manera de mantener el riesgo de falla en un valor óptimo. Este último esquema es el aplicado en Chile.

10 Además del caso chileno, países como Argentina, Perú, Bolivia, Uruguay, Ecuador, Guatemala, y República Dominicana, han implementado mercados *spot* administrados a costo marginal.

costos marginales o precios *spot* pueden considerarse como los precios competitivos económicos de corto plazo del mercado de generación. En el largo plazo los costos marginales de corto plazo van a ir reflejando los costos de desarrollo de las unidades generadoras competitivas como se señala en el punto siguiente.

b) El Mercado de Contratos

En principio, el mercado competitivo de generación podría funcionar con las reglas descritas en el punto anterior, vendiendo los generadores toda su energía y potencia en el mercado *spot* y los consumidores comprando todas sus necesidades de esos productos en ese mercado. No obstante, existe tanto para consumidores como para generadores la conveniencia de establecer contratos que, preservando la eficiencia económica del mercado *spot*, produzcan estabilización en los precios de las transacciones y aseguren la cobertura de los costos medios de las centrales de desarrollo.

En efecto, para los consumidores existe, por una parte, la conveniencia de asegurarse el suministro de energía y potencia, y evitar el riesgo de que el mercado *spot* no disponga de la totalidad de sus necesidades de energía[11], y por otra, el contrato permite dar cierta estabilidad al precio de la energía en relación a las fluctuaciones que normalmente tiene el precio *spot*. Esta estabilidad viene dada por la vía de establecer en el contrato el valor promedio esperado de la evolución que se anticipe para dicho precio *spot*, o bien por establecer como precio el costo medio de la alternativa de generación más económica para abastecer nuevas demandas del sistema eléctrico.

Asimismo, la conveniencia de establecer contratos para los generadores viene dada, por una parte, por la reducción de la variabilidad de los ingresos derivada de un precio de energía más estable que el *spot* - este es el mismo beneficio ya descrito para consumidores - lo que les facilita la obtención del financiamiento, y por otra, les asegura la cobertura de los costos medios de las alternativas que estén desarrollando, en la medida que ellas sean competitivas. En efecto, aún cuando un mercado *spot* bien organizado y con garantías suficientes por parte de los agentes participantes constituye una alternativa segura para la venta de la energía y potencia por parte de un generador, las entidades financieras tienden a privilegiar el que detrás de un proyecto de generación exista un comprador identificable y con suficiente respaldo, y que además los ingresos esperados cubran efectivamente el costo de dicho proyecto.

En resumen, desde el punto de vista de las decisiones de los agentes productores, se verifica que una central que venda su capacidad y su energía despachada en el mercado *spot*, se instalará cuando prevea que los precios de energía sean del orden del precio que, complementado con el ingreso por ventas de potencia, permite la sustentación de la inversión asociada a la central. En el largo plazo, en un mercado competitivo, los precios de energía del mercado *spot* tienden a estabilizarse en torno a los precios de energía que sustentan las centrales más convenientes para desarrollar el sistema eléctrico, las que podemos denominar centrales de desarrollo. Sin embargo en la práctica, el precio *spot* de la energía va a fluctuar en función del equilibrio oferta-demanda que se dé en el mercado, de acuerdo con el crecimiento de la demanda y con la entrada de nuevos proyectos de generación.

c) Funcionamiento del Mercado *Spot* y del Mercado de Contratos

Un contrato de suministro desarrollado en un ambiente competitivo, debe caracterizarse por atender las necesidades de energía y potencia requeridas por el consumidor - distribuidor o gran consumo - las que dependen de sus características de consumo, esto es, de la distribución de su demanda en el tiempo. De esta forma, los contratos de suministro se independizan de las características particulares que presentan las unidades generadoras que posee el generador con quien se contrata, y consecuentemente, el consumidor se desentiende del tema del despacho de las

11. En estricto rigor, un contrato de suministro asegura que si el consumidor no recibe el suministro el generador debe pagarle una compensación por cada kilowatthora de déficit a un precio preestablecido.

unidades generadoras que están detrás del contrato[12]. En los mercados mayoristas que están organizados como mercados de contratos en presencia de un mercado *spot* a costo marginal, los generadores suministradores son los encargados de despejar sus contratos en el mercado *spot*, vendiendo y comprando desde el mercado *spot* los excedentes o faltantes entre la energía despachada de sus unidades generadoras y la energía tomada por sus contratos. Si bien esta posibilidad podría aplicarse también al caso de los consumidores, quienes podrían tener la alternativa de ir al mercado *spot* a comprar y a vender la energía y potencia faltante o sobrante respecto de volúmenes fijos contratados, en Chile las variaciones entre lo contratado y los efectivamente consumido son absorbidas por los suministradores generadores.

Teniendo los generadores la alternativa de ir a vender y comprar energía y potencia al mercado de oportunidad, se entiende, como se señaló más arriba, que los precios de energía y potencia de este mercado se transforman en un referente de corto plazo para los precios en el mercado de contratos. Este referente es más nítido mientras menor es el plazo de los contratos. Cuando el plazo aumenta, el referente del mercado *spot* se hace más impreciso por las incertidumbres mencionadas anteriormente, y cobra mayor importancia el costo medio del proyecto de generación más económico que esté desarrollándose en el sistema.

Los conceptos anteriores permiten organizar el sistema de precios estabilizados conforme dos segmentos de mercado final. El mercado libre propiamente tal, constituido por los clientes con capacidad conectada superior a los 2.000 kW, esto es, grandes clientes industriales y mineros, y el segmento regulado, conformado por los suministros a empresas distribuidoras en la parte en que éstas suministran - distribuyen - energía a clientes con capacidad inferior a los 2.000 kW[13]. En el primer caso, se establece que los precios sean pactados libremente entre los clientes y los generadores comercializadores. En el caso de los suministros a clientes de menos de 2.000 kW, se considera que la capacidad de negociación de estos clientes es baja en vista de su tamaño reducido, y bajo la hipótesis de que las distribuidoras pudieran no tener incentivos suficientes a pactar precios convenientes, en tanto dicho valor es directamente trasladable a dichos clientes[14] - *pass through* -, se establece para esta porción del mercado final un procedimiento de precios regulado - precios de nudo - que debe ser determinado semestralmente por la autoridad conforme a una expectativa a cuatro años de los precios del mercado *spot*. En todo caso, y como se adelantó, este precio regulado debe contrastarse con el promedio de precios observado en el mercado libre, de modo que no presentara una diferencia superior al 5% respecto de dicho promedio[15].

2.4. FUNCIÓN DE PRODUCCIÓN EN TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN Y ECONOMÍAS DE ESCALA

La identificación de los segmentos de transmisión y de distribución como objeto del análisis regulatorio, es propia de los sistemas eléctricos en que se efectúa servicio público y/o en los que es eficiente la existencia de recursos compartidos en presencia de muchos actores, es decir, instalaciones utilizadas paralelamente por diversos agentes. Esta aseveración se explica cuando se analizan las características de los diversos sistemas eléctricos existentes en el país. En efecto, el caso del

12 De hecho, el contrato de suministro puede ser suscrito entre un consumidor y un comercializador sin generación propia, que actúa comprando en el mercado *spot*. El hecho que los contratos de suministro estén totalmente desligados de la producción física del generador que vende, ha llevado a denominarlos *contratos financieros*.

13. Este límite fue modificado con el cambio legal del año 2004.

14. Sin perjuicio de lo señalado, se puede argumentar razonablemente que las empresas distribuidoras sí tienen interés en que el precio del mercado mayorista a trasladar a los clientes regulados ubicados en su zona de concesión, sea el más bajo posible. Algunas razones de esto son: mejora posición competitiva con otras distribuidoras en zonas de superposición de concesiones; disminución del riesgo de menor recaudación del VAD debido a disminuciones de consumo de clientes a los que el costo de distribución se cobra como parte del cargo variable - residenciales -; y disminución de la morosidad. Estas y otras consideraciones, han llevado a relativizar fuertemente la hipótesis de «indiferencia», lo cual en parte se ve reflejado en la promulgación de la Ley Nº 20.018 de 2005, que establece que el precio mayorista aplicable a los usuarios regulados, sea el obtenido en licitaciones competitivas, reguladas por la autoridad, y gestionadas por las propias distribuidoras.

15. La ley 19.940 rebajó el límite de 10% a 5% a partir de su promulgación en marzo de 2004.

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), se caracteriza por ser un sistema que prácticamente fundamenta su existencia en la actividad minera, destinando una fracción muy menor - del orden del 10% de su producción total - al suministro de empresas distribuidoras. Esta característica de "sistema industrial", se constata al observar que tanto los productores como los grandes clientes han desarrollado sus propias líneas de transmisión para acercarse "al mercado" siendo escasos los recursos compartidos[16]. En dicho sistema existe un mercado mayorista, pero la transmisión y la distribución aparecen como menos relevantes en términos comparativos. Otro tipo de situación se da en los sistemas del extremo sur del país - Sistema de Aysén y Sistema de Magallanes -. Estos son sistemas verticalmente integrados y en los cuales sólo existe un operador[17]. En dichos casos, y sin perjuicio de la regulación que es menester aplicar, el análisis de la separación de los segmentos bajo un enfoque de desconcentración no tiene demasiado sentido.

De lo anterior se desprende que el análisis de los segmentos de transmisión y distribución, en el sentido en que aquí se describe, tiene relación con las posibilidades de descentralización que puedan darse en las decisiones de los agentes que operan directamente en estos segmentos, así como en las de aquellos que, no operando directamente en ellos, incorporan estos servicios como factor productivo y común en sus estructuras de costos.

a) El segmento de transmisión

La transmisión, analizada separadamente y, por tanto, como factor de producción del resto de los agentes del mercado eléctrico, presenta economías de escala y de densidad[18], por lo que se constituye como monopolio natural. En efecto, la existencia de factores fijos, cuyos costos no aumentan en presencia de aumentos de la capacidad de transmisión, provoca que la existencia de una única infraestructura soportante de toda la demanda de transporte se constituya en una situación de equilibrio eficiente. Los demandantes del transporte son los agentes activos del mercado mayorista, esto es, los productores, los comercializadores y grandes clientes, quienes deben compartir el uso de esta infraestructura única. La asignación del uso por parte de cada uno - la parte de la infraestructura usada por cada uno - y el costo proporcional correspondiente, se constituye en un factor de competitividad relativa de cada agente en dicho mercado mayorista, siendo entonces la mencionada asignación una de las decisiones regulatorias más delicadas de implementar en términos de no distorsionar las señales que orientan las decisiones descentralizadas de este mercado[19].

b) El segmento de distribución

La actividad de distribución consiste básicamente en poner a disposición de los clientes finales y de los comercializadores, la infraestructura eléctrica necesaria para llevar la energía desde el sistema eléctrico hasta los puntos en que se ubican los consumos finales, estos últimos, distribuidos en zonas geográficas localizadas. Así definida, la distribución aparece como un servicio de transporte, el que vistos los rasgos de su función de producción, es caracterizado como un monopolio natural.

El origen de su característica monopólica se encuentra en las denominadas *economías de densidad* que se están presentes en la actividad. En efecto, si se analizan los costos medios de dos empresas distribuidoras

16. Se agrega a este efecto el hecho de que el SING constituye un sistema 100% térmico, con lo cual las oportunidades de aprovechar coyunturas de costo por diferencias en los costos de generación de corto plazo en las distintas plantas generadoras no se dan con frecuencia. Además, las plantas térmicas tienen bastante flexibilidad para decidir su localización, con lo cual éstas tienden a acercarse a los puntos donde se produce la demanda. Todo lo anterior se traduce el que no existan grandes recursos compartidos, actuando el sistema eléctrico interconectado como un respaldo más que como una interconexión de mercados.
17. Dado el reducido tamaño de tales sistemas, resulta más conveniente la existencia de un solo productor integrado en toda la cadena de suministro, si bien la normativa admite la incorporación a ellos de otros agentes.
18. Se ahonda en estos conceptos en el capítulo 3 siguiente.
19. Casi la totalidad de los contenidos de este documento se asocian a este aspecto.

con volúmenes de venta muy disímiles, se notará que los costos medios de ambas no difieren significativamente si la *densidad de carga* de las respectivas zonas abastecidas es similar[20].

El concepto de densidad de carga, por su parte, hace referencia simplemente al grado de concentración o dispersión del consumo en la extensión de la zona geográfica abastecida, existiendo diversos indicadores que dan cuenta de este efecto[21]. Así, zonas urbanas, presentarán una alta densidad de carga, en oposición a lo que ocurre en zonas muy rurales, en las cuales la densidad de carga es muy baja. Mientras mayor sea la densidad de carga, menores serán los costos medios de abastecimiento.

La presencia de economías de densidad se traduce en que resulte más conveniente que un solo operador distribuya en una zona determinada. En efecto, la presencia de dos operadores superpuestos en cierta zona, que abastecieran la mitad de la carga respectivamente, tendría como efecto el que cada uno enfrentara una densidad de carga igual a la mitad de la densidad de carga real de la zona, y lo harían, obviamente, absorbiendo un costo medio superior al costo medio que soportaría un solo operador[22].

La condición de actividad monopólica vista la incidencia del factor densidad, motiva la aplicación de un sistema regulado de tarifas que asigna como precio el costo medio estándar de una empresa teórica eficiente - empresa modelo - que opera en una zona de características dadas por su densidad de carga. Existen tantas empresas modelo como tipos de áreas de distinta densidad se identifiquen[23]. El sistema tarifario no reconoce entonces los costos reales de las empresas distribuidoras, sino que estas empresas compiten con la empresa modelo tratando de adecuar sus decisiones y costos derivados, al nivel de precio eficiente.

En Chile las empresas distribuidoras operan bajo el régimen o figura de una concesión de servicio público de distribución. Las empresas son libres de solicitar la concesión en las zonas que decidan operar, pero una vez concedida la zona de operación, éstas tienen la obligación de dar servicio a quien lo solicite dentro de su zona de concesión.

2.5. ESTRUCTURACIÓN Y ADICIÓN DE PRECIOS EN GENERACIÓN - TRANSMISIÓN - DISTRIBUCIÓN

Los precios finales de la electricidad deben cubrir los costos de toda la cadena de suministro de modo que cada etapa o segmento de la actividad cubra sus costos de operación y desarrollo, en un marco de precios eficientes.

Cuando se analizan las componentes del precio final de la electricidad de un cliente cualquiera, la descomposición de este valor conforme a las diferentes etapas de esta cadena de precios pasa por la consideración de los siguientes aspectos:

- Existencia de un sistema de precios establecidos en contratos a largo plazo en el mercado mayorista de generación, y en puntos determinados de transacción. Estos precios resultan de equilibrios libres de oferta y demanda, y/o de procedimientos regulados por la autoridad cuando corresponda[24].

20. Esto explica el por qué algunos textos técnicos señalan que la actividad de distribución es monopólica debido a la existencia de *economías de escala*, y otros, que en la actividad no se presentan *economías de escala* significativas.
21. Se pueden considerar como indicadores de la densidad de carga: KW distribuido/KM de red, Nº de Viviendas/Km^2, etc.
22. En Chile no se prohíbe la superposición de zonas. Dos empresas, podrían formalmente operar en una misma zona.
23. Estas áreas representativas se denominan Áreas Típicas, y actualmente se identifican seis, esto es, desde el Área 1, la más urbana, hasta el Área 6, la más rural (fijación de tarifas de distribución de 2004).
24. Antes de la entrada en vigencia de la Ley Nº 20.018 de 2005, estos procedimientos regulados dan origen a los precios de nudo, aplicables a las ventas de generadoras a distribuidoras. La norma legal señalada establece los procedimientos para que los precios a los cuales compran las distribuidoras, y que son traspasados íntegramente a los clientes finales, resulten de licitaciones competitivas.

- Asignación del costo de los sistemas de transmisión, tanto en el ámbito de asignación a la producción como a la comercialización, así como de diferenciación de los cargos tarifarios en el ámbito geográfico.

- Incorporación del costo de la etapa de distribución, regulado conforme costos eficientes.

El primer aspecto dice relación con el nivel de precios de la energía y potencia transada en el mercado mayorista. Un cliente final industrial no regulado pagará, por la energía y potencia consumida, el precio que hubiere pactado en un contrato libre con un comercializador en dicho mercado. Un cliente final regulado, abastecido desde una empresa distribuidora, pagará el precio establecido en el contrato que la distribuidora mantuviere con algún comercializador del mercado mayorista.

Respecto del segundo aspecto, y en tanto en la etapa de transmisión se considera un factor de producción en la etapa de generación, el precio mayorista - en condiciones de equilibrio competitivo - se entiende incorporando en forma implícita este costo. Las normas del marco regulatorio proveerán los criterios para asignar eficientemente los costos de transmisión a los diversos productores conforme al uso que éstos hacen del sistema de transmisión, particularmente de aquellos sistemas de uso compartido por la generación.

La parte del sistema de transmisión asignable al uso de la comercialización, constituye un costo que es explícitamente traspasado al precio final de comercialización mayorista. En este caso, las normas no sólo deben otorgar los criterios para asignar la porción del costo de transmisión que es asignable a la comercialización, sino que deben establecer los procedimientos para asignarlos a los puntos de consumo específicos en que dan las respectivas transacciones comerciales. Esta asignación revestirá mayores complejidades en la parte del sistema de transmisión que soporta un mayor uso compartido - sistemas principales o troncales de elevada tensión - pero es más directa en las porciones del sistema de transmisión que permiten el transporte desde los sistemas principales y hasta los centros de consumo o de distribución - sistemas secundarios o de subtransmisión -. Como sea, el costo de transmisión debido a la comercialización, al ser en condiciones de equilibrio competitivo directamente traspasable al cliente final, puede estar contenido en el precio de comercialización o puede adicionarse como un cargo aparte.

Finalmente, el costo de distribución - el Valor Agregado de Distribución (VAD) - es directamente adicionado al precio mayorista en el caso de los clientes que se abastecen desde el sistema de distribución correspondiente.

Como se ha señalado, la forma en que ha operado en Chile el traslado de costos depende del tipo de cliente. Los clientes no regulados - con capacidad conectada superior a 2.000 kW[25] - pagan un precio pactado bilateralmente con algún suministrador comercial presente en el mercado mayorista. Se entiende entonces que el precio incorpora todos los costos de comercialización. Si el cliente no regulado se encuentra ubicado al interior de una zona de distribución, este precio incorpora además el valor agregado de distribución. Si el cliente es un cliente final regulado, el precio - precio de nudo - sólo incorporaba explícitamente la adición del costo de transmisión secundaria. Con la promulgación de la Ley Nº 19.940 en 2004, esta situación cambia. En efecto, se hacen explícitos en los precios finales los costos de transmisión asociados a la comercialización, esto es, tanto aquellos originados por uso del sistema principal o troncal, como aquellos originados en el uso de los sistemas de transmisión secundaria - subtransmisión - que abastecen la zona en que el cliente se ubica. En cualquier caso, se sigue adicionando el valor agregado de distribución.

25. Idem nota 13.

3 CARACTERÍSTICAS DEL SEGMENTO DE TRANSMISION

El presente capítulo contiene un análisis de los conceptos que describen sustantivamente al segmento transmisión en términos de su caracterización técnica, de modo de facilitar, en la medida de lo posible, una mejor aproximación conceptual a la descripción específica del diseño regulatorio nacional que se presenta en el capítulo 4. El capítulo se inicia con el análisis de la función de producción de la actividad de transmisión, en la que se destaca la característica de monopolio natural de esta actividad vistas las fuertes economías de escala que presenta. Posteriormente, se abordan los conceptos relativos al sistema de precios que permite remunerar la actividad. Luego, el capítulo aborda la identificación de los roles que cumplen las instalaciones de transmisión en sistemas interconectados, así como la clasificación que puede hacerse de ellas en orden a facilitar la identificación de su uso compartido por parte de los demás agentes del mercado. Finalmente, el capítulo trata los conceptos asociados a las decisiones de inversión en las instalaciones de transmisión. Se ha incluido además, una descripción breve de los sistemas de transmisión más relevantes del país, en términos de sus componentes característicos y sus operadores[26].

3.1. FUNCIÓN DE PRODUCCIÓN, ECONOMÍAS DE ESCALA Y MONOPOLIO NATURAL

3.1.1. Transmisión: Definición y Características Generales

La actividad de transmisión consiste en el transporte de la energía eléctrica desde los puntos de producción o de disponibilidad, hasta los puntos en donde esta energía es requerida o demandada. En el caso de grandes sistemas interconectados, la transmisión cumple, además, la función de traspasar energía entre centros de generación y consumo, de acuerdo con las condiciones económicas del despacho de la generación.

La necesidad y/o conveniencia de disponer de sistemas de transmisión surge como consecuencia de las siguientes situaciones:

- Existencia de restricciones para la producción de energía en el mismo punto en que ella es demandada[27].
- Aprovechamiento de bajos costos de producción o generación de energía en puntos alejados de los centros de demanda[28].

26. Para un detalle de esta descripción, ver anexo N° 1.
27. Estas restricciones pueden ser físicas, técnicas o administrativas. Por ejemplo, las restricciones ambientales.
28. Típicamente, el aprovechamiento de producción hidroeléctrica, cuya localización no necesariamente se encuentra cerca de centros importantes de demanda, pero que puede ser utilizada para abastecer esta demanda visto sus bajos costos de producción respecto de los de la producción local. En Chile, el costo de transmisión se convierte en uno de los elementos que condiciona la competitividad del recurso hidroeléctrico, este último abundante en el país, pero alejado de los centros de consumo.

La transmisión de energía requiere la utilización de diversos insumos productivos, siendo intensiva en el uso de capital. En efecto, el transporte de grandes volúmenes de energía desde un punto geográfico a otro requiere una fuerte inversión en infraestructura asociada a la construcción de líneas eléctricas y subestaciones de transformación o de maniobra, las que a su vez deben incorporar diferentes elementos de aislamiento, protección y estabilización para permitir la transmisión confiable de grandes potencias y en elevados niveles de tensión.

Otro factor importante en términos de los costos de la transmisión dice relación con la utilización del terreno. En efecto, resulta obvia la necesidad de que las instalaciones de transmisión, particularmente las líneas, puedan utilizar los espacios públicos, e incluso atravesar predios privados en su trazado, lo que ha llevado en general a que las regulaciones que enmarcan su funcionamiento les otorguen determinados derechos para usar bienes nacionales de uso público o para imponer servidumbres de paso sobre predios de particulares, con el pago de las indemnizaciones que corresponda. De otra forma, el desarrollo y operación de las obras de transmisión no sería factible o bien acarrearía costos excesivos que en definitiva serían traspasados y remunerados por los consumidores finales[29].

La operación y mantenimiento de esta infraestructura, por su parte, suele tener un costo comparativamente menor respecto al costo del capital invertido. Estos costos están básicamente determinados por los salarios del personal involucrado y en menor medida por otros gastos de funcionamiento derivados del uso de materiales y otra infraestructura de apoyo. En una línea de alta tensión, por ejemplo, los costos de operación y mantenimiento anuales suelen ubicarse en promedio entre el 2% y el 3% del monto de inversión de la línea.

Las pérdidas de energía en las líneas de transmisión forman parte de su función de producción, pues existe un *trade-off* entre el dimensionamiento de la capacidad de las obras y el nivel de pérdidas en la línea, que es una función cuadrática de la potencia transmitida. En una visión más moderna, y dependiendo del marco regulatorio y de los criterios de asignación de costos entre los diferentes agentes del mercado, la función de producción del segmento puede incluir no sólo el costo de las pérdidas de energía en las líneas, sino también los *costos de congestión* en que se incurre cuando no resulta posible exceder determinados límites de transmisión[30]. Este *trade-off* es particularmente relevante al decidir la capacidad de las obras, en particular la selección del voltaje o tensión de transmisión, la sección de los conductores, y el número de circuitos por línea. No obstante lo anterior, y dependiendo del marco regulatorio aplicable, lo frecuente es que las pérdidas de transmisión y los costos de congestión sean absorbidas por los usuarios de los sistemas de transmisión, y no por el transmisor propiamente tal. Tal es el caso de Chile, donde son los agentes generadores y comercializadores los que asumen los costos de congestión y los costos de pérdidas, remunerándose al transmisor sólo sus costos anuales fijos de inversión, operación y mantenimiento, y administración.

En general, y visto el uso intensivo de capital y lo extendido de sus períodos de vida útil económica - en torno a los 30 a 50 años - el desarrollo de la actividad de transmisión requiere contar con una elevada certeza respecto de la recuperación del capital invertido, cuestión que es reconocida en los marcos regulatorios que norman su funcionamiento y financiamiento.

29. El derecho a utilizar terrenos privados no necesariamente significa que esta utilización será gratuita. En Chile el operador de transmisión que haga uso de este derecho, debe indemnizar al propietario del predio afectado conforme los procedimientos que la normativa prevé al efecto.

30. Se produce congestión cuando, por insuficiencia en la capacidad de transporte, debe abastecerse la demanda con generación local más cara que la transportada. En los casos en que la regulación asigna este costo al segmento de transmisión, la tarifa a pagar al transmisor se determina de modo de cubrir costos de transmisión que incluyen costos fijos, costos de pérdidas de transmisión, y costos de congestión, todos calculados para un sistema de transmisión económicamente adaptado o eficiente. En este caso, y aparte de los costos fijos tradicionalmente asumidos, el transmisor asume además los costos de pérdidas y de congestión, pasando por tanto a ser su responsabilidad el mantener un sistema de transmisión globalmente eficiente, de manera de tener bajo control los niveles de pérdidas y los eventos de congestión.

3.1.2. Economías de Escala

La transmisión de energía eléctrica presenta elevadas economías de escala, situación que se funda en diversos aspectos de la estructura de su función de producción así como en las consideraciones y restricciones que determinan el proceso de planificación y/o diseño de estos sistemas.

Estos aspectos son básicamente los siguientes:

- Indivisibilidades asociadas al dimensionamiento de componentes.
- Aumento de la capacidad de transporte en función cuadrática del voltaje o tensión de transporte, sin un incremento de la misma proporción en el costo de inversión respectivo.
- Predominancia de factores fijos, que persisten como tales en presencia de aumentos de capacidad - entre ellos, costos de estructuras, valor de la franja de servidumbre, número de circuitos en un mismo trazado -.

a) Indivisibilidades

La capacidad de transporte - medida en MW - de un sistema de transmisión, particularmente de las líneas de transmisión, está determinada por el material, número y sección de los conductores eléctricos que la componen, cuando se entiende constante la tensión eléctrica o voltaje en el cual se transmite[31]. Se verifica que mientras mayor es la sección de un conductor dado, mayor es la capacidad de transmisión para una tensión de operación dada.

El diseño de líneas de transmisión, y particularmente la decisión que se adopte respecto del diámetro de sus conductores, se enfrenta con la restricción de tamaños de conductores disponibles en el mercado. La decisión de tamaño se convierte entonces en una elección de tamaños disponibles. Como probablemente no existirá el conductor de tamaño exacto para la capacidad que se quiere transmitir, se elegirá el conductor más pequeño de entre los disponibles y que permita transportar la cantidad requerida. Obviamente esto dejará una holgura de capacidad en el sistema.

Asimismo, si se espera transportar una cantidad creciente de potencia - por aumentos esperados de demanda en la zona abastecida - se debe efectuar un análisis económico que indique si resulta más conveniente dimensionar desde un inicio el conductor con el tamaño suficiente para absorber el crecimiento de demanda en un período determinado, o alternativamente, ir aumentando la capacidad - mediante reemplazo o adición de conductores más pequeños - a medida que se van produciendo los aumentos de demanda en el mismo período. Si los costos de montaje son más o menos constantes, esto es, no dependen de la sección del conductor a instalar, y el precio del conductor refleja la existencia de costos fijos en su manufactura, posiblemente sea más conveniente sobredimensionar de una vez.

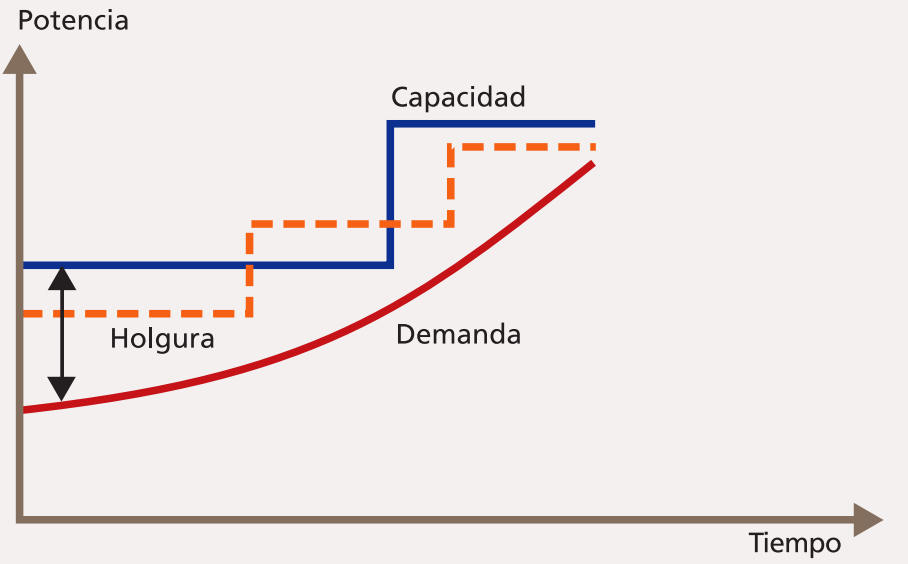
Otra variable de dimensionamiento importante al calificar la presencia de economías de escala y el efecto de las indivisibilidades, es el número de circuitos que se montarán sobre una estructura determinada. La adición de circuitos permitiría, por ejemplo, duplicar la capacidad transmitida con un incremento bastante inferior al doble de costo en términos de las estructuras de la línea y la franja de servidumbre que debe ser pagada. Lo anterior lleva en algunos casos a dimensionar e instalar estructuras de doble circuito, como adelanto de inversión, cuando lo que se requiere instalar de inmediato es sólo un circuito.

31. Cabe señalar que aumentando la tensión de transmisión la capacidad de transporte aumenta - para una configuración dada de conductores - y a la vez se disminuyen las pérdidas eléctricas. Sin embargo los costos de transformación aumentan, esto es, los costos de elevar la tensión para transportarla y luego reducirla para entregarla en el nivel de tensión que requiere el consumo.

Ambas situaciones ocasionan que en un momento determinado, particularmente al momento de entrar en operación la línea, exista una holgura de capacidad relevante y sostenida en el tiempo, la que permitirá absorber aumentos en la cantidad transportada sin incurrir en aumentos de costos relevantes. En teoría, este costo marginal debería ser prácticamente nulo.

Esta situación se puede apreciar en la figura siguiente:

FIGURA N°1



La figura muestra dos formas alternativas de disponer de capacidad de transporte para abastecer una curva de demanda creciente en el tiempo. Las dos trayectorias poligonales, una en trazo continuo y la otra en trazo segmentado, constituyen distintos planes de inversión y distintas holguras iniciales dadas por el dimensionamiento de los conductores disponibles. Supóngase que la trayectoria continua resulta ser la mejor opción económica, que si bien supone una mayor asignación de recursos al principio, requiere sólo de una ampliación posterior, respecto a las dos ampliaciones que requieren ser efectuadas en el período conforme a la trayectoria segmentada. Decidida la mejor opción, es manifiesta la holgura inicial, que constituye un factor fijo que origina un costo medio decreciente a medida que la cantidad transportada aumenta. Este fenómeno persiste hasta que se aumenta la capacidad de la línea, volviendo a repetirse el ciclo.

Como en el caso de los conductores, existen otras indivisibilidades que dan lugar a holguras relevantes que permiten que los costos medios de un sistema de transmisión sean decrecientes cuando la cantidad transportada aumenta a capacidad constante. Tal es el caso de los transformadores en subestaciones de transformación, en los cuales se puede efectuar un análisis similar.

b) Relación voltaje-capacidad de la línea

Respecto a la decisión del voltaje o tensión de transmisión, ésta constituye una decisión clave en la tarea de diseño y dimensionamiento de las obras, que aporta a las economías de escala e indivisibilidad en la expansión[32].

32. Las tensiones de transporte se dan en magnitudes estandarizadas, vistas las tensiones nominales de operación de los equipos de transformación, compensación y otros componentes de la red, así como las tensiones nominales en que la demanda recibe la energía, sea una zona de distribución o el propio consumo final.

Dado que la capacidad de transmisión de la línea es función del cuadrado del voltaje, el uso de un nivel de voltaje mayor, permite incrementar la capacidad de transmisión de la línea. Por ejemplo, si se utiliza la tensión de 500 kV en lugar de 220 kV, la capacidad de transmisión de la línea se incrementa en más de 5 veces, utilizando el mismo conductor. Ciertamente el uso de mayores voltajes tiene asociado mayor inversión en tamaño de estructuras, elementos de aislación, protección y transformación, pero el incremento de costos asociado es mucho menor que el aumento de capacidad lograda.

c) Factores Fijos que permanecen con Aumentos de Capacidad

Se ha señalado el efecto que producen las indivisibilidades en las decisiones de dimensionamiento de los componentes de una línea determinada. Ahora se analiza el efecto de otros factores que permanecen fijos incluso en presencia de aumentos de la capacidad de transporte en una línea de transmisión. De hecho, la figura nos muestra dos trayectorias posibles para adecuar y/o ampliar la capacidad de transmisión de una línea. Si bien, en el ejemplo una es más conveniente que la otra, cualquiera de las dos es más conveniente que desarrollar una nueva línea de transmisión cada vez que se copa la capacidad existente. En efecto, se da por descontado que una vez agotada la capacidad de transmisión de la línea, debe pensarse en el reemplazo de un conductor o en la adición de uno nuevo - un nuevo circuito - antes que pensar en construir una nueva línea de transmisión que permita el transporte del incremento de demanda entre los mismos dos puntos geográficos. La razón de ello es la existencia de determinados factores productivos que resultan todavía aprovechables en la línea existente, esto es, la infraestructura ligada a las torres - obras civiles, y estructuras propiamente tales - y los derechos de uso del suelo.

Efectivamente, la infraestructura de torres puede soportar el tendido de cables adicionales, casi sin costo - o al menos a un costo de refuerzo considerablemente más bajo que el de construcción de una nueva infraestructura de línea destinada al mismo efecto -. Asimismo, es lógico que se aprovechen los mismos terrenos que permiten el trazado de la línea existente, visto que el tendido de más conductores sobre la infraestructura existente no requiere de metros cuadrados adicionales, y sobre todo si debe compensarse o indemnizarse al propietario de terrenos particulares que eventualmente fueren afectados por el trazado de una nueva línea.

Estos factores, la infraestructura de torres y los derechos de uso del suelo, se mantendrán como factores de producción - y de costo - cuasi fijos durante todo el período de desarrollo de la capacidad de la línea. Cuando la línea ya no pueda aumentar su capacidad - cuando se agoten las economías de escala - deberá pensarse en la instalación de una línea adicional que ayude a la primera a soportar los incrementos de demanda.

Se tiene entonces que los costos medios de la línea son decrecientes también por este hecho. Nótese que el costo medio de transmisión podría definirse de dos formas. Una se refiere al costo por unidad transportada. Este costo es sistemáticamente decreciente a capacidad constante, conforme se vio en a), y sube - aunque a un nivel más bajo que el inicial - cuando se produce un aumento de capacidad, para volver a decrecer sistemáticamente mientras no se produzca un nuevo aumento[33]. La otra forma es medir u observar el costo medio por unidad de capacidad de transporte instalada[34]. Este costo es constante mientras no se produzca un aumento de capacidad - obviamente - y disminuye sistemáticamente con cada aumento de capacidad, vistos los factores fijos de infraestructura señalados anteriormente en este punto c).

33. Un costo medio decreciente a capacidad fija, podría dar cuenta de la existencia de otro tipo de economías distintas a las economías de escala, a saber, las denominadas *economías de densidad*, pues conforme su definición formal, las economías de escala se producen por costos medios decrecientes de largo plazo, esto es, costos que decrecen con aumentos de la capacidad de transporte, y que se producen por los factores fijos referidos en c). Aquí se ha englobado todo el efecto bajo la denominación de economías de escala para evidenciar - y sustentar - la calificación de monopolio natural del segmento.
34. Podría entenderse que éste es el costo medio, pues el servicio de transporte podría definirse como el poner a disposición una determinada capacidad de transporte en lugar a ofrecer transportar determinadas cantidades de producto. Uno u otro enfoque no cambia el hecho de que los sistemas de transmisión presentan economías de escala, si bien pueden incidir en la forma en cómo se estructura los precios o la remuneración del segmento.

Por último, se cumple que, agotadas las economías de escala, la entrada de otra línea que permita transportar la energía entre los mismos dos puntos iniciales, alivia la carga de la primera. Debido a cuestiones eléctricas y de operación, no ocurre que la primera línea opera copada mientras la segunda empieza a llenarse[35]. Ambas operan con holgura por lo que podría decirse que la entrada de la segunda línea permite recuperar las economías de escala de la primera, hasta que ambas, experimenten una nueva saturación.

Aquí habría que efectuar una reflexión adicional, pues la incorporación de una línea adicional que interconecta los mismos puntos geográficos, esto es, el desarrollo de una nueva línea en paralelo, genera un incremento en la seguridad de operación del sistema que acarrea un beneficio adicional proporcionalmente mayor al costo de esta nueva línea. En efecto, si se supone agotadas las economías de escala del par de líneas iniciales, la instalación de una tercera, si fuera requerido por la demanda, aumenta más que proporcionalmente la potencia que el sistema de transmisión puede transportar cuando se utiliza el criterio de seguridad tipo N-1. En este caso, la incorporación de la tercera línea permite una transmisión del doble de la potencia original, aun cuando la capacidad de transporte no se duplicó, sino que sólo experimentó un crecimiento de un 50%[36].

Se evidencia entonces que la existencia de indivisibilidades en el dimensionamiento de la capacidad de transporte, así como la existencia de factores fijos que se mantienen como tales en presencia de aumentos de capacidad, permiten la existencia de costos medios decrecientes con la cantidad transportada. Esta característica se mantiene permanentemente entre los puntos que el sistema de transmisión interconecta, excepto cuando surge la necesidad de construir una nueva línea, la que una vez en operación entra rápidamente en el mismo régimen económico.

Visto lo anterior, es que la actividad de transmisión se constituye y/o se califica entonces como un monopolio natural.

3.2. CONCEPTOS GENERALES SOBRE PRECIOS DE SERVICIO DE TRANSMISIÓN

3.2.1. Generalidades sobre sistema de precios en presencia de economías de escala

Es sabido que en las actividades económicas con niveles de producción en que se dan economías de escala relevantes, vale decir en aquellas en que el costo medio de largo plazo - CMLP - es decreciente con la cantidad producida, los mercados competitivos no funcionan eficientemente y puede ser en principio conveniente aceptar que opere un solo productor para minimizar el costo total de suministro. No obstante, con el objeto de evitar que el productor maximice sus utilidades determinando precios y cantidades distintos de que los que serían eficientes desde un punto de vista económico - precios mayores y cantidades menores que los eficientes - resulta conveniente en general fijar los precios máximos a cobrar.

La transmisión de electricidad, por las razones indicadas en el punto 3.1, presenta grados importantes de economías de escala, lo que lleva a plantear la conveniencia de regular la prestación de este

35. Si por alguna razón se construyera entre ambos puntos geográficos una segunda línea idéntica a la primera, ambas tomarían la misma cantidad de carga, quedando con el mismo factor de utilización.

36. El criterio N-1 es un criterio de seguridad heurístico, que señala que en un sistema de N componentes idénticos, sólo N-1 se entienden disponibles para el uso, pues el enésimo opera como respaldo en caso de falla de alguno de los demás. Un sistema de transmisión con dos líneas en paralelo y operando bajo el criterio de seguridad N-1 se entiende diseñado para abastecer en forma segura la mitad de la capacidad total. Si se quiere duplicar la capacidad segura - bajo el mismo criterio - bastaría con agregar una línea idéntica y no dos. Obviamente, para que se entienda que existe un efecto de rendimientos crecientes, es necesario que el criterio de seguridad se mantenga constante - o siempre exigido - para todo rango de potencia transmitida.

servicio. La regulación se refiere, en lo fundamental, tanto a la capacidad que las instalaciones de transmisión deben disponer para prestar el servicio de transporte y transformación, como a los precios correspondientes.

Es conveniente en todo caso destacar que en determinados contextos y para ciertos tamaños de las instalaciones, los grados de economía de escala efectivos en transmisión pudieran en teoría no ser muy significativos, debiendo balancearse las ventajas y las desventajas de crear un monopolio para desarrollar esta actividad y, consecuentemente, tener que regularla. De hecho, las regulaciones aplicadas en Chile a la transmisión, desde la entrada en vigencia del DFL N°1 de 1982, no establecieron un monopolio de la transmisión. Hasta el año 2004, tampoco regularon directamente los precios de transmisión, aunque sí establecieron la obligación para el transportista de permitir el uso por parte de terceros de la capacidad no utilizada de sus instalaciones, y establecieron criterios económicos y de equidad para que las partes determinaran los peajes a pagar. Como se describirá en el capítulo 4, desde el año 2004 con las disposiciones contenidas en la Ley N° 19.940, se regularon los precios de los servicios de transmisión y se estableció el concepto de tener siempre disponible capacidad de transporte para los interesados. No obstante, debe señalarse que esta norma legal tampoco estableció un monopolio de transmisión, pudiendo cualquier interesado desarrollar esta actividad.

3.2.2. Criterios Generales para la Regulación de Precios de Transmisión

Los conceptos tradicionales que guían la fijación de precios de servicios en que se dan economías de escala son los siguientes:

- Eficiencia
- Suficiencia
- Equidad en el tratamiento a los usuarios
- Inteligibilidad

A continuación se analizan estos conceptos, en su aplicación genérica a los servicios de transmisión de electricidad.

3.2.3. Eficiencia Económica

La eficiencia económica en términos de precios se refiere básicamente a que las señales correspondientes deben orientar a una correcta asignación de recursos, tanto a los suministradores del servicio, como a los usuarios. Desde el exclusivo punto de vista de la eficiencia económica, los precios deberían reflejar los costos marginales de largo plazo - CMgLP - de provisión del servicio, los que incluyen las señales de localización correspondientes. En consideración a la importancia de las señales de costo marginal de corto plazo - CMgCP - de operación del sistema eléctrico, que son fundamentales para el despacho económico de las centrales generadoras y para la determinación de los precios *spot* horarios del sistema, es usual considerar los CMgCP de la actividad de transmisión, en lugar de los CMgLP. Sin embargo, en condiciones de equilibrio - mínimo costo total - ambos costos marginales convergen, y los CMgCP de transmisión permiten resolver el problema del despacho económico mencionado[37].

37. Debe tenerse presente que, dada una condición de despacho del sistema eléctrico, con una unidad generadora determinando el costo marginal de corto plazo de energía del sistema eléctrico, los costos marginales de corto plazo de energía en dos nodos difieren entre sí en el costo marginal que introduce la transmisión existente entre esos puntos. Si la línea de transmisión que los conecta está congestionada, los costos marginales en ambos lados de la congestión van a estar determinados por unidades generadoras distintas. Tener precios *spot* que respeten estas condiciones permite una coherencia entre dichos precios *spot* y las decisiones de despacho.

El costo marginal de corto plazo de transmisión, vale decir los costos en que se incurre en una hora determinada cuando se requiere transportar una unidad adicional a través de una instalación de capacidad fija conocida, tiene básicamente dos componentes:

1. El valor de las pérdidas marginales de energía y potencia, vale decir el valor del incremento de pérdidas por tener que transmitir 1 kWh adicional en esa hora. Si se trata de una hora de punta, debe adicionarse además el valor de las pérdidas asociadas a transmitir 1 kW adicional en dichas horas de punta. Debido a que las pérdidas son una función cuadrática de la potencia transmitida, puede demostrarse que las pérdidas marginales de energía son iguales al doble de las pérdidas medias[38]. En consecuencia un sistema de precios de la transmisión basado en pérdidas marginales recauda lo suficiente para pagar las pérdidas medias de transmisión, y deja un excedente.

2. El costo marginal de congestión, vale decir el costo en que incurre el sistema generador para satisfacer una demanda incremental en el lado congestionado cuando la capacidad de transmisión está copada. Este costo de congestión se entiende como la diferencia entre el costo de generación local para sustituir la demanda adicional - lo que la línea de transmisión no pudo transmitir - y el costo marginal del sistema eléctrico en el lado no restringido del sistema de transmisión.

Dependiendo de las regulaciones sobre medición, recaudación y asignación de ambas componentes por parte del administrador del sistema eléctrico[39], el transmisor puede percibir todo, parte o nada de estas componentes de CMgCP:

- En los esquemas de reglas comerciales y de operación más generalizados - como los que aplican los CDEC en Chile - acreditando los generadores sus inyecciones horarias de energía en un determinado nodo, así como los retiros destinados a sus clientes en otro nodo - ambos valorizados a los precios *spot* correspondientes, calculados considerando las pérdidas marginales - puede demostrarse que la diferencia entre estos retiros e inyecciones de energía, respectivamente valorizados, es positiva. Si esta cantidad le es pagada regularmente - mensualmente - al transmisor que opera entre los nodos en cuestión, los generadores absorben las pérdidas de transmisión asociadas a su funcionamiento como generadores y comercializadores, y el transmisor percibe una cantidad neta, la que se denomina normalmente *ingreso tarifario*.

- Si los costos de congestión son absorbidos por los generadores, de acuerdo a las reglas que existan, y no son pagados al transmisor, entonces este costo no forma parte de la remuneración del transmisor.

En el caso chileno, el sistema se ha organizado de modo que los transmisores reciban regularmente una cantidad positiva por las transacciones efectuadas en el mercado *spot* - el ingreso tarifario -. Esta cantidad es normalmente del orden de 20% del costo total de transmisión, el cual tiene una fuerte componente de costo de capital asociado a la inversión. Esto lleva a la necesidad de complementar este ingreso tarifario a través de un *peaje*. En el Anexo N° 2 se presenta una explicación conceptual más detallada del ingreso tarifario y del peaje.

3.2.4. Suficiencia

La suficiencia se refiere simplemente a la necesidad de que un sistema de precios cubra los costos eficientes de suministro o de provisión del servicio. Como se vio en el punto anterior, los ingresos obtenidos en transmisión a través de un sistema de precios basado en costos marginales de corto plazo, excluida la componente de costos de congestión, pagan sólo una fracción menor del costo total, y deben ser

38. Ver Anexo N° 2.
39. En Chile, el CDEC.

complementados por un peaje que cubra efectivamente la diferencia entre costo total de una empresa eficiente y el resultado de una tarificación a costos marginales. ¿Cuáles son los costos eficientes de transmisión? En principio debería tratarse de los costos totales de largo plazo - CTLP - que son por definición los costos mínimos para proveer el servicio requerido. En el caso de la transmisión correspondería al costo de las instalaciones con un diseño óptimo para proveer un determinado nivel de transporte de energía y potencia. Nótese que como en Chile la regulación ha considerado que las pérdidas de transmisión sean absorbidas por los generadores-comercializadores, el costo correspondiente a este ítem no forma parte del costo de transmisión a complementar, este último conformado entonces exclusivamente por la componente de capital de las obras y el costo anual de operación, mantenimiento y administración[40].

Ahora bien, dicho CTLP eficiente de transmisión, por efecto de las discontinuidades de inversión, el crecimiento de la demanda y la necesaria "desadaptación" de las obras al nivel de transmisión en un año dado, no cubrirá en general los costos efectivos anuales del sistema de transmisión real. Por esta razón, se ha optado en Chile por definir el costo total como la anualidad de costo de capital de una instalación igual en diseño y capacidad a la real, pero valorizada a precios de mercado eficientes de equipo, materiales y construcción[41]. A esta anualidad se suma el costo eficiente de operación, mantenimiento y administración de la instalación, obteniéndose como resultado un *proxy* del CTLP, pero que reconoce la realidad en que se desenvuelve esta actividad[42].

En resumen, el peaje de transmisión, como complemento al sistema de remuneración por la vía de precios basados en costos marginales de servicio, se determina como la diferencia entre el costo total anual de inversión y operación de una instalación eficiente, y el monto recaudado por concepto de ingresos tarifarios. El monto total que corresponde pagar vía peajes es significativo, pues representa una remuneración del orden del 80% del costo total de transmisión.

La forma de asignar los peajes entre los diferentes agentes del mercado responde al criterio general de hacer responsables a estos agentes - generadores y consumidores - del impacto que sus decisiones tienen en el desarrollo del sistema de transmisión, y muy especialmente, de proveer señales de localización no distorsionadas a estos agentes conforme a un criterio de equidad en su tratamiento. Estos conceptos son tratados más adelante en este documento.

3.2.5. Equidad

El concepto de equidad en la tarificación de servicios como la transmisión, se entiende fundamentalmente en el sentido de que los precios no deben discriminar entre categorías de usuarios, debiendo cada uno pagar en función de su responsabilidad por los costos que irroga en el desarrollo y operación del sistema eléctrico. Así, los precios unitarios - incluido peajes - deberían en principio ser iguales para todos los agentes que inyectan o retiran energía en un mismo punto del sistema eléctrico, si su patrón de consumo fuera similar, y deberían diferenciarse en función del mayor o menor uso que hacen de las instalaciones[43].

40. La ley Nº 19.940 de 2004, efectuó una excepción al respecto, asignando en el segmento de *subtransmisión* el costo de las pérdidas a los operadores de dicho segmento. Se otorga así una señal de eficiencia a los operadores de estas instalaciones para internalizar este costo en sus decisiones de inversión y operación.
41. Concepto de VNR.
42. La ley Nº 19.940 de 2004, mantiene este criterio de reconocimiento de diseño en el denominado *sistema troncal* - sistema de alta tensión, de uso común y cuyo desarrollo se efectúa conforme un plan centralizado -. Por su parte, los sistemas de *subtransmisión*, que alimentan las zonas de distribución, y cuya modalidad de expansión es decidida descentralizadamente por sus operadores, se remuneran conforme al costo de sistemas adaptados, concepto más cercano al CTLP de modo de dar una señal de eficiencia a su desarrollo descentralizado.
43. En la práctica, pueden admitirse algunas desviaciones de este principio tratándose de pequeños consumidores o generadores para los cuales la señal de precio de localización no es demasiado relevante, y existe algún fundamento para un tratamiento diferenciado de estas categorías de agentes. La Ley Nº 19.940 introdujo expresamente diferenciaciones de este tipo, tanto en el traslado de costos de transmisión a consumidores pequeños como en la determinación de peajes a pagar por productores de tamaño reducido. Esto se describe en el capítulo 4.

3.2.6. Inteligibilidad y simplicidad

El sistema de precios que se diseñe para la transmisión debe buscar un adecuado balance entre proveer una señal eficiente de precio y al mismo tiempo hacerla fácilmente comprensible, tanto en su aplicación como en su fundamentación. Esto permite que los proveedores del servicio y los usuarios entiendan el sentido más profundo de las señales de precio, tengan confianza en su racionalidad y en su estabilidad, y adopten las decisiones de inversión y de uso que sean eficientes desde el punto de vista económico. Este objetivo de inteligibilidad y simplicidad es también importante para las autoridades públicas que tienen responsabilidades sobre este servicio, así como para el regulador encargado de administrar las disposiciones legales y reglamentarias pertinentes.

3.3. LA TRANSMISIÓN EN SISTEMAS INTERCONECTADOS. INSTALACIONES DEDICADAS Y DE USO COMÚN

3.3.1. La necesidad de diferenciar los roles que tienen las instalaciones de transmisión

Como se ha señalado anteriormente, un aspecto central en la regulación del segmento de la transmisión en el contexto de un mercado eléctrico competitivo, es el de la correcta asignación de recursos. Fundamentalmente se trata de que los agentes productores y consumidores participantes en el mercado eléctrico asuman los costos involucrados en el transporte de la electricidad, de acuerdo con el uso que cada uno hace de los recursos de transmisión.

La correcta asignación de los costos de transporte que corresponden a los generadores es muy importante en un mercado competitivo de generación, por cuanto permite que los distintos proyectos de generación que están compitiendo en el mercado internalicen los costos asociados a las distintas localizaciones que ellos tienen. Si bien el esquema de ingresos tarifarios resulta un asignador natural de los costos de transmisión, la presencia de economías de escala permite que sólo parte del costo del transmisor resulte compensado por esta vía, requiriéndose asignar y pagar el saldo no cubierto a través de los peajes. La correcta asignación de los costos de transporte, entonces, se refiere a la correcta asignación de los peajes.

En lo que dice relación con la asignación de los peajes a la generación, debe considerarse que cada central generadora accede a los precios del sistema eléctrico en el nodo de éste al cual está conectada. Estos precios están determinados en el corto plazo por la unidad generadora marginal, la cual puede ser distinta para cada condición de operación del sistema eléctrico. Sin embargo, en el largo plazo, el nivel de los costos marginales de corto plazo es guiado por el de los costos de desarrollo - o costos marginales de largo plazo - de las centrales generadoras más convenientes para expandir el sistema. La zona del sistema en que estas centrales se localizan se constituye en una referencia para establecer las partes del sistema de transmisión cuyos peajes deben ser pagados por las demás centrales conectadas a éste, debido a que el precio del mercado en la zona de localización de esas centrales se transforma en el precio que es tomado por el resto de las centrales participantes en él. Para dicha zona se establece un nodo de referencia. Con el precio del mercado dichas centrales deben cubrir sus propios costos de desarrollo, incluidos los costos del sistema de transmisión para conectarse al sistema eléctrico y los peajes por el uso del sistema de transmisión de uso común; el uso se mide en todas las líneas desde el nodo de conexión hasta el nodo de referencia, cuyo flujo de energía va en dirección hacia dicho nodo de referencia. En la medida que los costos de transmisión se asignaran con un criterio que no reconociera la señal de localización, se incentiva la instalación de centrales relativamente más caras y alejadas de la zona donde se determinan los precios del mercado, encareciéndose los costos de suministro eléctrico.

Desde el lado del consumo, la correcta asignación de recursos de transmisión implica asignar a cada consumidor los costos de transmisión propios de la conexión desde el sistema de transmisión hasta su localización específica, así como la proporción del costo del sistema de uso común correspondiente al uso atribuible a consumos. En este último caso, la

porción a pagar, al igual que en el caso de la generación, tiene que referirse a la localización del consumo en relación a la zona del sistema en que se localizan las centrales marcadoras del precio del mercado. Dada la baja incidencia que los costos de transporte de electricidad tienen en el precio medio de suministro de los consumos, y la baja elasticidad precio de la demanda en el caso de los consumidores medianos y pequeños, generalmente se tiende a aceptar un grado de subsidio cruzado a nivel de esos consumidores en la asignación de los costos correspondientes al sistema de transmisión de uso común. Así, simplemente el peaje que por este concepto deben pagar se asigna de manera pareja entre todo el consumo, con independencia de su localización. Esta forma de asignar se conoce como "estampillar el peaje"[44].

3.3.2. Instalaciones asociadas directamente a la generación

Las instalaciones de transmisión asociadas directamente a la generación corresponden a aquellas necesarias para conectar cada central generadora con un nodo del sistema de transmisión de uso común. Estas instalaciones son generalmente dedicadas al uso de cada central en particular, pero también pueden englobarse en ellas instalaciones compartidas por más de una central, en la medida que sean instalaciones utilizadas preponderantemente para inyectar la energía de centrales al sistema de transmisión de uso común. Consecuentemente, la asignación del costo de este tipo de instalación a los usuarios identificados no presenta problemas mayores[45].

3.3.3. Instalaciones asociadas directamente al consumo

Las instalaciones de transmisión asociadas directamente a consumo corresponden a aquellas necesarias para llevar la energía desde un nodo del sistema de transmisión de uso común, hasta localizaciones específicas de consumo. En estas instalaciones puede distinguirse aquellas dedicadas en particular al uso de uno o más consumos de envergadura relevante - grandes clientes industriales - así como aquéllas que conducen la electricidad a zonas de consumo masivo - consumos en zonas de distribución -. Al igual que en el caso de las instalaciones asociadas a la generación, la asignación del costo de este tipo de instalación a los usuarios identificados no presenta problemas mayores[46].

3.3.4. Instalaciones de uso común por generación y consumo

Las instalaciones de transmisión de uso común por parte de la generación y del consumo corresponden a aquéllas que, en general, interconectan las diversas centrales pertenecientes al sistema eléctrico y los centros de consumo, ya sea que las centrales y los consumos estén conectados directamente al sistema de uso común o hayan accedido a éste mediante instalaciones de transmisión asociadas directamente a generación y a consumo, respectivamente. La característica más relevante que presentan las instalaciones de uso común es que la demanda por transmisión en cada tramo no puede ser atribuida sólo a la generación ni sólo al consumo.

Como la asignación de los costos de las instalaciones de uso común a uno u otro tipo de agentes tiene efectos en la selección de proyectos de generación, y posteriormente en los costos de peajes asociados al uso de tales instalaciones, es muy importante, como se destacó en 3.3.1, que los criterios de asignación respondan a criterios de racionalidad económica y de estabilidad de las reglas. Este problema, si bien reviste una

44. En general, en instalaciones o infraestructura de uso compartido por consumos situados en localizaciones diversas, se puede optar por establecer un precio que varía geográficamente, reconociendo los mayores o menores costos que estos consumos ocasionan al sistema dependiendo de su respectiva localización, o alternativamente, prorratear el costo de toda la infraestructura por el consumo total. El resultado de esta última operación da origen a un precio o cargo parejo, denominado «cargo estampilla» que da lugar a un subsidio cruzado. La Ley Nº 19.940 contempla esta opción para el traslado a tarifas del costo de transmisión para bajos niveles de consumo. Esto está tratado en el punto 4.5.
45. En la nomenclatura de la Ley Nº 19.940, las instalaciones de transmisión asociadas directamente a generación se denominan *sistemas adicionales*.
46. Conforme la denominación de la Ley Nº 19.940, las primeras también son consideradas *sistemas adicionales*. Las segundas son denominadas *sistemas de subtransmisión*.

complejidad mayor, puede resolverse adecuadamente si la solución se concibe en consistencia con los conceptos del sistema general de precios diseñado para el mercado en análisis.

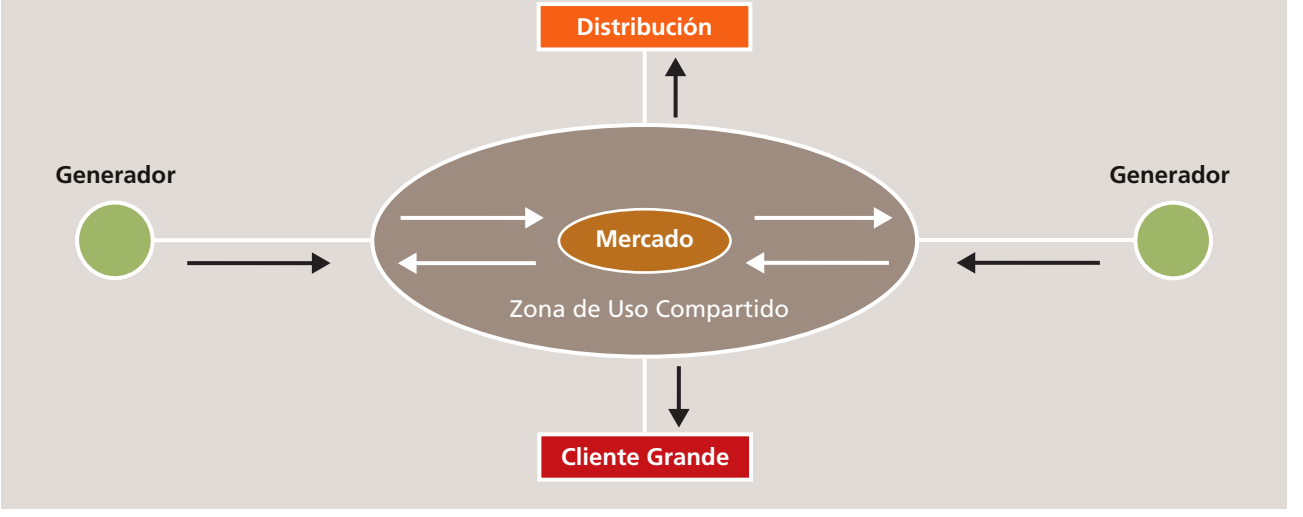
En efecto, entendiendo que existe una zona de referencia que representa la localización del mercado relevante, esto es, aquélla en la cual se despejan los precios que sustentan el costo de desarrollo de generación, cada porción del sistema de transmisión de uso compartido puede asignarse a generación o a consumo dependiendo de si su función es transportar la energía hacia dicha zona o evacuarla de ella. Siendo instalaciones que no pueden asignarse totalmente a generación o totalmente a consumo - por definición - debe estudiarse entonces en qué proporciones cada tramo presenta el modo de operación señalado.

Si en un tramo determinado se observan flujos de energía que con mayor frecuencia se dirigen hacia la zona del mercado, dicho tramo deberá ser pagado principalmente por la generación. Si en cambio el tramo presenta flujos que con mayor frecuencia son evacuados desde la zona del mercado principal, se puede entender que el tramo está dispuesto principalmente para conducir la energía hacia zonas de consumo que están alejadas del mercado que marca el precio, debiendo ser remunerado principalmente por la comercialización o la demanda.

La asignación de uso de un tramo determinado del sistema estará entonces dada por la proporción del tiempo - en términos esperados estadísticamente - en que los flujos por dicho tramo se orienten hacia o desde el mercado. En la práctica, la posibilidad de computar estas proporciones permite efectivamente asignar cada tramo a generación y a consumo en las proporciones que corresponda.

La figura siguiente resume esquemáticamente los conceptos expuestos.

FIGURA N°2



3.4. DECISIONES DE INVERSIÓN EN LA TRANSMISIÓN

3.4.1. Introducción

Las decisiones de inversión en transmisión tienen que ver con la capacidad de transmisión que resulta conveniente disponer en los distintos tramos del sistema eléctrico, dados los requerimientos de transmisión determinados por los consumos y generación conectados en sus diferentes nodos. La conveniencia económica estará determinada, a su

vez, por las condiciones del entorno económico - costos de generación, costos de desarrollo de instalaciones de transmisión, costos de restricción o falla del consumo -. Dependiendo del uso principal que tengan las instalaciones de transmisión, las decisiones de inversión van a estar asociadas a la generación, al consumo, o tanto a una como al otro.

Los procesos de decisión que permiten el desarrollo de los sistemas de transmisión de servicio público y/ o de sistemas interconectados a una red destinada al transporte para el servicio público, se enmarcan necesariamente en las regulaciones legales establecidas al efecto vista su naturaleza monopólica.

En Chile estas regulaciones han sufrido diferentes modificaciones en el tiempo, definiendo procesos para decidir la expansión según diferentes grados de descentralización y dependiendo del tipo de instalaciones de que se trate. En todo caso, y conforme se ha señalado, cualquiera sea la forma que adquieren estos procesos de decisión, la correcta y /o eficiente asignación de los costos del sistema entre los diferentes agentes deberá orientar correctamente el desarrollo de los sistemas respectivos.

3.4.2. Decisiones de inversión en transmisión asociadas a la generación

El desarrollo de inversiones en generación lleva asociadas inversiones en transmisión. Las inversiones directamente asociadas a generación son aquellas necesarias para transmitir la producción de una central hasta algún nodo del sistema de transmisión existente. Estas inversiones están íntimamente relacionadas con las variables que definen el proyecto de generación, en cuanto a tamaño y régimen de producción de la central, de manera que la optimización de la línea de transmisión se efectúa conjuntamente con el dimensionamiento y optimización del proyecto de generación.

Los costos de desarrollar las instalaciones de transmisión, directamente asociadas a un proyecto de generación, son asumidos por el propietario de éste, ya sea construyendo y operando dichas instalaciones o bien contratando el servicio de transmisión a un transmisor que se haga cargo de invertir y operar las instalaciones. La normativa en vigencia en Chile - Ley Nº 19.940 de 2004 - define a estos sistemas como de uso exclusivo de los propietarios de las centrales de generación correspondiente, y por tanto su desarrollo es decidido por ellos en forma descentralizada[47].

Además de las instalaciones directamente asociadas, la generación es responsable de asumir el costo de desarrollar aquellas instalaciones de uso compartido, en la proporción que se le asigne de acuerdo con las reglas establecidas. Ver punto 3.4.4. siguiente.

3.4.3. Decisiones de inversión asociadas a la demanda (consumo)

Al igual que en el caso de la generación, existen instalaciones de transmisión que están directamente asociadas a la demanda de electricidad. Estas son aquellas necesarias para transmitir la energía desde un nodo del sistema de transmisión hasta localizaciones específicas de consumos. La decisión de inversión en este tipo de instalaciones depende las características del consumo, en cuanto a su tamaño y régimen de carga. Sin embargo, la forma de abordar las decisiones de inversión en las instalaciones directamente asociadas a consumos depende de la existencia o no de empresas de transmisión en la zona en que éstos se ubiquen.

Cuando existen tales empresas, ellas asumen el rol de proyectar el mercado de consumo y de estimar las necesidades de inversión en instalaciones de transmisión, ya sea como ampliación de instalaciones existentes o bien como instalaciones nuevas. Un caso particular de las instalaciones asociadas a consumos desarrolladas por empresas de transmisión lo constituyen las empresas que operan sistemas de transmisión secundaria o subtransmisión.

47. La ley define a estos sistemas de transmisión como *sistemas adicionales*. (Ver capítulo 4).

Estos sistemas están considerados en la normativa eléctrica chilena con un régimen de servicio público que implica obligaciones y derechos para las empresas que los operan. Las decisiones de inversión en los sistemas de subtransmisión son adoptadas descentralizadamente por sus propietarios, sobre la base de la proyección del mercado de consumo que ellos realizan, considerando la obligación que tienen de suministrar el servicio de transmisión bajo condiciones de calidad y seguridad de servicio establecidas. A su vez, estos propietarios tienen derecho a percibir la remuneración que se fija por la autoridad reguladora cada cuatro años, siguiendo las normas legales que establecen que las tarifas de subtransmisión deben reflejar los costos de un sistema económicamente adaptado.

Cuando no existen empresas de transmisión en la zona en que se ubica un nuevo consumo, el propietario de éste asume la responsabilidad de hacer que se desarrolle la capacidad de transmisión necesaria, ya sea directamente o bien contratando el respectivo servicio con un transmisor. Este caso corresponde al consumo asociado al desarrollo de grandes proyectos industriales y mineros, los cuales generalmente se abastecen mediante instalaciones de transmisión dedicadas, construidas expresamente para satisfacer sus necesidades de energía eléctrica[48].

3.4.4. Decisiones de inversión asociadas a la generación y a la demanda

Las decisiones de inversión en el sistema de transmisión de uso común, están asociadas a la demanda por transmisión, que está determinada tanto por la evolución y localización de los consumos como por la instalación y localización de la generación.

La evolución de los consumos y su localización puede ser estimada mediante estudios de demanda *ad-hoc*. Por su parte, la evolución de la generación y su localización, tiene un ingrediente de incertidumbre asociado a decisiones de inversión, que en el mercado eléctrico son descentralizadas.

Las necesidades de expansión del sistema de transmisión de uso compartido, entonces, no pueden ser planificadas de manera rígida, debiendo existir un procedimiento de verificación de las expansiones de transmisión que sea ágil para adaptarse a las cambiantes condiciones del mercado.

La institucionalidad para las decisiones de inversión debe tener en cuenta la participación de los distintos agentes, de manera que éstos sean contraparte en la adopción de las decisiones de inversión. La normativa eléctrica chilena en materia de expansión de la transmisión de uso común tiene en cuenta los requisitos anotados anteriormente, existiendo un procedimiento de decisión centralizada que involucra estudios de planificación cuadrienales, sometidos a una revisión anual de modo de recoger la dinámica presente tanto en la evolución de la demanda como en las expectativas de localización de la generación.

Todos estos conceptos son tratados en profundidad en el capítulo 4.

3.5. DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN EXISTENTES

Una descripción de los sistemas de transmisión existentes en el país pasa por su caracterización en los dos grandes mercados o sistemas eléctricos interconectados: el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

El desarrollo histórico de los sistemas de transmisión en ambos sistemas ha estado condicionado por sus respectivas características distintivas tanto en el ámbito geográfico, como en el económico y el comercial.

48. La ley vigente también califica a estas instalaciones como instalaciones *adicionales*.

En efecto, mientras en el SIC la gran mayoría de las instalaciones de transmisión han estado vinculadas al desarrollo de la generación y a la distribución de servicio público, un porcentaje relevante de las instalaciones de transmisión del SING ha sido desarrollada por los clientes, específicamente, por los grandes clientes de la industria minera. Cuantificando la transmisión mediante la cantidad de kilómetros de línea en operación, se tiene que en el SING aproximadamente un 32% de ellas es de propiedad de clientes mineros, frente a una cantidad despreciable en el caso del SIC[49].

La geografía longitudinal y la localización lejana de la producción hidroeléctrica respecto de la ubicación de los centros de consumo, han diferenciado también el aspecto de la transmisión en ambos sistemas. En efecto, el sistema cuenta con instalaciones de gran capacidad de transmisión destinadas a transportar hacia la zona central la energía hidroeléctrica que se produce en la VIII Región, a través de un sistema de 500 kV, el único en operación en el país en este nivel de voltaje, pues la mayoría de las instalaciones de gran capacidad corresponden, en ambos sistemas, a instalaciones que operan en tensiones de 220 kV o de 110 kV.

Respecto de la propiedad de los sistemas de transmisión, ésta se distribuye en agentes que operan en todos los segmentos, incluidos los clientes industriales según se ha señalado. Los cuadros siguientes muestran la distribución de propiedad por sistema conforme a antecedentes a diciembre del año 2004[50].

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL SING. DICIEMBRE 2004

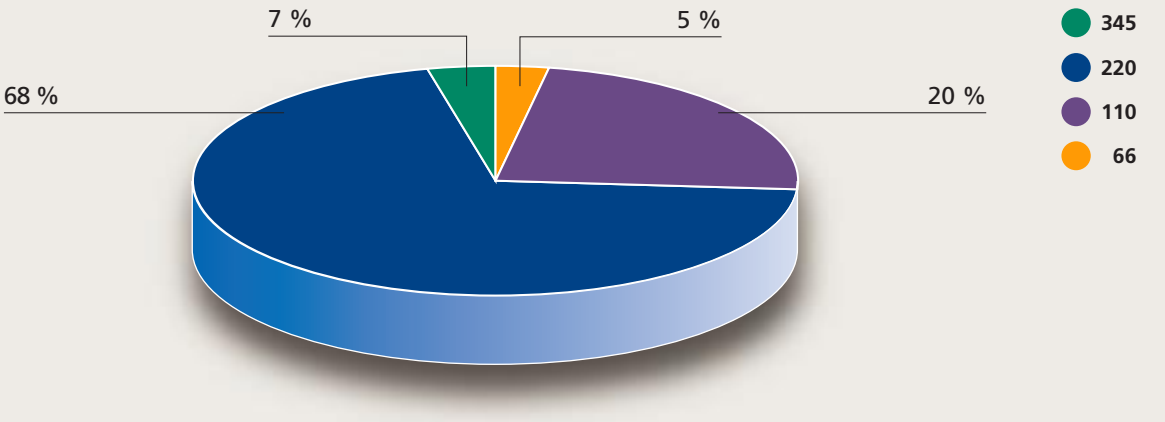
Propietario	Km de Línea	%
AES Gener	604,6	10,1%
Edelnor	1.047,4	17,6%
Electroandina	1.036,8	17,4%
Norgener	310,0	5,2%
Transelec Norte	957,8	16,1%
Transemel	74,4	1,2%
Collahuasi	437,0	7,3%
Chuquicamata	23,9	0,4%
Escondida	901,0	15,1%
Fundición Alto Norte	4,0	0,1%
Minera Cerro Colorado	61,0	1,0%
Minera El Tesoro	90,0	1,5%
Minera La Cascada	55,0	0,9%
Minera Meridian	63,0	1,1%
Minera Michilla	72,0	1,2%
Quebrada Blanca	18,0	0,3%
Zaldívar	208,2	3,5%
Total	**5.964,0**	**100,0%**

49. Algunos autores han calificado al SING como un «sistema industrial», lo que no deja de ser razonable considerando que más del 90% del consumo corresponde a la industria minera.

50. La calificación de las líneas se efectuó respecto de las instalaciones tipificadas como instalaciones troncales y de subtransmisión conforme la Ley 19.940 y el Decreto 228º de 2005 respectivamente, y sobre un universo de líneas de tensión igual o superior a 66 kV, por lo que su enumeración eventualmente no es completa. Los valores mostrados deben tomarse entonces como cifras referenciales.

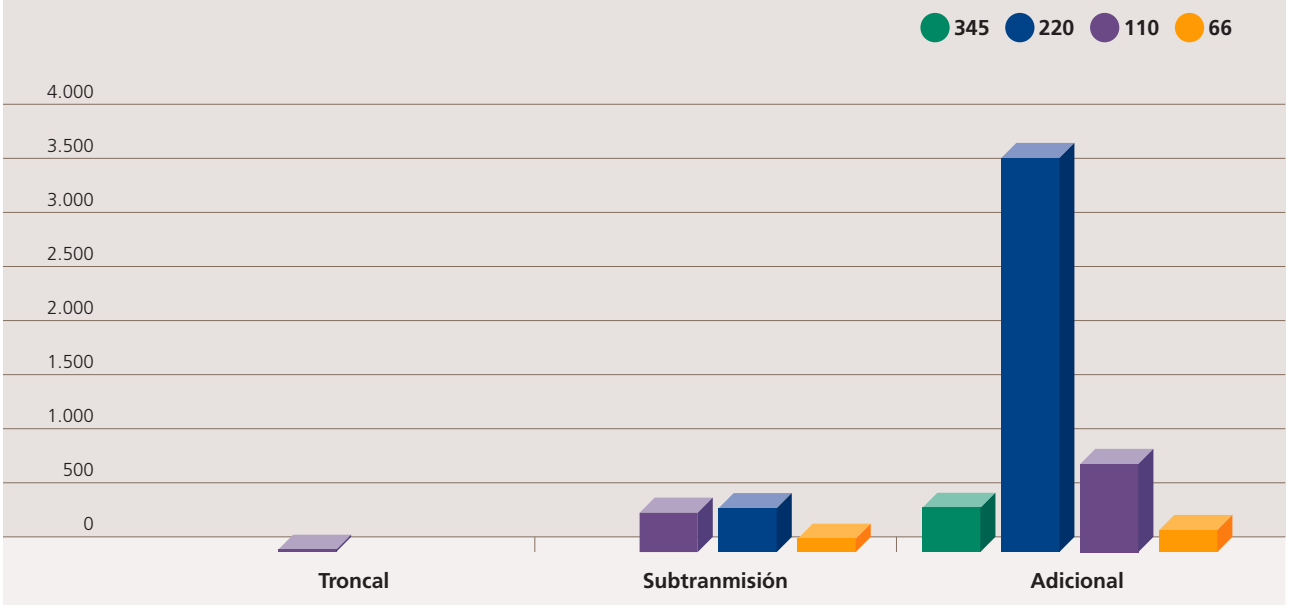
Las líneas de transmisión del SING corresponden a líneas de 345, 220, 110 y 66 kV. La siguiente figura muestra la distribución por tipo sobre un total de 5.964 km.

SISTEMA INTERCONECTADO NORTE GRANDE DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL POR NIVEL DE TENSIÓN



Si estas líneas se agrupan por función, conforme con las denominaciones efectuadas por la ley 19.940, a saber, sistema troncal, subtransmisión y adicional, éstas se distribuyen en el SING conforme se muestra en el siguiente gráfico

SISTEMA INTERCONECTADO NORTE GRANDE DISTRIBUCIÓN POR CATEGORÍA (KM)



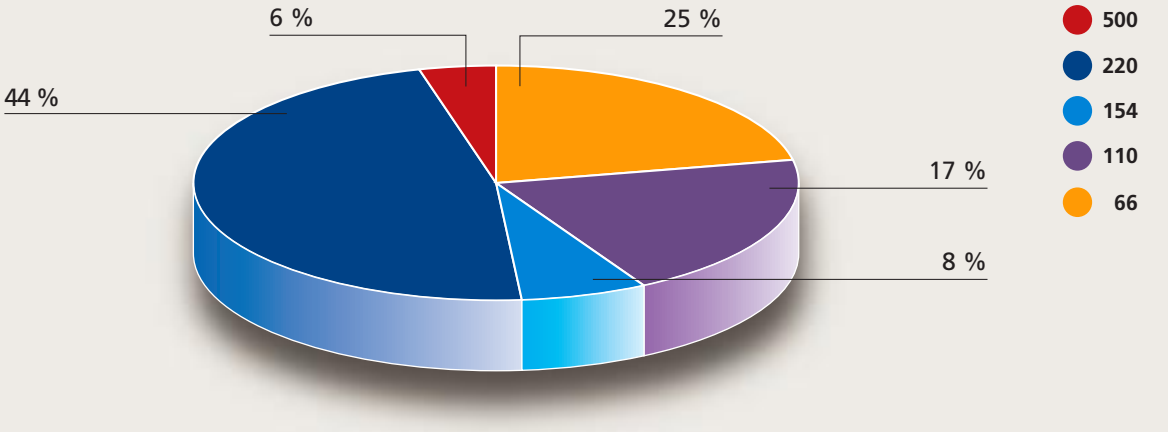
Se aprecia la poca relevancia del sistema troncal del SING, el cual está constituido por una línea en doble circuito en 220 kV de 0,8 kilómetros de longitud que conecta las subestaciones Crucero y Encuentro.

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN EL SIC. DICIEMBRE 2004

Propietario	Km de Línea	%
HQI	7.890,2	53,8%
Gener	578,3	3,9%
Colbún	806,4	5,5%
Pangue	517,4	3,5%
Guacolda	202,7	1,4%
Ibener	36,0	0,2%
Chilquinta	319,3	2,2%
Chilectra	456,7	3,1%
Transquillota	15,9	0,1%
CGE	2.337,6	15,9%
Conafe	5,4	0,0%
Emelat	228,6	1,6%
Emelectric	333,1	2,3%
Min. Valparaíso	164,7	1,1%
Hasa	17,7	0,1%
HGV	51,4	0,4%
P. Alto	10,7	0,1%
STS	526,6	3,6%
Petropower	1,3	0,0%
R. Maipo	26,5	0,2%
Puyehue	86,6	0,6%
Capullo	55,0	0,4%
Total	**14.668,1**	**100,0%**

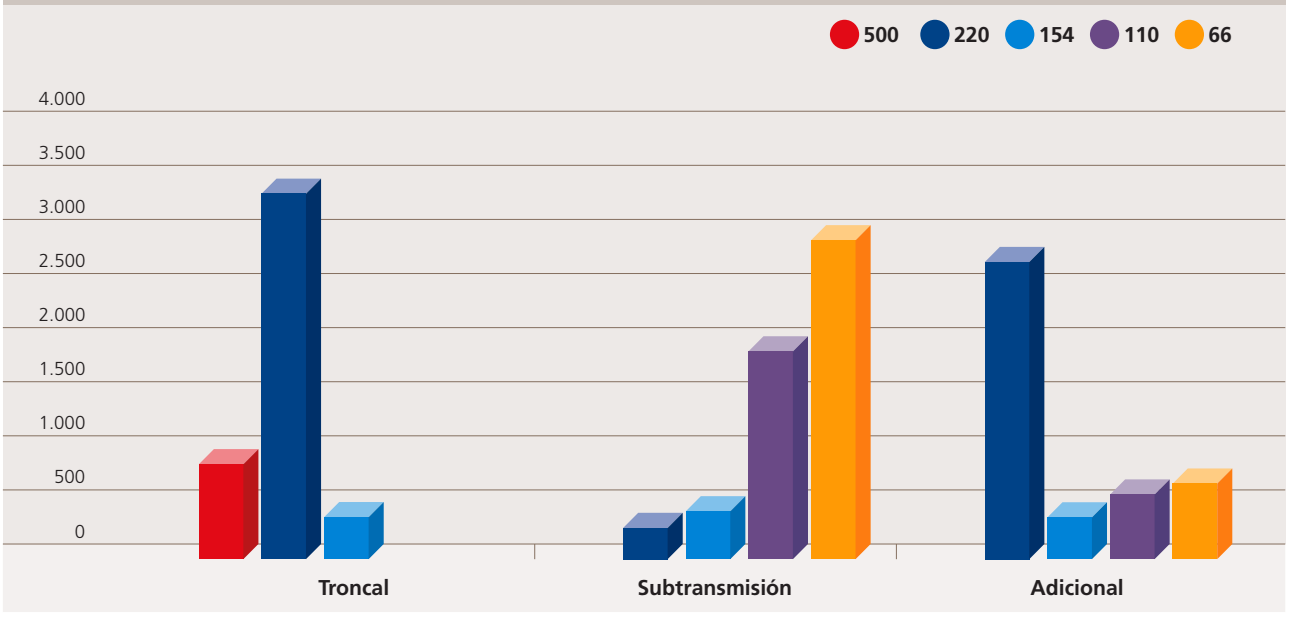
Las líneas de transmisión del SIC corresponden a líneas de 500, 220, 154, 110 y 66 kV. La siguiente figura muestra la distribución por tipo sobre un total de 14.668 km.

SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL POR NIVEL DE TENSIÓN



Si estas líneas se agrupan por función, conforme con las denominaciones efectuadas por la ley 19.940, a saber, sistema troncal, subtransmisión y adicional, éstas se distribuyen en el SIC conforme se muestra en el siguiente gráfico:

SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL DISTRIBUCIÓN POR CATEGORÍA (KM)



A diferencia del SING, y por las razones ya señaladas, el SIC mantiene una fuerte presencia de empresas transmisoras dedicadas, siendo el principal operador la empresa HQI TRANSELEC Chile S.A. con un 54% de la propiedad de las líneas.

4 EL MODELO ECONÓMICO DE TRANSMISIÓN: MARCO LEGAL Y REGLAMENTARIO

En el presente capítulo se describen los aspectos conceptuales más relevantes que han determinado el diseño regulatorio del segmento de transmisión eléctrica en Chile. Muchos de estos aspectos, en tanto reflejo de una política de eficiencia económica que se ha sostenido en sus concepciones esenciales, han trascendido a la sucesión de modificaciones aplicadas a la legislación que rige el sector. En orden a resaltar estos conceptos, este capítulo no sólo contiene una descripción y análisis de la normativa actualmente en vigencia - introducidos por la Ley N° 19.940 - sino que aborda también una relación de los aspectos conceptuales fundamentales que se encontraban contenidos en la normativa legal precedente y que hoy se encuentra derogada.

4.1. DESCRIPCIÓN DE LA LEGISLACIÓN Y NORMATIVA VIGENTE

El modelo regulatorio que enmarca el funcionamiento del segmento de transmisión, se encuentra formalizado en las disposiciones legales del DFL N°1 de 1982 del Ministerio de Minería - Ley General de Servicios Eléctricos -. Dicho cuerpo legal ha sufrido diversas modificaciones desde la promulgación de su primera versión en septiembre de 1982, siendo quizás la más relevante en términos de su incidencia en el sector transmisión, aquélla introducida por la Ley N° 19.940 de marzo de 2004, y que constituye la normativa legal actualmente en vigencia para ese segmento.

Desde el punto de vista reglamentario, el principal cuerpo normativo es el DS N° 327, del Ministerio de Minería, dictado en noviembre de 1997, denominado Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, o simplemente, el Reglamento. El DS N° 327 derogó, compendió y actualizó la totalidad de la reglamentación que se encontraba vigente al momento de su dictación, constituyéndose a partir de entonces en el único reglamento de la ley. Sin embargo, se aclara que la Ley N° 19.940 dispuso adecuaciones reglamentarias y/o la elaboración de nuevas reglamentaciones, muchas de las cuales no se encuentran aún vigentes. Una excepción es la de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio a que se refiere el Artículo 91° bis del DFL N° 1, dictada en marzo de 2005, y que establece exigencias y procedimientos técnicos en materia de seguridad y calidad en los segmentos de generación, transmisión y distribución[51].

51. No se está haciendo referencia en el presente informe a otra normativa administrativa en vigencia, a través de la cual se materializa la acción reguladora de la autoridad, y que es de emisión y/o actualización regular, como por ejemplo, los decretos tarifarios. Entre éstos, el más importante debido a su alcance y a la extensión de su período de vigencia, es el Decreto Supremo N° 102, del 14 de marzo de 2005, y que conforme lo dispuesto en el Artículo 71°-3 del DFL N° 1, califica o identifica para el siguiente período cuadrienal las instalaciones de subtransmisión presentes en el sistema eléctrico.

A diferencia de lo que ocurre en otros países, la normativa eléctrica en Chile no efectúa declaraciones ni justificaciones en los ámbitos técnico o conceptual, sino que más bien se enfoca a establecer facultades, obligaciones y prohibiciones, así como a la definición de procedimientos, encontrándose implícitos los principios regulatorios que dan origen al marco normativo. En el segmento de transmisión, la ley se presenta en dos bloques temáticos, a saber, el ámbito de los derechos y obligaciones de los operadores de sistemas de transmisión, y el ámbito de la definición tarifaria.

4.1.1. DFL Nº 1 de 1982

Hasta marzo de 2004, esto es, hasta la entrada en vigencia de la Ley Nº 19.940, el DFL Nº1 concebía al transmisor como propietario de instalaciones de transporte sobre las cuales cualquier interesado en su utilización podía imponer una *servidumbre de paso*[52]. Como contrapartida el propietario afectado tenía derecho a recibir una indemnización o compensación equivalente a la prorrata de los costos de capital de la inversión involucrada, más los costos de operación correspondientes, medida a partir de la potencia transitada por el interesado respecto de la potencia total transitada por las instalaciones en cuestión. La obligación de aceptar la imposición de esta servidumbre recaía sólo sobre las instalaciones que se hubiesen constituido al amparo de una concesión o que en su trazado utilizaran bienes nacionales de uso público. La norma no efectuaba distinciones respecto al tipo o funcionalidad de la instalación afectada, tratando a todas las instalaciones de transmisión bajo la denominación de instalaciones de transporte. Sin embargo, desde el punto de vista de la regulación de los pagos que por el uso de las instalaciones de transporte debían efectuar quienes accedieran a ellas a través de la mencionada servidumbre de paso, la legislación diferenciaba las instalaciones de transporte que constituían el área de influencia de las centrales generadoras, sobre la cual cada central debía pagar el denominado peaje básico, de aquellas instalaciones que el propietario de la central requería para acceder a aquellos consumos a los que comercializaba su energía, y sobre las cuales pagaba los denominados peajes adicionales[53].

De esta forma, quien desarrollara sistemas de transmisión, fuera para evacuar hacia el sistema la generación de centrales, para alimentar consumos puntuales de grandes clientes, para abastecer grandes zonas de distribución, o para reforzar tramos del sistema interconectado, podía optar por constituirse como concesionario de transporte o no. Si optaba por la concesión, situación que, para el trazado de las líneas, facilita el uso de bienes nacionales de uso público así como la imposición de servidumbres sobre terrenos particulares, se hacía cargo de la obligación correlativa de aceptar las servidumbres de paso de la energía sobre sus instalaciones eléctricas. Cabe señalar que si bien la solicitud de la concesión aparece formalmente en términos opcionales, el DFL Nº 1 preveía la constitución de la concesión y/o la solicitud de permisos para utilizar bienes nacionales de uso público, como la única alternativa práctica para desarrollar las redes, con lo que, en los hechos, el acceso abierto a las redes de transporte estaba asegurado conforme esta normativa[54].

52. Se refiere a la imposición de una servidumbre para el paso de la energía eléctrica sobre una instalación de transmisión existente, y dice relación con la obligación del transmisor de soportar el uso de sus instalaciones por parte de un tercero, para lo cual tiene derecho a una indemnización la que, en definitiva, constituye el pago o retribución por este uso. Se vuelve sobre este concepto en el punto 4.4.1.

53. Efectivamente la norma derogada no efectuaba una calificación funcional y expresa para cada instalación en la forma en que lo ordena la Ley Nº 19.940, pero sí distinguía dos tipos de remuneración para el segmento, a saber, el *peaje básico*, que remuneraba las instalaciones usadas por la generación sobre un conjunto de instalaciones que conformaban el *área de influencia* de cada central, y el *peaje adicional*, a pagar por la comercialización de energía que el generador efectuaba fuera de esta área. Desde el punto de vista de cada generador-comercializador, existían entonces instalaciones dedicadas a la producción y otras a la comercialización. Un análisis más extenso se presenta en el punto 4.4.2.

54. Con las escasas excepciones de aquellas instalaciones sin concesión y que no utilizan bienes nacionales de uso público, excepción que la Ley Nº 19.940 mantiene para aquellas instalaciones que denominó *instalaciones adicionales*. Ver punto 4.3.3.

Desde el punto de vista tarifario, establecida la remuneración del transmisor como el derecho derivado de la imposición de la servidumbre de paso, la ley establecía los procedimientos para asignar los pagos entre los diferentes usuarios. Estos pagos se denominaron peajes de transmisión. En el punto 4.4 se describe detalladamente el esquema de precios aplicado.

4.1.2. Ley 19.940 de marzo de 2004

La Nº 19.940 modificó sustancialmente la norma precedente, efectuando distinciones en el segmento conforme la funcionalidad y objetivos constitutivos de cada instalación de transporte, estableciendo a la actividad como un servicio público[55], es decir, un servicio de interés de la comunidad, asociado a un producto que, por ser de primera necesidad, requiere una prestación continua, regular, uniforme y permanente, por lo que queda sujeto a la obligación de servicio, y a la obligación correlativa de inversión.

De esta forma, la totalidad de las instalaciones de transmisión interconectadas a un sistema eléctrico son susceptibles de ser calificadas en tres categorías posibles: las instalaciones que conforman el *Sistema Troncal*, o de uso común; las instalaciones que conforman los sistemas de *Subtransmisión*, y que abastecen las zonas de distribución; y las instalaciones que constituyen los sistemas *Adicionales*, correspondientes a instalaciones de uso restringido al servicio de pocos clientes no sometidos a regulación de precios. La ley definió a las dos primeras como segmentos de servicio público, con acceso abierto y obligación de servicio. Los sistemas Adicionales, por su parte, aun cuando no son calificados como un segmento de servicio público, se entienden de acceso abierto siempre que utilicen bienes nacionales de uso público y dispongan de capacidad remanente[56]. En cada caso la Ley estableció la forma de remuneración, la que es consistente con los objetivos y usos concebidos para cada segmento. Esto se aclara más adelante, en los puntos 4.5.1 y siguientes.

Por último, conviene señalar que la Ley Nº 19.940 mantiene los conceptos y procedimientos relativos a la concesión de transporte. En efecto, las instalaciones de transmisión cualquiera sea su objeto en términos de su funcionalidad en el sistema eléctrico, pueden constituirse como instalaciones concesionadas o no, facilitándose en el primer caso todas las tramitaciones administrativas requeridas para su puesta en servicio. La obligación de proporcionar el servicio de transmisión en cambio, proviene de su calificación en las categorías de instalaciones troncales o de subtransmisión, calificación que viene decretada por el Ministerio de Economía y que será efectuada conforme las características y requisitos que la ley prevé para este efecto. En el caso de las instalaciones adicionales, como se señaló, se mantiene la obligación de acceso abierto para aquéllas que opten por constituirse bajo una concesión y/o utilicen en su trazado bienes nacionales de uso público, siempre que dispongan de capacidad remanente.

Si bien en las secciones 4.4 y 4.5 se describen los elementos conceptuales distintivos de la normativa del DFL Nº1 antes de su modificación, así como aquellos contenidos en la Ley Nº 19.940 propiamente tal, se muestra a continuación un cuadro comparativo a manera de resumen.

55. Con excepción de las instalaciones que, aun estando interconectadas al sistema eléctrico, se desarrollaron con objetivos privados o particulares. A estas instalaciones se les denominó «sistemas de transmisión o transporte adicionales».

56. Cabe hacer notar que la condición de disponer de capacidad remanente para concretar el acceso abierto es una limitación de uso que las normas preexistentes en el DFL Nº 1 no establecían, pues conforme dichos procedimientos, el interesado en utilizar las instalaciones podía expandir a su costa la capacidad de éstas en caso de verificarse que esta capacidad estuviere copada.

CARACTERÍSTICA	DFL Nº 1 1982	DFL Nº 1, LEY Nº 19.940
Carácter de la Transmisión	No es servicio público	Servicio público, con excepción del Sistema Adicional
Distinción estructural de subsegmentos	No distingue, si bien identifica funcionalidad a la generación y a la comercialización	Distingue tres: Troncal, Subtransmisi y Adicional
Requisito de concesión o permisos	No es obligatorio,si bien útil en la práctica	No es obligatorio, si bien útil en la pr
Obligación de acceso abierto	Sólo a instalaciones establecidas bajo concesión o que utilicen bienes nacionales de uso público (BNUP)	Acceso abierto a Troncal, Subtransmi y a Adicional en la medida que se ha establecido bajo concesión, utilicen B y tengan capacida disponible.
Obligación de ampliación	A instalaciones establecidas bajo concesión y mediante acuerdo bilateral	Sólo en troncal y en subtransmisión, requerimiento del crecimiento genera de la demanda
Decisión de ampliación	Descentralizada y mediante acuerdo bilateral operador-usuario	Centralizada en troncal, unilateral en subtransmisión conforme criterio del operador
Determinación de la remuneración	Acuerdo bilateral con procedimiento supletorioy mecanismo de resolución de conflictos	Peajes fijados por la autoridad en tro y subtransmisión. Acuerdo bilateral e adicional
Períodos de vigencia de pagos	5 años	4 años
Sujeción a cumplimiento de calidad de servicio	Sí	Sí
Sujeción a instrucciones de coordinación	Sí	Sí
Mecanismo de resolución de conflictos	Sólo respecto de conflictos bilaterales	Respecto de conflictos bilaterales y conflictos con la autoridad
Limitaciones a integración vertical	No existen limitaciones	Limita la participación de operadores otros segmentos en la transmisión tr

4.2. ASPECTOS INSTITUCIONALES

Los organismos y/u órganos administrativos y regulatorios más relevantes en el segmento de transmisión son los siguientes: El Ministerio de Economía (MINECON), la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) - dependiente del anterior - la Comisión Nacional de Energía (CNE), la Comisión Nacional de Medio Ambiente (CONAMA), el Centro de Despacho Económico de Cargas (CDEC), el Panel de Expertos del Sector Eléctrico, y las Municipalidades. A continuación se describe brevemente la función de cada uno de ellos en términos de su relación con la actividad de transmisión.

a) Ministerio de Economía (MINECON):

Le corresponde a MINECON el otorgar las concesiones definitivas de transmisión conforme éstas sean solicitadas por los interesados. Asimismo, es responsabilidad de este organismo la formalización de los actos

administrativos de orden regulatorio, tendientes a establecer los precios y peajes de transmisión, la formalización de los planes anuales de expansión del sistema troncal, así como el establecimiento de las instalaciones que conforman los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión[57]. Estos actos se materializan a través de los decretos respectivos.

b) Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)

La SEC es el organismo fiscalizador del sector, correspondiéndole determinar el adecuado cumplimiento de la normativa de calidad y seguridad de servicio, establecer en casos de incumplimiento la existencia eventual de causales de fuerza mayor, y la determinación y aplicación de las multas cuando corresponda. La SEC es responsable también de apoyar al Ministerio en los trámites de otorgamiento de las concesiones definitivas. Le corresponde también a la SEC el otorgar las concesiones provisionales, las que pueden ser solicitadas por los potenciales operadores de transmisión para efectuar los estudios que requieran para apoyar su solicitud de concesión definitiva.

c) La Comisión Nacional de Energía (CNE)

La Comisión Nacional de Energía es el organismo de mayor jerarquía del Poder Ejecutivo a cargo de proponer políticas para el sector, así como de su regulación en las actividades establecidas por la ley. Está formado por un Consejo de seis ministros - Economía, Hacienda, Minería, Planificación, Defensa, y Secretaría de la Presidencia - que es presidido por el Ministro de Energía. El desarrollo de sus tareas, así como su administración, está a cargo de una Secretaría Ejecutiva. Entre sus roles le corresponde el diseño y proposición de la normativa regulatoria que rige al sector, y en particular la regulación de las tarifas del segmento de transmisión troncal y de subtransmisión, definiendo las bases técnicas que establecen los criterios de determinación de los peajes y precios en estos segmentos. La CNE actúa de manera colegiada con los participantes encargados de supervisar el Estudio de Transmisión Troncal y es quien establece el nivel y estructura de los peajes de subtransmisión[58]. Es además el órgano encargado de elaborar los informes técnicos que sustentan las actuaciones administrativas del Ministerio de Economía.

d) La Comisión Nacional de Medio Ambiente (CONAMA)

La CONAMA es el órgano encargado de aplicar el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). La normativa ambiental exige a los proyectos de transmisión someterse al SEIA. La aprobación por parte de la CONAMA de los estudios ambientales no es requisito para obtener la concesión, si bien los proyectos no pueden operar si no han cumplido satisfactoriamente los requisitos ambientales.

e) El Centro de Despacho Económico de Cargas (CDEC)

El CDEC es el organismo encargado de la coordinación de la operación de corto plazo, debiendo sujetarse a sus instrucciones todos los propietarios de instalaciones interconectadas. Es también el órgano encargado de determinar los pagos entre empresas producto de las transferencias de energía y potencia que se dan en el mercado de corto plazo. El CDEC está conformado por las propias empresas generadoras y transmisoras con representación en su Directorio, que son además quienes soportan su financiamiento. Las decisiones de operación y valorización de transferencias son adoptadas por sus Direcciones de Operación y de Peajes, las cuales

57. El procedimiento de elaboración y formalización de estos planes se explica en la sección 4.5.3.5.

58. Sin perjuicio de someterse al dictamen del Panel de Expertos en el caso de producirse discrepancias que las empresas participantes pudieren presentar a partir de esta determinación.

operan con personal propio y son entes autónomos. Le corresponde al CDEC, a través de su Dirección de Peajes, la determinación específica del valor de los peajes de inyección y de retiro que constituye la remuneración de los sistemas de transmisión troncal

f) El Panel de Expertos

Es el órgano encargado de resolver los conflictos entre los agentes del sector o entre las empresas y la autoridad en caso de discrepancias tarifarias y respecto de materias específicamente delimitadas en la ley. Le corresponde un papel activo en la resolución de las discrepancias acontecidas en materia de determinación de peajes de transmisión, tanto en lo referente al procedimiento tarifario aplicable al sistema troncal como al de subtransmisión. El punto 4.5.8 aborda más ampliamente el rol del Panel de Expertos.

g) Las Municipalidades

En el caso de instalaciones de transmisión no concesionarias, las municipalidades son las encargadas de extender los permisos para que estas instalaciones de transmisión puedan utilizar bienes nacionales de uso público en su trazado.

4.3. MECANISMOS TARIFARIOS REFERIDOS A LA TRANSMISIÓN

En la presente sección se abordará una descripción general de los mecanismos tarifarios aplicables al segmento de transmisión conforme a las disposiciones de la normativa legal en vigencia, esto es, las disposiciones introducidas por la Ley Nº 19.940. El punto 4.5 vuelve a estos temas con mayor grado de profundidad.

4.3.1. Transmisión troncal

Se define el Sistema Troncal como el conjunto de instalaciones de uso común en el sistema eléctrico. Lo anterior significa que la ley entiende que todos los agentes del mercado eléctrico, cualquiera sea el segmento en el que desarrollen su actividad, utilizan y, consecuentemente, se benefician de la existencia de las instalaciones del sistema troncal, debiendo participar en su financiamiento por la vía de los pagos correspondientes. En particular, el Sistema Troncal permite a los generadores el transporte hacia los centros de consumo. Asimismo, el Sistema Troncal permite a la actividad de comercialización tener respaldo para el abastecimiento de las demandas comprometidas en los respectivos contratos de suministro, cualquiera sea su localización, gracias a las operaciones de intercambio de corto plazo que la existencia de esta red permite en el mercado mayorista de la electricidad[59].

Se distingue entonces el Sistema Troncal de las otras categorías o tipos de instalaciones presentes en el sistema, a saber, las instalaciones de subtransmisión y las adicionales, las que no están dispuestas para el beneficio de la totalidad de los agentes sino que sirven a usos dedicados a determinados grupos de agentes.

59. Cuando nos referimos a la actividad de comercialización, aludimos a la compra de energía y potencia en el mercado mayorista para su posterior venta a clientes finales o a empresas distribuidoras. Se distingue entonces esta actividad de la actividad de generación, que supone la operación de activos de producción de energía y potencia para su venta en el mercado mayorista. Asimismo, y en adelante, la referencia a «comercializadores» se efectúa en alusión a los agentes que efectúan esta actividad. El modelo regulatorio chileno está diseñado bajo la óptica de que la comercialización mayorista la efectúan las propias empresas generadoras, si bien la normativa no prohíbe la existencia de comercializadores independientes. De esta forma, en la práctica, los "comercializadores" corresponden a las empresas generadoras actuando bajo este rol. Por último, por mercado mayorista entenderemos el espacio que alberga las transacciones económicas y operaciones de compra venta tanto en el mercado de corto plazo o *spot*, como en el mercado de contratos de largo plazo.

La estructuración de la remuneración del Sistema Troncal parte por identificar, dentro del sistema eléctrico correspondiente, las instalaciones que lo componen. Esta identificación debe ser obtenida como resultado de los estudios cuadrienales de valorización y expansión a que se refiere el Artículo 71º-12 del DFL Nº 1. A estos efectos, la ley establece una definición formal de lo que debe entenderse por el Sistema Troncal, entregando además un conjunto de requisitos que deben ser cumplidos por cada instalación de transmisión del sistema para ser caracterizada como perteneciente o no al conjunto de instalaciones troncales, en consistencia con la definición efectuada. (Artículo 71º-2). El monto de la remuneración del Sistema Troncal, definida como un ingreso anual, y calculado como la anualidad del valor de las inversiones contenidas en el sistema, más su costo de operación, mantenimiento y administración, es determinada por el mismo estudio cuadrienal.

Definido el sistema y el ingreso a remunerar, la norma legal asume que la totalidad del costo del sistema debe ser remunerado en diferentes proporciones por los agentes generadores y por los agentes comercializadores o demanda, conforme el uso que respectivamente estos agentes hacen de este sistema. Para ello se definió, al interior del sistema troncal, la denominada Área de Influencia Común, que conforme la ley (Artículo 71º-30), corresponde a la zona de mayor concentración de inyección de generación y de demanda, constituyendo a la vez el centro de gravedad del mercado y la zona en donde se realiza la mayor cantidad de transferencias o intercambios en el mercado de corto plazo. En esta zona, la ley definió *a priori* una participación en el pago del 80% para la generación y 20% para la comercialización o retiro. En el resto del sistema troncal, la ley prevé que la participación de unos y otros agentes en el pago de estas instalaciones debe determinarse conforme la frecuencia observada en el sentido o dirección de los flujos de energía en cada una de ellas, señalando que será asignada al pago del segmento generación, la proporción del tiempo en que los flujos se dirigen al Área de Influencia Común, y a la comercialización, la proporción complementaria. Un análisis detallado de esta formulación se presenta en el punto 4.5.

Establecidas las proporciones señaladas, la remuneración del sistema debe transformarse en peajes de transmisión y precios. La generación remunera su proporción en la forma de un peaje de inyección equivalente, para cada central, a una magnitud fija anual, es decir, conforme un valor que no depende de la energía y/o potencia efectivamente ingresada o inyectada en un período determinado. El monto de este peaje por central debe determinarse con un método de participación de flujos, el que en definitiva, permite establecer qué porción de la remuneración total que deben aportar los generadores, debe ser aportada por cada central en particular conforme la operación esperada del sistema. Se trata entonces de un valor fijo que refleja un uso esperado en términos estadísticos. Para el pago que debe efectuar la comercialización, es decir, quienes efectúan retiros, el método de participación debe indicar en qué proporción participa cada barra de retiro, definiéndose de esta forma el monto anual a remunerar por cada barra. Establecido este monto, se define un precio o peaje unitario de retiro, calculado como el monto a remunerar por la barra dividido por la energía retirada. Como estas magnitudes se establecen en términos de una demanda determinada *ex ante*, se prevé efectuar reliquidaciones regulares para eliminar los desajustes en la recaudación producidos por las diferencias entre las energías de retiro proyectadas y las efectivamente medidas en cada período de facturación. De este modo el transmisor recaudará siempre la porción fija correspondiente al pago de la comercialización, independiente de cuánto fuere la magnitud de la energía retirada. Esta recaudación fija, se sumará a la recaudación fija aportada por el segmento generador, completando así la recaudación fija total que la ley le garantiza al transmisor.

Si bien se asume que el comercializador traspasará a los clientes con los cuales tiene un contrato de suministro - clientes libres o empresas distribuidoras - todos los costos de la comercialización, incluidos los costos incurridos por concepto de peaje de retiro, la ley determinó que para los clientes de menos de 2 MW de capacidad de consumo, se traspase por este concepto el valor promedio del costo de peajes de retiro de todos ellos,

independientemente del valor en la barra de retiro respectiva, de modo eliminar los impactos en precios finales que pudieren observarse por este efecto en puntos de abastecimiento lejanos. Asimismo, para los clientes con capacidad sobre el límite señalado, se estableció un traspaso de costos condicionado al volumen de consumo, traspasando un precio de peaje promedio, por la energía asociada a los primeros 15 MW de consumo, y el peaje unitario de la barra por la energía consumida por sobre el límite señalado. Por su parte, el valor promedio se establece usando como variable de ponderación toda la energía consumida por estos clientes en el rango de 2 MW a 15 MW en las barras respectivas (un análisis detallado de esta formulación se presenta en el punto 4.5.).

La ley especificó que las empresas concesionarias de distribución deberán especificar separadamente estos cargos en las boletas de sus clientes, agregándolos a los demás cargos por conceptos de costo de la energía, de la potencia, los costos de subtransmisión y los costos de distribución.

4.3.2. Subtransmisión

El segmento de Subtransmisión es entendido por la ley como aquél constituido por las instalaciones de transmisión destinadas al abastecimiento dedicado de grupos de clientes ubicados en zonas de concesión de empresas distribuidoras (Artículo 71°-3). Desde el punto de vista operativo, estas instalaciones sirven para tomar la energía del Sistema Troncal y conducirla hasta la entrada de los sistemas de distribución para su posterior direccionamiento a los clientes finales ubicados en dichas zonas. Se entiende entonces que no deben ser solventadas por todos los agentes del sistema, sino que por la demanda final que en cada caso es abastecida por el sistema de subtransmisión respectivo.

La normativa legal establece que cuadrienalmente, la autoridad sectorial determinará las instalaciones que forman parte de los sistemas de subtransmisión de cada sistema eléctrico. En forma similar al tratamiento legal del Sistema Troncal, la norma efectúa una definición del segmento y entrega un conjunto de requisitos que permiten calificar o caracterizar a cada instalación del sistema de transmisión como perteneciente o no al segmento de subtransmisión.

Para determinar su remuneración, las instalaciones definidas como de subtransmisión son agrupadas en sistemas con demandas asociadas identificables[60]. Una vez definidos los sistemas y las demandas a abastecer, la normativa legal dispone la ejecución de estudios - a desarrollar con cada definición cuadrienal - para establecer el valor de la subtransmisión, y cuyo objetivo es determinar los costos de capital y operación de un sistema óptimo o adaptado que cubre la demanda proyectada, en un horizonte de entre 4 y 10 años, para cada sistema de subtransmisión definido (Artículo 71°-36). El valor resultante, establecido como un costo medio, debe ser asignado a cada barra de retiro en la forma de peajes unitarios de energía y potencia siendo la forma de esta asignación facultad de la autoridad reguladora[61].

A pesar de corresponder la subtransmisión a instalaciones que deben ser financiadas íntegramente por la demanda, la ley prevé la existencia de generadores que inyectan directamente su producción en estos sistemas. En este caso, y en forma análoga a la forma de determinar la participación de la generación en los sistemas troncales que no forman parte del Area de Influencia Común, la ley prevé la aplicación de un procedimiento de participación de flujos, señalando que la porción del tiempo en que los flujos del sistema se dirigen hacia el Sistema Troncal, determinarán la prorrata con que debe participar cada central. El valor resultante, que será determinado en los correspondientes estudios cuadrienales, será descontado del costo total

60. Se refiere a un conjunto acotado de puntos de suministro o retiro abastecidos desde el sistema de subtransmisión que se analiza. Se hace notar que a diferencia de la distribución, no existe una zona de cobertura geográfica sobre la cual se impone la obligación del servicio.

61. A diferencia del sistema troncal, los peajes de subtransmisión se aplicarán en definitiva como recargos en los montos de energía y de potencia, tal como se hace con los costos de distribución.

del sistema y deberá reflejarse en su costo medio de modo que los usuarios del sistema que conforman la demanda no participen de este pago. Consistentemente con ello, los propietarios de cada central deberán remunerar esta porción directamente al propietario del sistema de subtransmisión en cuestión[62].

Los precios unitarios de retiro - peajes de subtransmisión en el lenguaje de la ley - serán remunerados por cada agente comercializador que retire energía del sistema de subtransmisión y deberán adicionarse a los precios regulados de energía y potencia que reflejan los costos aguas arriba del sistema correspondiente, de modo que sean cubiertos por los clientes finales.

Se observa que, a diferencia del sistema troncal, la subtransmisión no asegura un monto específico de recaudación anual ya que esta depende de la demanda efectiva, sino que establece un precio que refleja el costo medio de un sistema adaptado. Esto se debe a que en el segmento no existen planes de inversión obligatorios, luego el precio fijado no sólo pretende cubrir los costos presentes en el sistema sino que también entregar una señal de desarrollo eficiente.

4.3.3. Transmisión adicional

Los sistemas adicionales corresponden a aquellas instalaciones de transmisión de uso particular, estando constituidas por las líneas eléctricas dispuestas para la inyección de energía al sistema por parte de centrales o para el retiro de grandes clientes. En caso de que terceros hagan uso de ellas, pues la ley establece su operación en acceso abierto cuando dispongan de capacidad y se hayan constituido imponiendo servidumbres prediales y/o utilicen en su trazado bienes nacionales de uso público, se establece un procedimiento de acuerdo bilateral que en caso de discrepancias debe ser resuelto en el esquema de resolución de conflictos instaurado en la ley[63].

La ley establece, en todo caso, que el monto de los peajes a percibir por el propietario de un sistema adicional utilizado por un tercero, se determinará en base a un valor de transmisión anual, equivalente al valor presente de las inversiones involucradas menos su valor residual, más los costos proyectados de operación, mantenimiento y administración.

Por último, y en el caso de existir consumos regulados abastecidos desde sistemas adicionales, la ley señala que los precios aplicables a dichos suministros deberán reflejar los costos que éstos importan a los propietarios de los sistemas señalados, conforme el procedimiento que se establezca reglamentariamente.

4.3.4. Sistemas medianos

Los denominados sistemas medianos, esto es, sistemas con capacidad de generación superior a 1.500 kW e inferior a 200 MW, están sometidos a un régimen distinto. Para ellos la ley no prevé una segmentación de sus instalaciones de transmisión en sistemas troncales, de subtransmisión o adicional, pues por su tamaño estos sistemas son, en los hechos, sistemas integrados verticalmente en todos los segmentos, a saber, generación, transmisión y distribución.

Para ellos la ley establece en generación y en transmisión planes de inversión cuadrienales obligatorios. El monto de las tarifas para generación y transmisión - a ser remuneradas por los clientes finales en ausencia

62. A diferencia del sistema troncal, los procedimientos de pago de peajes de inyección en sistemas de subtransmisión no se detallan en la ley, quedando su diseño como norma a reglamentar.

63. Panel de Expertos, Artículo 130º, número 10 del DFL Nº 1.

de otros agentes - se determina conforme el costo total de largo plazo obtenido de dichos planes de inversión. La estructura tarifaria, por su parte, se determina conforme el costo incremental de desarrollo resultante del mismo estudio de expansión[64].

4.4. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA LEGISLACIÓN Y LA NORMATIVA: DFL Nº 1 DE 1982 (ANTES DE LA LEY Nº 19.940).

Como se ha señalado, la Ley Nº 19.940 introdujo una reforma de relevancia en lo que a las regulaciones del segmento de transmisión se refiere, modificando las normas del DFL Nº1 en todos los mecanismos operativos y tarifarios del segmento. Sin perjuicio de ello, resulta útil analizar la normativa que regía a la transmisión de energía antes de esta modificación legal, en tanto dicha normativa establece los conceptos básicos de eficiencia económica que caracterizan la política regulatoria en el segmento, y a su vez sirve como contraste para la mejor comprensión de la normativa actualmente en vigencia.

4.4.1. Descripción de la etapa de transmisión y tratamiento económico y jurídico. Concesión de transmisión. Acceso Abierto y servidumbre de paso. Desarrollo del sistema de transmisión.

La concepción económico-regulatoria del segmento de transmisión en el DFL Nº 1 descansaba en la libertad de inversión y en la bilateralidad comercial. Sin perjuicio de ello, la norma reconoce el carácter monopólico de la actividad imponiendo para ella el acceso abierto y estableciendo procedimientos regulados para determinar su remuneración.

Bajo esta óptica, los sistemas de transmisión se desarrollan a requerimiento de los agentes generadores, para evacuar y transportar la energía producida hacia los grandes centros de consumo y/o colocarla en el mercado mayorista, y también a requerimiento de los agentes comercializadores, para transportar la energía tomada desde dicho mercado, conduciéndola hacia los puntos de distribución y/o consumo final.

En dicho esquema el inversionista transmisor no está obligado a desarrollar inversiones, sino que pacta con el agente correspondiente la habilitación de una nueva obra o la ampliación de una obra existente a cambio de una remuneración determinada, formalizándose la operación a través del contrato correspondiente. La ley fija la metodología para establecer la remuneración, y el procedimiento para llevar a cabo la negociación, incluyendo un procedimiento arbitral para resolver las discrepancias.

La ley no prohíbe la integración vertical, pudiendo cada agente generador o comercializador, o grupos de ellos, desarrollar y operar las instalaciones de transmisión requeridas, si esto fuere conveniente. No obstante, debido a las características de monopolio natural de la actividad de transmisión, la ley, como se ha señalado anteriormente, prevé el acceso abierto para las instalaciones existentes y regula las condiciones para ejercerlo.

Otro aspecto regulatorio dice relación con la utilización eficiente del terreno. En efecto, la normativa prevé la necesidad de que las instalaciones de transmisión, particularmente las líneas, puedan utilizar los espacios públicos, e incluso atravesar predios privados en su trazado mediante servidumbres forzosas, pues se reconoce que, en general, los trazados de transmisión están atados a ubicaciones específicas, pudiendo no existir condiciones de mercado en la adquisición de los derechos de paso para las líneas en los terrenos particulares. De otra forma, el desarrollo y operación de

64. La ley es bastante general en esta materia, delegando al reglamento el detalle de las consideraciones técnicas y procedimientos a utilizar. Esta norma reglamentaria no se encuentra aún en vigencia.

las obras de transmisión acarrearía costos excesivos que en definitiva serían traspasados y remunerados por los consumidores finales.

Se establece entonces la figura de la concesión de transporte, consistente en el derecho que el Estado otorga al transportista a imponer una servidumbre para utilizar el territorio, se trate de espacios públicos o propiedades ajenas. Asimismo, y en caso de no requerir la utilización de terrenos particulares, el transportista puede prescindir de la solicitud de una concesión, bastándole el obtener un permiso municipal para usar calles, avenidas, y en general, otros bienes nacionales de uso público.

Como contrapartida a estos derechos, y aparte de las indemnizaciones que el transmisor debe pagar a él o los propietarios de los predios sirvientes si fuere el caso, el transmisor se obliga a permitir el uso de su infraestructura - postes, torres y otras instalaciones - para el establecimiento de otras líneas eléctricas. Asimismo debe permitir el uso de sus líneas y subestaciones para que terceros transiten energía o potencia por ellas. A esta obligación se le denominó "servidumbre de paso".

En otras palabras, los transportistas que impongan servidumbres como derecho otorgado por su condición de concesionario, o no siéndolo, utilicen bienes nacionales de uso público, deben aceptar la imposición de servidumbres de paso.

Con la obligación señalada, el DFL Nº 1 reconoce la característica monopólica de la actividad, y concreta el acceso abierto logrando el uso compartido de su infraestructura. Asimismo, y como remuneración, o más precisamente, como indemnización correlativa a la imposición de la servidumbre de paso, el transmisor tiene derecho a percibir una suma equivalente a los costos anualizados de inversión y operación de la infraestructura afecta a esta servidumbre, la que le será remunerada por todos quienes hicieron uso de ella, y a prorrata de las potencias máximas transitadas por cada uno. En caso de que la imposición de una servidumbre de paso representara un uso adicional que implicara un aumento de capacidad de las instalaciones existentes, el costo de esta ampliación es de cargo del interesado. Por último, y en caso de discrepancias o conflictos, la ley disponía la constitución de un tribunal arbitral *ad-hoc* de tres integrantes designado por las partes, quien debía actuar en calidad de arbitrador y fallar en única instancia. Este procedimiento de determinación y materialización del pago de la indemnización correspondiente, se establecía como el referente general para establecer las indemnizaciones derivadas de la servidumbre de paso. Para el caso específico de la determinación de estos pagos en presencia de usos compartidos de centrales y/u operaciones de comercialización, la ley otorgaba un procedimiento más sofisticado, el cual se detalla en el punto 4.4.2.

Cabe señalar finalmente que la Ley Nº 19.940 mantuvo la figura del concesionario de transmisión, con sus derechos y obligaciones en lo que al trazado de líneas se refiere, sin embargo reemplaza el concepto de acceso abierto establecido mediante la servidumbre de paso, por la obligatoriedad de servicio derivada de la calificación de servicio público en el caso de los sistemas troncal y de subtransmisión, y por la obligación de acceso abierto a la capacidad remanente en el caso de sistemas adicionales establecidos mediante concesión y/o que utilicen bienes nacionales de uso público en su trazado[65].

65. Se entiende que la calificación de servicio público impone una carga mayor que la imposición del acceso abierto por sí sola. En efecto, la condición de servicio público implica necesariamente la condición de acceso abierto, pero además la obligación de efectuar inversiones para ampliar la capacidad. Si bien la condición de acceso abierto está implícita en el concepto de servicio público, la propia ley se encargó de establecerla en forma expresa para el servicio público troncal y de subtransmisión. También lo hace en el caso de las instalaciones adicionales que se hayan establecido mediante concesión, aun cuando la propia ley señala que, teniendo acceso abierto, estas últimas no tienen obligación de ampliarse, pues no se trata de instalaciones dispuestas para el servicio público. En el caso de la normativa derogada, la imposición de la servidumbre de paso llevaba implícito el concepto de acceso abierto y la obligación de ampliación, si bien esta última en un esquema de acuerdo bilateral.

4.4.2. Estructura de remuneración de la transmisión: Ingresos tarifarios marginalistas y Peajes de Transmisión. El Peaje Básico y el Peaje Adicional. Tribunal arbitral.

Los conceptos descritos en el punto anterior, particularmente en lo que se refiere al uso compartido de las instalaciones existentes por parte de generadores y comercializadores, requieren del diseño de un procedimiento complejo para su aplicación práctica. En efecto, un sistema interconectado en el que participan, con una operación permanente y de régimen continuo, un gran número de generadores y comercializadores distribuidos a lo largo de grandes extensiones geográficas, requiere establecer el uso de la infraestructura de transmisión de modo de permitir la determinación de cuáles instalaciones del sistema son específicamente las utilizadas por cada uno y en qué proporciones.

Para este efecto, el DFL N°1 definió un conjunto de normas complementarias, y en particular, el concepto de *Area de Influencia* de una central. El área de influencia de una central está constituida por el conjunto de instalaciones de transmisión directamente afectadas por las inyecciones de energía y potencia de una central. Específicamente la ley señalaba:

> *Se entenderá por área de influencia el conjunto de líneas, subestaciones y demás instalaciones del sistema eléctrico, directa y necesariamente afectado por la inyección de potencia y energía de una central generadora*[66].

Efectuada esta definición, se establece entonces la presunción de uso de las instalaciones de transmisión por parte de la central generadora. Específicamente se señala:

> *Cuando una central generadora esté conectada a un sistema eléctrico cuyas líneas y subestaciones en el área de influencia de la central pertenezcan a un tercero, se entenderá que el propietario de la central hace uso efectivo de dichas instalaciones, independientemente del lugar y de la forma en que se comercializan los aportes de potencia y energía que aquélla efectúa y, por consiguiente, debe pagar los correspondientes peajes a su dueño*[67].

Debe notarse que no sólo se presume el uso que la central hace de las instalaciones del área de influencia, sino que este uso no se asocia a la actividad de comercialización que el propietario de la central efectúa. La ley entiende entonces que desde el punto de vista de la central, las instalaciones del área de influencia están dispuestas para soportar la actividad de generación, independientemente de que el propietario de una central participe en la comercialización a clientes distribuidores o finales.

Por último, los pagos que este uso acarrea, que en el marco general que la propia ley otorga corresponden a una indemnización por la imposición de la servidumbre de paso, serán denominados como "peajes" en el contexto de este procedimiento particular.

Dispuesto lo anterior, la ley define los pagos por usos de comercialización, formalizando las denominaciones de *Peaje Básico* para referirse al pago por el uso que la generación efectúa - en su área de influencia - y de *Peaje Adicional*, para referirse al pago por usos destinados a la comercialización. La norma lo establece básicamente así:

> *El pago de las anualidades del peaje básico dará derecho al propietario de la central generadora a retirar electricidad, sin pagos adicionales, en todos los nudos del sistema ubicados dentro de su área de influencia.*

66. Artículo 51° B del DFL N° 1. Derogado por la Ley N° 19.940 de marzo de 2004.
67. Ídem nota anterior.

Asimismo, le dará derecho a retirar electricidad, sin pagos adicionales, en todos los nudos desde los cuales, en condiciones típicas de operación del sistema, se produzcan transmisiones físicas netas hacia el área de influencia.

Las transmisiones netas, para estos efectos, se definen como transmisión media de energía a lo largo de un año calendario. Este derecho subsistirá en tanto se mantenga la transmisión neta hacia el área de influencia[68].

Y para el peaje adicional:

Si el propietario de la central desea retirar electricidad en otros nudos, diferentes a los señalados ... deberá convenir peajes adicionales con el propietario de las líneas y subestaciones involucradas. Estos peajes se calcularán de la misma forma que el peaje básico. El pago de las anualidades correspondientes a peajes adicionales dará derecho al propietario de la central a retirar electricidad en todos los nudos ubicados en las instalaciones involucradas. Asimismo, le concederá derecho a retirar electricidad, sin pagos adicionales, en todos los nudos desde los cuales en condiciones típicas de operación del sistema se produzcan transmisiones físicas netas hacia los nudos cubiertos por los peajes adicionales. Este último derecho subsistirá en tanto se cumpla la condición de transmisión neta señalada[69].

Se verifica que los pagos de peajes, se trate de peajes básicos o adicionales, se establecen como montos anualizados fijos. Asimismo, y si bien la ley no lo explicitó, las prorratas de uso se establecen en términos del uso esperado en términos estadísticos, considerando y ponderando el uso en condiciones típicas de operación.

Estas disposiciones introducen además el concepto de operación a contraflujo o a contracorriente, concepto que entiende que cuando el flujo de energía en una línea o en un tramo del sistema, se mueve desde uno de sus extremos hacia otro en el que se efectúa una inyección de energía, el tramo no es usado por parte de quienes efectúan operaciones de inyección en el punto receptor. Lo mismo se asume para el caso de extracciones en un extremo de líneas o tramos en que el flujo de energía transita desde ese punto y hacia el otro extremo.

Establecidos los usos de agentes particulares - generadores o comercializadores - el costo de la línea en uso compartido es asignado mediante la determinación de prorratas, señalando la ley que cada tramo del sistema de transmisión se pagará en proporción a las máximas potencias transitadas en él por cada usuario identificado. La base de remuneración de cada tramo, o mejor dicho, la remuneración o indemnización total a que tiene derecho el propietario de éste conforme la norma general, se establece aquí como la anualidad del valor nuevo de reemplazo (VNR), determinada con una tasa de descuento del 10% y una vida útil de 30 años, más los costos anuales de operación y mantenimiento involucrados (CO&M)[70].

Finalmente, definidos los conceptos de peajes básico y adicional, la ley introduce el concepto de Ingreso Tarifario[71]. En términos generales, el ingreso tarifario corresponde a la remuneración que percibe el transmisor

68. Artículo 51° D del DFL N° 1. Derogado por la Ley N° 19.940 de marzo de 2004.
69. Artículo 51° E del DFL N° 1. Derogado por la Ley N° 19.940 de marzo de 2004.
70. Se hace ver que, respecto a la determinación de los pagos de peajes, la ley privilegiaba el acuerdo entre las partes, por lo que los conceptos expresados servían como elementos ordenadores de la discusión, y principalmente, como referencia técnica y conceptual al tribunal arbitral que debía dirimir el conflicto en caso de desacuerdo. El que las resoluciones de peajes fueran el resultado de sucesivos procesos bilaterales restaba coherencia global al resultado de pagos, sin perjuicio del hecho de que los tribunales arbitrales fueron validando y/o adoptando metodologías y criterios cada vez más estandarizados, por ejemplo, el uso de las mismas metodologías para determinar el uso compartido *(Método GGDF, ver punto 4.5.3.3)*. Con el tiempo, los criterios y metodologías que se mostraron más adecuados fueron incorporados en normas reglamentarias - DS N° 327, 1997 y sus modificaciones - aunque sin dejar de cumplir la ley en el sentido de privilegiar el acuerdo bilateral entre las partes.
71. Ver capítulo 3.

como resultado de las transacciones de energía y potencia entre agentes que operan en el mercado *spot*, valorizadas a costo marginal en cada una de las barras del sistema de transmisión en que ellas se producen. Las diferencias de precios entre las distintas barras reflejan los costos marginales de corto plazo, que corresponden sólo al costo marginal de las pérdidas de transmisión[72]. Este monto, vistas las grandes economías de escala existentes en transmisión, no es suficiente para cubrir los costos totales del sistema y que corresponden a la anualidad de las inversiones más los costos de operación y mantenimiento, luego el ingreso tarifario no puede definirse por sí solo como la remuneración que los agentes usuarios del sistema deben aportar como pago de la transmisión. Es por ello que la ley determinó que los usuarios paguen además un peaje, que en conjunto con el ingreso tarifario, remunere el costo total de la transmisión. La normativa lo sintetizaba así:

> *El uso a que se refiere el artículo anterior da derecho al propietario de las líneas y subestaciones involucradas a percibir una retribución constituida por el ingreso tarifario, el peaje básico y, cuando corresponda, el peaje adicional.*
>
> *El ingreso tarifario es la cantidad que percibe el propietario de las líneas y subestaciones involucradas por las diferencias que se produzcan en la aplicación de los precios de nudo de electricidad que rijan en los distintos nudos del área de influencia respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía, en dichos nudos.*
>
> *El monto del peaje básico es la cantidad que resulta de sumar las anualidades correspondientes a los costos de operación, de mantenimiento y de inversión en las líneas, subestaciones y demás instalaciones involucradas en un área de influencia, deducido el ingreso tarifario anual señalado en el inciso anterior. A este efecto, dicho ingreso se estimará para un período de cinco años, sobre la base de los precios de nudo vigentes a la fecha de determinación del peaje, en condiciones normales de operación esperadas[73]. El peaje básico se pagará a prorrata de la potencia máxima transitada por cada usuario, respecto de la potencia máxima total transitada por todos los usuarios incluido el dueño de las líneas, subestaciones y demás instalaciones referidas.*[74]

Todas estas definiciones constituían los lineamientos conceptuales del procedimiento, pues los montos de peajes básicos y adicionales, conforme lo disponía la norma legal, se pactaban bilateralmente entre usuarios y transmisores con contratos de 5 años de duración, y en donde los cálculos requeridos se efectuaban al efecto en cada una de estas instancias bilaterales[75]. Habiendo pactado los montos de peajes en función de un ingreso tarifario esperado, la norma legal asumía que el transmisor la percibiría mediante los ingresos tarifarios originados en las transacciones de compra y venta de corto plazo ocurridas en la operación real, completando de este modo la remuneración total[76].

El concepto de acuerdo bilateral para determinar los peajes en cada caso suponía el acuerdo respecto del valor de las inversiones involucradas, de la extensión del área de influencia de las centrales, del monto de las prorratas correspondientes, así como respecto de otras variables requeridas para establecer la operación esperada del sistema. Visto el potencial de conflicto que podía darse entre las partes, el DFL N° 1 previó la existencia de un tribunal arbitral.

72. *Ídem* nota anterior.
73. Este concepto de ingreso esperado, reforzó formalmente la idea de que los peajes deben pagarse conforme un uso esperado de las instalaciones.
74. Artículo 51° C del DFL N° 1. Derogado por la Ley N° 19.940 de marzo de 2004.
75. Nótese que la ley establecía que los ingresos tarifarios esperados se determinaban utilizando los precios de nudo y no los precios *spot*. Esto se debe a que los legisladores de la época consideraron que una ley que detallaba el cálculo de peajes no podía apoyarse en precios *spot* cuya metodología de cálculo no estaba definida en la misma ley sino que en una norma reglamentaria, a saber, el Decreto Supremo N° 6 de 1985. Se consideró que como el precio de nudo era el promedio de los costos marginales esperados, podía ser usado como *proxi* de éstos. En la práctica, como la ley señalaba que las partes - transmisor y usuario - podían acordar condiciones distintas, los contratos de peajes establecieron que el ingreso tarifario se calculaba con los precios *spot*.
76. Nótese que, en todo caso, la ley no garantizaba la recaudación global.

Al respecto la ley señalaba:

Toda controversia que surja entre el propietario de las líneas y subestaciones involucradas y cualquier interesado en constituir una servidumbre o quien hace uso de ellas o entre estos últimos entre sí, relacionada con servidumbres de paso de energía eléctrica y, en particular, las dificultades o desacuerdos referidos a la constitución, determinación del monto de peajes y sus reajustes, proposición y antecedentes que debe proporcionar el propietario en conformidad al artículo 51ºF, el cumplimiento, validez, interpretación, terminación y liquidación de convenios o fallos arbitrales relacionados con estas servidumbres, serán resueltos por un tribunal arbitral compuesto por tres árbitros arbitradores designados, uno por cada una de las partes, y un tercero, que deberá ser abogado, elegido por los dos primeros de común acuerdo y, en caso de desacuerdo, por la justicia ordinaria.

El tribunal arbitral actuará en calidad de arbitrador y fallará en única instancia[77].

Este tribunal se constituía conforme el procedimiento *ad-hoc* establecido en la ley para cada conflicto en particular.

4.4.3. Análisis crítico de la operatoria de las regulaciones de transmisión antes de la Ley Nº 19.940. Efectividad de la regulación en desarrollo de inversiones. Conflictos.

El DFL Nº 1 de 1982 introdujo los elementos conceptuales básicos - no necesariamente simples - para una adecuada regulación del segmento de transmisión. En efecto, la constatación del carácter monopólico de la actividad, la obligación de acceso abierto y la obligación de ampliación para las líneas desarrolladas conforme derechos otorgados por el Estado, la remuneración según el concepto de VNR, el concepto de ingresos tarifarios, y por último, la idea de que existen sistemas funcionales al desarrollo y operación de la generación y otros funcionales a la comercialización de energía, son todos conceptos que estuvieron contenidos en la normativa legal derogada, y que por su relevancia técnica y económica se consideraron también en las disposiciones de la enmienda legal introducida en el año 2004 a través de la Ley Nº 19.940.

Sin embargo, los procedimientos concebidos en la antigua norma legal para alcanzar el logro de los objetivos regulatorios buscados, presentaron en su último período de aplicación algunos problemas que tuvieron como consecuencia que los operadores de sistemas de transmisión no integrados verticalmente no fueran remunerados correctamente por sus inversiones; que se evidenciaran cuellos de botella en el sistema por falta de inversión, y en definitiva, que se instalaran niveles de incertidumbre no deseados en el ámbito de las decisiones de inversión, tanto de transmisión como de generación. Estos problemas se presentaron básicamente en el nivel de los sistemas de transmisión de mayor nivel de tensión.

La razón de lo anterior pareció situarse, por una parte, en el alto grado de descentralización contemplado para el desarrollo de los sistemas de transmisión. Como se ha señalado, el diseño original establecía que el desarrollo de los sistemas se producía como decisión de algún agente productor o comercializador, quien pactaba con un operador de transmisión el levantamiento de proyectos que fueran funcionales a las decisiones de inversión o comercialización de los primeros. Para que esta descentralización operara efectivamente, debía existir una correcta asignación de las señales de precio que los agentes activos - generadores y comercializadores - percibían a efectos de la colocación de su producto en el mercado. Como, por otra parte, la asignación de uso no era clara, ni lo suficientemente estable, los precios no reflejaban correctamente los

77. Artículo 51ºG del DFL Nº1. Derogado por la Ley Nº 19.940 de marzo de 2004.

costos de transmisión[78]. Cuando se señala que la asignación de usos no era clara, debe entenderse tanto la asignación de uso producción-comercialización, como el uso que el análisis de la utilización compartida de las redes asignaba a cada agente activo en particular. Los usos y pagos eran determinados en definitiva por los tribunales arbitrales constituidos para resolver las controversias que se presentaran en cada negociación bilateral de peajes de transmisión. Los precios regulados, por su parte, se determinaban con prescindencia de la asignación de peajes de transmisión asignables a comercialización. Aun cuando este desajuste no era generalizado, sí tuvo impactos en el desarrollo de la transmisión más alejada del centro de gravedad del mercado[79].

A pesar de los intentos de ordenamiento reglamentario - básicamente el DS Nº 327 de 1997, cuya aplicación no estuvo exenta de conflictos - el desajuste señalado terminó por entenderse como un problema estructural, por lo que se adoptó la decisión de introducir importantes cambios legales en el terreno de los procedimientos, dando origen a la Ley Nº 19.940.

4.5. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA LEGISLACIÓN Y LA NORMATIVA: LA LEY 19.940 DE MARZO DE 2004.

Como se ha señalado, la Ley Nº 19.940, publicada el 13 de marzo de 2004, modificó sustancialmente el régimen regulatorio de la transmisión. Sus principales características son las siguientes:

- La identificación y/o distinción, en cada sistema eléctrico de gran tamaño, de un sistema de transmisión troncal, de un conjunto de sistemas de subtransmisión y de un conjunto de instalaciones adicionales, reconociendo para cada uno de estos segmentos una funcionalidad diversa, y regulando su operación consistentemente con ello.

- La definición del segmento de transmisión troncal y de subtransmisión como actividades de servicio público, con acceso abierto y obligación de ampliación.

- El establecimiento de un procedimiento de decisión centralizada para materializar los aumentos de capacidad en el sistema de transmisión troncal.

- El establecimiento de un sistema de peajes regulado para remunerar las instalaciones de transmisión, asignando responsabilidades por usos e identificando usuarios.

- La identificación de sistemas eléctricos de tamaño intermedio, verticalmente integrados en los segmentos de generación, transmisión y distribución, estableciendo para ellos regulaciones consistentes con sus características distintivas.

- El establecimiento de una regulación especial para enmarcar las decisiones de desarrollo y las operaciones de comercialización en caso de interconexión de sistemas eléctricos preexistentes.

78. Estos problemas se evidenciaban específicamente en el SIC, sistema en el cual la venta a precios regulados - precios de nudo - representaba más del 60% de las ventas totales. Los precios de nudo aplicables a las ventas de generadores a distribuidores se determinaban considerando los costos marginales a nivel de generación - transmisión, los que en su componente de transmisión incorporaban solamente el costo marginal del sistema de transmisión. Dada la existencia de economías de escala en la actividad, dicho costo no cubre el costo total, de allí la necesidad de que el transmisor reciba, además, el peaje. Este peaje, en la porción correspondiente a comercialización debió incorporarse explícitamente en los precios de nudo de los comercializadores, situación que el esquema anterior a la Ley Nº 19.940 no consideraba.

79. El caso más evidente estaba constituido por los requerimientos de inversión no atendidos en la zona sur del país, específicamente, en el tramo Charrúa- Temuco, el cual a pesar de los crecimientos de demanda, y de operar saturado en ciertas condiciones de operación, no era objeto de ningún plan de ampliación.

- El establecimiento de una nuevo sistema de resolución de conflictos.

- La incorporación del derecho de los usuarios a participar en los procedimientos y estudios que determinan peajes y tarifas.

La Ley Nº 19.940 sacrificó los altos niveles de descentralización en la aplicación de las regulaciones del segmento que la norma anterior entregaba a los acuerdos directos de los agentes, a cambio de la instauración de una regulación más centralizadora y ordenadora, que entregara certezas respecto del desarrollo de inversiones oportunas y eficientes conforme una visión integradora, y al mismo tiempo otorgara certidumbre a todos los agentes respecto a los flujos de ingresos y costos esperados originados en este segmento.

4.5.1. La separación de los segmentos Transmisión Troncal, Subtransmisión y Sistema Adicional.

El primer concepto que la Ley Nº 19.940 aporta es la separación o distinción de las instalaciones de transmisión en sus tres categorías fundamentales, a saber, las instalaciones del Sistema Troncal, las instalaciones del Sistema de Subtransmisión, y las instalaciones del Sistema Adicional. Esta distinción previa facilita la asignación de los usos de los respectivos sistemas por parte de los agentes generadores, distribuidores y clientes no sometidos a regulación de precios, en orden a establecer los pagos de cada uno de estos agentes usuarios.

Debe notarse que, en el entendido de que tal calificación se constituya en una asignación relativamente estable - la idea es que efectivamente lo sea - permite a todos los agentes tener una idea acotada de lo que serán sus flujos de costos futuros por uso del sistema de transmisión[80].

Se hace ver, además, que una separación funcional como la prevista por la Ley Nº 19.940, puede efectuarse en la medida que ella sea aplicada sobre un sistema suficientemente desarrollado, en el cual son identificados nodos principales de consumo y generación y las topologías de abastecimiento correspondientes[81].

4.5.2. La actividad de Transmisión Troncal y Subtransmisión como actividades de servicio público. Acceso abierto.

El DFL Nº 1, antes de ser modificado por la Ley Nº 19.940, establecía el acceso abierto a través de la introducción del concepto o figura legal de la servidumbre de paso. Como se ha señalado, la imposición de esta servidumbre, la que podía ser efectuada por cualquier agente que quisiese transitar energía y potencia a través de la red existente, debía ser soportada obligatoriamente por el transmisor como contraposición al derecho que éste tenía a imponer servidumbres prediales, vista su calidad de concesionario de transporte, o a utilizar libremente bienes nacionales de uso público, si contaba con los permisos correspondientes.

De esta forma, se concretaba el acceso abierto a la red, o si se quiere, la obligación de servicio impuesta a la actividad, vista la característica monopólica que exhibe la operación de la red de transporte. Asimismo, existían los procedimientos para concretar la ampliación de las instalaciones existentes, los cuales obligaban al

80. En particular, el monto por pagos de peajes de transmisión, puede constituirse en una variable decisoria en la evaluación de un proyecto de generación, decidiendo su localización y/o su momento de puesta en marcha.

81. La noción de un sistema troncal o principal es anterior a la Ley Nº 19.940, y se observa, además, en las normativas que regulan la transmisión en varios otros países.

transmisor sujeto de servidumbres de paso, a pactar la magnitud y costo de ésta con el interesado en que dicha ampliación se efectuara, resolviendo el tribunal arbitral en caso de discrepancia[82].

Existía entonces la obligación de servicio para el transmisor así como la obligación de ampliación, ambas en un esquema de acuerdo bilateral.

La Ley Nº 19.940 modificó este concepto estableciendo la actividad de transmisión troncal y la actividad de subtransmisión formalmente como actividades de servicio público. Si bien el texto legal no señala expresamente las obligaciones de esta transmisión de servicio público, se entiende que califica a los segmentos aludidos como prestando un servicio de interés general, de prestación continua, con obligación de servicio y obligación de ampliarse a requerimiento de las necesidades de la demanda[83].

El texto legal es explícito en declarar a la transmisión troncal y a la subtransmisión como segmentos de acceso abierto, declaración que resulta necesaria para distinguir los sistemas adicionales. En efecto, en el caso de los sistemas adicionales, la ley no los califica como de servicio público, e impone sobre ellos el acceso abierto sólo en el caso de aquellas instalaciones que se hubieren constituido a través del sistema de concesiones o que utilicen bienes nacionales de uso público en su trazado. Asimismo, y en estos casos, la obligación de acceso abierto se limita a aquellos sistemas que dispongan de capacidad.

En tanto actividades de servicio público, se establece entonces la obligación de servicio y obligación general de ampliación en los segmentos de transmisión troncal y de subtransmisión, conforme los procedimientos para decidir el desarrollo que la ley define en cada caso - un procedimiento de decisión centralizada en el caso del sistema troncal y un sistema unilateral conforme requerimientos identificados por el operador en el caso de la subtransmisión -. La transmisión adicional mantiene el concepto de acceso abierto en un esquema de acuerdo bilateral, pero limitado a la capacidad remanente de las instalaciones.

Se hace notar que la Ley 19.940 establece de otro modo obligaciones que ya estaban presentes en el DFL Nº 1 de 1982, si bien los procedimientos para su materialización obedecían a acuerdos bilaterales y se sustentaban en el derecho a imponer servidumbres solicitado por el transmisor. Con la Ley 19.940 la obligación del transmisor emana de la calificación que la autoridad haga de cada instalación, si bien ella debe responder a los criterios de funcionalidad que están preestablecidos en la ley.

4.5.3. Transmisión Troncal.

El Sistema de Transmisión Troncal corresponde al conjunto de instalaciones de uso común por todos los agentes del sistema, sean ellos generadores o comercializadores. Esta calificación del uso supone entonces que el costo del sistema troncal será solventado en cierta proporción por los generadores, en tanto el sistema sostiene la actividad económica de producción permitiendo la colocación de la energía a precios determinados por su disponibilidad geográfica, y por los comercializadores, en tanto el sistema opera como respaldo de los contratos que comprometen sus operaciones de comercialización. Se entiende además que los costos de

82. Nótese, en todo caso, que si no había interesados en practicar estas ampliaciones, la misma no se ejecutaba aun cuando fuera necesaria para la operación del sistema. Esta divergencia entre el interés del sistema y los intereses de los agentes llamados a costear las ampliaciones requeridas, se producía necesariamente por discrepancias entre los costos de transmisión correspondientes y la expectativa de beneficios visto el perfil de precios aplicables al producto final, conforme se señaló en 4.4.3.

83. En efecto, en el concepto de la Ley Nº 19.940, la transmisión de servicio público debe ampliarse para atender los crecimientos de la demanda, sin requerir la solicitud de un usuario en particular, si bien los sistemas troncal y de subtransmisión seguirán procedimientos distintos para lograr este objetivo, conforme se describe más adelante.

comercialización, incluidos los costos por uso del sistema troncal, serán traspasados a los precios finales. Se entiende entonces que el sistema troncal es financiado conjuntamente por la generación y por la comercialización o demanda.

Este uso común se distingue del uso que los agentes hacen de otras instalaciones del sistema como, por ejemplo, los sistemas de subtransmisión. En efecto, en este caso las instalaciones no están dispuestas para el uso de todos los agentes, sino que para el uso de un conjunto restringido determinado por la localización de la demanda final, debiendo ser solventadas por ella[84]. Lo mismo puede plantearse respecto del uso de aquellas instalaciones de transmisión dispuestas para la inyección de energía de centrales específicas, o respecto de aquellas instalaciones destinadas a abastecer a un cliente en particular.

Respecto a la definición y caracterización del sistema troncal, la ley señala en el Artículo 71°-2:

Cada sistema de transmisión troncal estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que sean económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico respectivo, bajo los diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y las normas técnicas.

Las instalaciones pertenecientes a cada uno de los tramos del sistema de transmisión troncal deberán cumplir con las siguientes características:

a. Mostrar una variabilidad relevante en la magnitud y dirección de los flujos de potencia, como resultado de abastecer en forma óptima una misma configuración de demanda para diferentes escenarios de disponibilidad del parque generador existente, considerando las restricciones impuestas por el cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad de servicio, incluyendo situaciones de contingencia y falla.

b. Tener una tensión nominal igual o mayor a 220 kilovolts.

c. Que la magnitud de los flujos en estas líneas no esté determinada por el consumo de un número reducido de consumidores.

d. Que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras.

e. Que la línea tenga tramos con flujos bidireccionales relevantes.

No obstante, una vez determinados los límites del sistema de transmisión troncal, se incluirán en él las instalaciones interiores que sean necesarias para asegurar la continuidad de tal sistema.

Se observa que la ley se aproxima a la identificación del sistema troncal en dos instancias. Primero, definiéndolo formalmente como el sistema que permite el abastecimiento de la totalidad de la demanda, bajo distintos escenarios de configuración de la oferta de energía en el corto plazo, y segundo, caracterizando sus instalaciones conforme un

84. Esto quiere decir, por ejemplo, que el precio de comercialización de la energía en la zona de Concepción, sólo debe incluir costos de subtransmisión locales y no costos ocasionados por la existencia del sistema de subtransmisión que abastece Santiago. En cambio, tanto los usuarios de Santiago como los de Concepción deben participar - a través de los precios - en el financiamiento del costo del sistema troncal, si bien lo harán en distintas proporciones conforme se explica más adelante.

procedimiento que analiza cada tramo candidato, incorporándolo o no al sistema. Finalmente, como el procedimiento de caracterización pudiere no calificar como troncales tramos interiores del sistema, la ley ordena incorporarlos, asegurándose de tener un sistema conexo o continuo según se expresa en el último inciso del artículo transcrito.

Las características a) y e) del sistema, son similares, y se refieren a reconocer el sistema troncal como aquél que sustenta las operaciones de intercambio entre generadores, derivadas del despacho económico del sistema eléctrico. En efecto, es propio de sistemas con alta composición hidráulica - como es el caso del SIC - presentar sistemas de transmisión con alta variabilidad en la magnitud e incluso en el sentido de los flujos, cuando se analiza las posibilidades de abastecimiento de un nivel dado de demanda. Estas posibilidades están dadas por la disponibilidad hidrológica. En efecto, en el caso de un año de abundancia hídrica, se tenderá a abastecer la demanda con centrales hidráulicas, dirigiéndose los flujos de energía desde la localización de estas centrales hasta los puntos en que la demanda se ubica. En un año seco, la demanda se abastecerá con centrales térmicas, generalmente ubicadas más cerca de los grandes centros de consumo. En este caso, los flujos de energía emanarán desde estos puntos, dirigiéndose hacia todos los puntos de consumo, y en particular, hacia la zona en donde su ubican las centrales hídricas que eventualmente no tienen recursos para abastecer la demanda en su zona circundante. Esto es, el flujo se revierte.

Es importante notar que esta variabilidad en la magnitud de los flujos se refiere a las formas posibles de abastecer una misma configuración o vector de demanda en el sistema, descartando de esta forma la variabilidad que se produce cuando la demanda está cambiando. En efecto, un sistema de subtransmisión, bien calificado como tal, podría exhibir una alta variabilidad si la carga se muestra muy variable y/o si se alimenta una carga con una topología enmallada[85]. Es por esta razón que el conjunto de criterios de caracterización incluye lo dispuesto en las letras c) y d), y que constituye la operación lógica de negar la posibilidad de que el tramo en análisis sea un sistema de subtransmisión (c), o un sistema adicional (d).

Finalmente, se incluye una característica de nivel de tensión. Se entiende que el sistema troncal, y cuando se trata de largas distancias a cubrir como en el caso de Chile, se construye para soportar una gran capacidad de transporte, y consecuentemente, en altos niveles de tensión. Como la tensión nominal es más fácil de identificar que la capacidad, esta última sujeta a condicionamientos operativos[86], la ley caracterizó el tramo sólo en términos del valor de la tensión[87].

4.5.3.1. Asignación de uso a la producción y a la comercialización. Área de Influencia Común y Sistemas Laterales.

Definidos los límites del Sistema Troncal, corresponde efectuar la asignación de responsabilidades de pago conforme el uso que los agentes efectúan de este sistema. La asignación de uso se presenta en principio aplicando una primera diferenciación entre usos asignados a la generación y usos asignados a la comercialización o demanda.

En este sentido resulta útil revisar el procedimiento de aproximación que la normativa desarrolla para calificar el uso de la totalidad de las instalaciones de transmisión del sistema eléctrico. En efecto, la norma se basa en calificar *a priori* los usos que resultan evidentes, como es el caso de los sistemas de subtransmisión, los cuales quedan asignados totalmente a la

85. Un sistema enmallado es aquél que puede alimentar una misma carga o consumo por diferentes vías de alimentación. Los sistemas enmallados presentan altos estándares de seguridad de suministro, pues ante fallas o indisponibilidades de una línea, la carga puede seguir abasteciéndose.
86. La capacidad efectiva de una línea depende, entre otros, de la temperatura ambiente. Dado esto, las capacidades nominales se especifican indicando la temperatura a la ésta cual fue medida.
87. Esta definición y caracterización de sistema todavía no ha sido aplicada, pues la Ley N° 19.940 estableció por extensión en su articulado transitorio a las instalaciones que conforman cada uno de los sistemas troncales del SIC y del SING, para efecto de la primera fijación de valores tarifarios.

demanda[88], o los sistemas adicionales, los cuales quedan asignados en su totalidad a la generación, en caso de tratarse de líneas de inyección, o la demanda, en caso de tratarse de sistemas dedicados exclusivamente a alimentar a consumos no regulados aislados de los sistemas de subtransmisión. Esta calificación constituye una aproximación que permite el despeje de un subconjunto de instalaciones en términos de su calificación de uso. Efectuada ella, el conjunto remanente de instalaciones - el sistema troncal - que corresponde a instalaciones de uso común por generación y consumo, se mantiene pendiente respecto a la calificación de uso, precisamente por no ser evidente una asignación apriorística como la efectuada en los otros sistemas[89]. En este contexto, y con el objeto de establecer el uso que la generación o la comercialización hacen del sistema troncal, se pueden aplicar los mismos conceptos que permitieron una calificación ***a priori*** del resto de los sistemas.

En efecto, en el caso de los sistemas de subtransmisión, éstos se caracterizan por estar destinados a abastecer una carga o demanda localizada. En otras palabras, en términos generales, se espera en estos sistemas que el nivel del flujo de energía quede determinado por dicha carga, y se oriente permanentemente hacia ella. Si se observara un flujo en sentido contrario a la carga - esto es, viniendo desde el punto de localización de dicha carga - el criterio de operación en contracorriente señalaría que dicho sistema no puede entenderse usado por dicha carga, y por tanto no debe ser remunerado por ella sino que por el agente que da origen al sentido del flujo, por ejemplo, una central generadora que inyecta su producción en el sistema de subtransmisión. El mismo tipo de razonamiento es aplicable al caso de los sistemas adicionales de inyección. En efecto, un sistema queda calificado ***a priori*** como un sistema adicional de inyección si se entiende que está dispuesto para evacuar la energía de la central, o dicho de otro modo, si el flujo de energía se dirige por el sistema en cuestión desde la central hacia el resto del sistema eléctrico que constituye su mercado. El criterio de operación a contracorriente señala que si el flujo fuera en sentido inverso, la línea en análisis no podría ser calificada como sistema adicional de inyección, al menos para esa central[90].

La aplicación de estos principios para calificar el uso de las instalaciones del sistema troncal tiene que tener en cuenta que:

- No existe - por definición - una única carga localizada respecto a la cual medir o referir el sentido de los flujos.

- La dirección de los flujos en el sistema troncal - por definición - no es estable.

El caso del sistema eléctrico chileno[91], presenta la particularidad de ser bastante extenso y longitudinal, presentando además una muy fuerte concentración de capacidad de generación y de demanda en la zona central comprendida entre Santiago y Concepción. Por otra parte, en esta zona se tienden a localizar las centrales que determinan los costos de desarrollo o costo marginal de largo plazo de generación. Esta situación permite aproximarse al problema de la localización diversa de las cargas y de la generación, reconociendo y estableciendo dicha zona como un ***área de influencia común.*** De esta forma, individualizada dicha área, se resuelve el problema de establecer una referencia para calificar el sentido de los flujos en todas las instalaciones del sistema troncal que acceden a aquélla. Por su parte, la alta variabilidad que ellos presentan, obtenida ésta de analizar los diferentes escenarios de oferta para un nivel dado de demanda, permite computar en cada tramo del sistema la proporción del tiempo en que ellos se dirigen hacia el área de influencia común, así como su fracción complementaria. La primera proporción señalada indicaría el porcentaje en que el costo de la

88. Con la sola excepción de aquellos casos en que centrales generadoras que inyectan energía en sistemas de subtransmisión producen una reversión de flujo proveniente del sistema troncal. En ese caso, la central en cuestión se hace cargo de pagar una proporción del costo del sistema de subtransmisión.
89. Nótese que la definición y caracterización formal del sistema troncal contenida en el Artículo 71º- 2, supone formalmente que las instalaciones de subtransmisión y las instalaciones adicionales pueden ser calificadas en esencia antes de determinar el sistema troncal.
90. Se hace ver que el criterio de operación a contracorriente - que determina en forma importante la asignación de usos en los sistemas de transmisión de servicio público - no aparece referido por la ley en el caso de los sistemas adicionales. Debido a que el uso de sistemas adicionales por terceros se rige por contratos bilaterales, si se originare controversia para la aplicación de un criterio de contracorriente que eximiera de pago a algún agente, ésta debe ser resuelta por el Panel de Expertos.
91. Entiéndase el SIC. El caso del SING presenta singularidades tales que el sistema troncal se reduce a un número muy reducido de instalaciones.

instalación en análisis debería ser remunerado por el segmento generación. El complemento, que representa la proporción del tiempo que el flujo se dirige desde el área de influencia común hacia la generación, debe ser solventado por la demanda hacia la cual se dirige el flujo de energía proveniente del área de influencia común (ver Figura Nº 3).

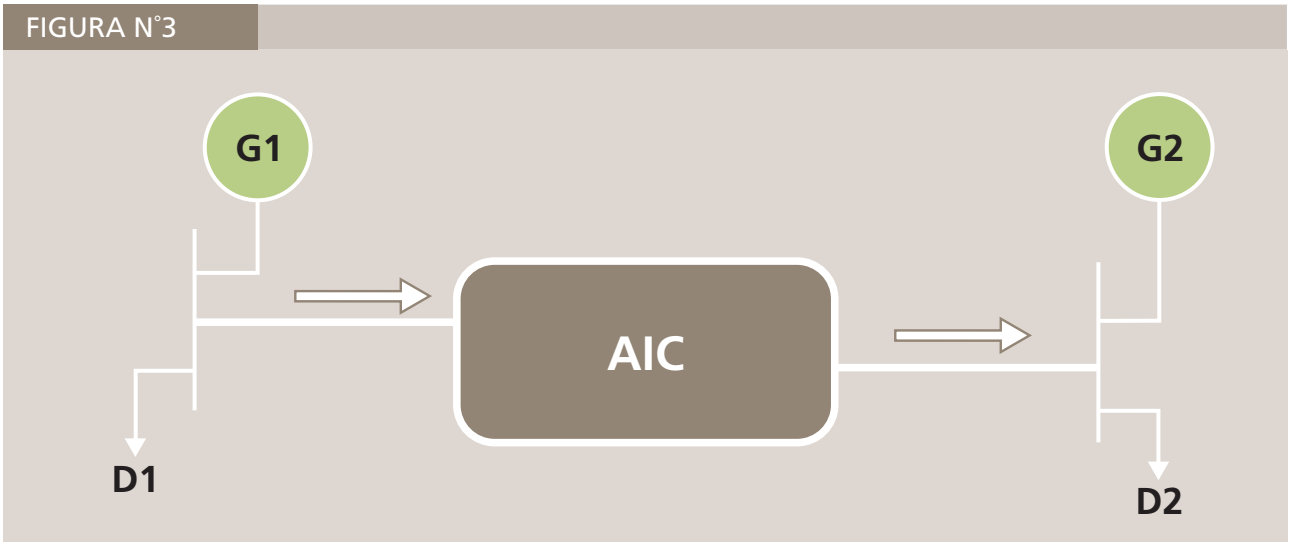
Como anteriormente se destacó, en el área de influencia común se producen los precios del mercado de generación, motivo por el cual el uso de las instalaciones que salen desde ella equivale al transporte de energía desde el mercado hasta la localización de los consumos. Como el consumo paga a través de los precios nodales solamente las pérdidas marginales, se requiere que éste asuma el costo del peaje por las instalaciones que usa para el transporte de energía en dichas instalaciones laterales[92].

Las instalaciones de transmisión utilizadas con uso atribuible a generación se remuneran por los generadores involucrados. Como los precios nodales en el punto de inyección consideran solamente las pérdidas marginales, el generador debe pagar los peajes por las líneas que acceden al área de influencia común.

Para la introducción de los conceptos anteriores, la ley definió que el Área de Influencia Común - AIC - corresponde a la zona al interior del Sistema Troncal en la cual se contiene la mayor proporción de demanda, la que contiene la mayor proporción de generación - y por tanto aquélla en la cual se verifica la mayor concentración de transacciones o intercambios comerciales en el mercado mayorista - y es a la vez la que concentra la mayor proporción del costo de transmisión por unidad de energía inyectada. Se ha definido la regla de asignar el 80% del costo de estas instalaciones a generación y el 20% a consumo, la que se basa en un criterio de uso ***a priori*** por generación y consumo, considerando los nodos del área de influencia común hacia los que fluyen inyecciones marginales de generación y desde donde provienen extracciones marginales de consumo.

En el resto del sistema, digamos, en los sistemas laterales al AIC, se establece un criterio de prorrateo determinado por la dirección de los flujos en los términos señalados, esto es, la proporción del tiempo en que los flujos de energía en una instalación determinada, se dirijan hacia el AIC, determinará la proporción en que la generación ubicada aguas arriba participará del financiamiento de la instalación respectiva. La proporción complementaria será solventada por la comercialización o consumo, pero sólo aquellos retiros que se ubiquen aguas abajo en el tramo del sistema que se analiza. En la siguiente figura se ilustran las situaciones de pago de las instalaciones laterales por parte de generación y consumo.

FIGURA N°3



92. En el capítulo 3 fue explicada la existencia de economías de escala en el segmento transmisión, las que implican que los costos marginales no remuneran el costo total de la actividad.

En la figura, durante la proporción del tiempo en que el flujo es hacia el AIC, el generador G1 asume el costo del lateral con que se conecta al AIC; en esa misma proporción, la demanda D1 no paga nada. En el otro caso, durante el tiempo que el flujo en el lateral se aleja del AIC, el generador G2 no paga nada en tanto que la demanda D2 asume el pago del lateral.

Los criterios específicos para determinar los límites del AIC en un sistema, fueron establecidos por la Ley N° 19.940 en los siguientes términos (Artículo 71°-30):

Área de influencia común es el área, fijada para efectos de remuneración del sistema troncal, constituida por el conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos de dicho sistema, en la que concurren, simultáneamente, las siguientes características:

1. Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la inyección total de energía del sistema;

2. Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la demanda total del sistema, y

3. Que la densidad de la utilización, dada por el cuociente entre el porcentaje de inyecciones dentro del área de influencia común respecto de las inyecciones totales del sistema y el porcentaje del V.I. de las instalaciones del área de influencia común respecto del V.I. del total de instalaciones del sistema troncal, sea máxima.

El AIC representa en el sistema eléctrico la zona correspondiente al mercado principal, hacia el cual toda la generación se dirige preponderantemente. Los sistemas ubicados fuera del AIC, se entienden dispuestos para permitir a la generación y a la demanda ubicada en ellos el acceso al mercado que se desarrolla en el AIC.

La determinación cuantitativa de estos conceptos corresponde sean efectuados por el CDEC respectivo[93], sobre la base de modelos aprobados por la CNE. En el caso de la determinación de las proporciones conforme las cuales deben ser solventados los sistemas laterales, éstas deben efectuarse en base a simulaciones de la operación esperada del sistema, esto es, considerando valores esperados de demanda y para diferentes configuraciones de la oferta, dada entre otros factores, por la disponibilidad de los recursos hidráulicos para generación conforme la estadística.

Dadas las proporciones en que debe participar la generación y la comercialización en el financiamiento del costo del Sistema Troncal, esto es, en proporciones 80-20% para cada una de las instalaciones contenidas en el AIC respectiva, y determinada la proporción que resulte de la evaluación de los flujos en los respectivos sistemas laterales, se debe establecer la proporción o participación específica de pago de cada agente generador y cada agente comercializador en los respectivos montos totales que se deben financiar. Esto se desarrolla en el punto 4.5.3.3.

4.5.3.2. Concepto de Valor de Inversión (V.I.) y COMA. Peaje de Inyección y Peaje Unitario de Retiro. Ingresos Tarifarios.

Desde el inicio de la aplicación del DFL N° 1 la valoración del costo de los sistemas de transmisión y de distribución se efectuó - para fines tarifarios - conforme el concepto de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).

93. Como fuera dicho, los criterios de caracterización del AIC no serán aplicados sino hasta pasados cuatro años desde la fecha de promulgación de la ley, pues el articulado transitorio de la Ley N° 19.940 definió por extensión las instalaciones contenidas en el AIC de cada sistema eléctrico, esto es, en el SIC y en el SING.

Se entiende por VNR al costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos destinados a prestar determinado el servicio, incluyendo los intereses intercalarios[94], los derechos, los gastos y las indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas, los bienes intangibles y el capital de explotación[95]. Si bien el DFL N° 1 lo definió expresamente en estos términos para hacer referencia al VNR de las instalaciones de distribución, la propia norma hizo extensivo el concepto a la valoración de los sistemas de transmisión para efecto de peajes. En efecto, el VNR sirvió de base para establecer la remuneración que los propietarios de los sistemas de transmisión tenían derecho a percibir por la imposición de las servidumbres de paso. Dicha remuneración se estableció como la anualidad de las inversiones más los costos de operación y mantenimiento: el AVNR + CO&M de las instalaciones. En esta base tarifaria, la anualidad de las inversiones era determinada considerando una tasa de descuento de 10% real anual, y una vida útil para las instalaciones de 30 años.

La Ley N° 19.940, y en lo básico, mantiene este concepto para su consideración en los segmentos de transmisión troncal y subtransmisión, si bien sustituye su nombre por el de Valor de Inversión (V.I.), para distinguirlo de la definición formal de VNR que el DFL N°1 efectúa y que se refiere al segmento de distribución. La norma lo define entonces del siguiente modo (Artículo 71°-10):

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

En el caso de las instalaciones existentes del sistema de transmisión troncal, definidas en el decreto a que se refiere el artículo 71-2[96], el V.I. se determinará en función de sus características físicas y técnicas, valoradas a los precios de mercado vigentes.

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

En el caso de instalaciones futuras, que resulten recomendadas como expansiones óptimas para sistemas de transmisión troncal existentes en el estudio de transmisión troncal y que se establezcan en el respectivo decreto, el V.I. económicamente eficiente será determinado con carácter referencial por el citado decreto. El valor de inversión de instalaciones futuras que deberá reflejarse definitivamente en el pago del servicio de transmisión será el que resulte de la licitación a que se refieren los artículos 71-24 y 71-25[97].

La anualidad del V.I., en adelante "A.V.I." del tramo, se calculará considerando la vida útil económica de cada tipo de instalación que lo componga, según se indique en el reglamento y considerando la tasa de descuento señalada en el artículo 100 de esta ley.

Esta definición, precisa dos aspectos: que el VI de una instalación existente incorpora el costo derivado del uso del suelo conforme el valor efectivamente pagado - si bien indexado - y que la vida útil a efectos de determinar la anualidad respectiva no corresponde a 30 años como en la normativa derogada, sino que esta anualidad se determinará según la vida útil de cada componente de la instalación en cuestión.

94. Costo financiero que se produce en el lapso en que la obra se construye.

95. Es equivalente al Capital de Trabajo.

96. Se refiere al decreto que fija el conjunto de instalaciones de transmisión troncal.

97. Se refiere a las licitaciones por el derecho a explotar la operación de las nuevas obras que se desarrollen por recomendación del estudio. El peaje de las mismas se determinará conforme al valor ofertado en la licitación respectiva.

Asimismo, y para instalaciones nuevas, la norma legal prevé que el VI que deberá reflejarse en tarifas corresponde en definitiva al valor resultante de las licitaciones que se efectúen al momento de desarrollarlas conforme el plan de expansión que decidió su construcción[98].

Respecto de los costos anuales de operación y mantenimiento, la ley redefine también el habitual CO&M agregando a este costo anual el costo de administración. En efecto, conforme el Artículo 71°-9, la base tarifaria de cada tramo del sistema troncal queda definida del siguiente modo:

Para cada tramo de un sistema de transmisión troncal se determinará el "valor anual de la transmisión por tramo", compuesto por la anualidad del "valor de inversión", en adelante "V.I." del tramo, más los costos anuales de operación, mantenimiento y administración del tramo respectivo, en adelante "COMA".

La incorporación o agregación del costo de administración se hace explícita al entender formalmente la ley que las instalaciones de transmisión troncal son operadas por empresas cuyo giro u objetivo es el de empresas transmisoras.

Se establece como base tarifaria entonces al AVI + COMA de cada tramo[99] constitutivo del sistema troncal. Este AVI + COMA, denominado formalmente en la ley como "valor anual de la transmisión por tramo" será determinado conforme los estudios de valorización y expansión que se elaboran cuadrienalmente.

Al igual que la normativa derogada, la Ley N° 19.940 requiere mantener el concepto de Ingreso Tarifario, el que en el caso chileno, se origina en las operaciones de compra venta en el mercado mayorista por la diferencia entre los respectivos costos marginales de corto plazo - precios *spot* - en los extremos emisor y receptor de un tramo determinado. Como se señaló, y en términos generales, la diferencia de precios en los extremos de un sistema de transmisión debería reflejar los costos de transporte involucrados. Sin embargo, en presencia de una tarificación marginalista de corto plazo, este diferencial, que sólo es reflejo del costo marginal de transmisión representado por las pérdidas marginales técnicas producidas en el proceso de transporte, no cubre el costo total de transmisión correspondiente, vista las economías de escala presentes. Como la operación de compra venta arroja dicho saldo, y es necesario que los balances cuadren para cada agente involucrado en la transacción - generador, transmisor y comercializador - tanto el DFL N°1 en sus normas de transmisión derogadas como la Ley N° 19.940 lo computan como el origen de parte de la remuneración que le corresponde percibir, esto es, como parte del valor anual de la transmisión por tramo.

De esta forma, la porción no remunerada por el ingreso tarifario se constituye en el peaje propiamente tal, el cual deberá ser solventado por la generación y por la demanda en las proporciones que les corresponda conforme los criterios de asignación de la ley. El Artículo 71°-29 de la ley lo establece así:

En cada sistema interconectado y en cada tramo, las empresas de transmisión troncal que correspondan deberán recaudar anualmente el valor anual de la transmisión por tramo de las instalaciones existentes, definido en el artículo 71-9. Este valor constituirá el total de su remuneración anual.

Para efectos del inciso anterior, la empresa deberá cobrar un peaje por tramo, equivalente al valor anual de la transmisión por tramo, definido en el artículo 71-9, menos el ingreso tarifario esperado por tramo.

98. Ver punto 4.5.3.6.

99. El tramo corresponde a una denominación convencional que hace referencia a una agrupación de instalaciones o componentes de transmisión, definida para fines tarifarios. Un tramo puede representar a una línea, a una subestación o, en general, a cualquier agrupación de componentes del sistema de transmisión que tenga sentido agrupar para efectos tarifarios. Debe tenerse presente que la remuneración de cada tramo debe ser susceptible de ser asignada, en las proporciones que corresponda, a la generación o al retiro.

El "ingreso tarifario esperado por tramo" es la diferencia que resulta de la aplicación de los costos marginales de la operación esperada del sistema, respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía en dicho tramo, calculados según se señala en el artículo 71-32.

Asimismo, el propietario del sistema de transmisión troncal tendrá derecho a percibir provisionalmente los ingresos tarifarios reales por tramo que se produzcan. El "ingreso tarifario real por tramo" es la diferencia que resulta de la aplicación de los costos marginales de la operación real del sistema, respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía en dicho tramo.

El reglamento deberá establecer los mecanismos y procedimientos de reliquidación y ajuste de estos ingresos tarifarios, de manera de asegurar que la o las empresas de transmisión troncal perciban la remuneración definida en el inciso primero de este artículo y, asimismo, que las empresas propietarias de medios de generación y las que efectúen retiros a que se refiere el artículo 71-8, paguen de acuerdo a los porcentajes de uso señalados en el artículo siguiente.

Al igual que el DFL Nº 1 en su versión anterior, la Ley Nº 19.940 establece que los ingresos producidos en la operación real complementen el monto remunerado por el peaje, el que se determinó como la diferencia del valor anual de la transmisión por tramo menos un valor esperado de ingresos tarifarios, que por construcción es teórico. Sin embargo, la norma nueva aclara que las desviaciones producidas entre lo esperado y lo que efectivamente se produjo en materia de esta variable, deberán eliminarse a través de efectuar una reliquidación, de procedimiento reglamentario, cuyo objetivo es que el transmisor recaude exactamente el valor anual que constituye la base de remuneración a la cual tiene derecho.

Debe notarse que el ingreso tarifario - real o esperado - ya resulta un asignador de pagos por uso, si bien no completo debido a la presencia de economías de escala. En efecto, dicho monto es aportado directamente por el segmento comercializador, quien al comprar energía en el sistema remunera tanto el precio *net back* de la generación como el monto del ingreso tarifario de la transmisión. Es el saldo no cubierto por el ingreso tarifario, entonces, el que debe ser analizado en su asignación de uso a generación y a comercialización - en general y por agente - en los términos que ya se han adelantado en este documento y en la forma de peajes de transmisión.

Establecido entonces el monto que debe ser remunerado por peajes, esto es el AVI + COMA de cada tramo menos el Ingreso Tarifario correspondiente, éste debe ser asignado primero a la generación y a la comercialización, y luego a cada agente generador o comercializador involucrado, conforme se explicó en 4.5.3.1.

Como el régimen de remuneración de la transmisión troncal - de cada tramo de ella - supone el aporte anual de un flujo monetario continuo y constante, su aplicación en tanto aporte anual puede ser efectuada sin problemas sobre el segmento generador, esto es, determinar para cada agente o central generadora el correspondiente pago fijo anual que constituye su peaje y que se determina como la participación de este agente en el pago total de peajes que debe efectuar el segmento generador en cada tramo, conforme al uso esperado que todas las centrales hacen de cada tramo del sistema para los siguientes cuatro años, es decir, el peaje constituye un pago hundido, se despache o no una central en la práctica[100]. La suma de la participación de una central sobre todos los tramos del sistema constituye el total del peaje anual a remunerar por esa central.

100. La Ley Nº 19.940 es explícita en términos de señalar que los pagos de peajes se basan en el uso esperado de las centrales. Esto está expresamente establecido en el Artículo 71º-30 y 71º-32 de la ley.

En el caso del segmento comercializador se requiere una aplicación un poco más compleja, pues estos agentes son más difíciles de individualizar - pueden haber clientes finales retirando energía directamente del sistema - y al mismo tiempo representa un conjunto que puede ir modificándose en el tiempo con una frecuencia relativamente alta. Para ello entonces, la Ley Nº 19.940 estableció el peaje de retiro en la forma de un peaje unitario. Se establece así, en cada barra de retiro o de comercialización del sistema troncal, un valor unitario por energía retirada, determinado como la suma, para todos los tramos del sistema, de la participación, determinada para la barra en análisis, en el pago total que la comercialización debe efectuar para cada tramo, dividido por un valor esperado de la energía total retirada en la barra. Este peaje unitario permite asignar a cada agente que retira el monto de pagos anuales en proporción a la energía efectivamente retirada. Como pueden existir desviaciones entre el monto de la energía efectivamente retirada y el monto esperado con el cual se determinó el valor unitario del peaje, la ley establece se efectúen las reliquidaciones correspondientes, imputando las diferencias negativas o positivas al peaje de comercialización a recaudar en el siguiente período de facturación, de modo que la empresa transmisora reciba siempre el AVI + COMA de cada uno de sus tramos[101].

El peaje resultante para cada central generadora se denomina Peaje de Inyección, el que, como se señaló, corresponde a un monto fijo anual a pagar por parte de ella al propietario de sistema troncal. El peaje que debe pagar el retiro se denomina Peaje Unitario de Retiro, y corresponde a un valor a pagar por unidad de energía retirada, en que cada barra del sistema, corresponde a un precio diverso.

Las participaciones de cada central y de cada barra de retiro en cada tramo del sistema se determinan, conforme se señaló en 4.5.3.1, usando un método de participación de flujos[102] cuyas características específicas no están definidas en la ley, delegando las definiciones y procedimientos correspondientes al diseño reglamentario. En todo caso, como ya se señaló, las simulaciones y cálculos correspondientes deberán ser efectuados por el CDEC respectivo sobre la base de modelos aprobados por la Comisión.

Por último, la ley señala que los montos de peajes deben ser revisados anualmente en caso de que no se cumplan los supuestos asociados a fechas de instalación y/o localización de centrales e instalaciones de transmisión futuras.

En resumen, se trate del AIC o de los sistemas laterales, el propietario de las instalaciones troncales correspondientes tiene derecho a percibir anualmente un monto de remuneración fija igual al AVI + COMA de sus instalaciones. Descontado el ingreso tarifario por tramo, las centrales generadoras contribuyen al pago de dichos tramos conforme a una proporción fija - 80 % - en el AIC, y en el resto de las instalaciones, conforme a una proporción que varía según el sentido de los flujos esperados en cada una de ellas. Cada central participa a su vez con una prorrata que da cuenta del uso esperado que ella hace de las instalaciones en el horizonte de cuatros años, determinando el valor fijo anual a pagar. El conjunto del retiro participa en la proporción complementaria en cada caso. El monto anual correspondiente se prorratea entre todas las barras de retiro y se fija como un valor unitario por energía retirada conforme la energía anual de retiro proyectada en la barra correspondiente. En caso de desviaciones de la energía real respecto a la proyectada debe efectuarse la reliquidación correspondiente de modo de completar el monto fijo a remunerar por el retiro según la proporción que le correspondía en un año determinado. El transmisor recibirá anualmente el monto anual de peajes de inyección, el monto anual de los peajes de retiro y, provisionalmente, los ingresos tarifarios originados en la operación real. En caso de desviaciones del ingreso tarifario real respecto al ingreso tarifario espera-

101. Artículo 71º-29, primer inciso y 71º-30, último inciso.

102. Las características de estos modelos de describen en el punto siguiente.

do con el cual se determinó el monto de los peajes, debe efectuarse la reliquidación correspondiente. Es decir, las reliquidaciones tienen dos fuentes: las desviaciones de la demanda respecto a la demanda estimada, y las diferencias respecto a los ingresos tarifarios estimados.

4.5.3.3. Asignación de costos a centrales de generación y a barras de retiro. Métodos de participación de flujos (GGDF-GLDF, otros).

Conforme se ha señalado en el punto 4.5.3.1, la participación de cada central y de cada barra o nudo de retiro en el financiamiento de cada tramo del Sistema Troncal, debe determinarse conforme la ley lo señala, mediante modelos de participación de flujos. Dichos modelos se basan en metodologías desarrolladas en el ámbito de la ingeniería eléctrica, y apuntan a establecer la contribución que una unidad de generación o de retiro presenta en el flujo total observado en un tramo del sistema de transmisión, y para una configuración dada de operación.

El método más utilizado - al menos en Chile - es el de los *Generalized Generation Distribution Factor (GGDF)*, el que permite, para un punto de operación dado del sistema caracterizado por un vector de demanda y un despacho de centrales que lo abastece, componer el flujo de potencia de cada tramo del sistema como la sumatoria de las potencias aportadas por cada central en dicho punto de operación, ponderadas por un factor adimensional (GGDF). El producto entre el GGDF y el aporte de la central respectiva determina la contribución de la central en el flujo total del tramo, en dicho punto de operación, pudiendo ser ésta una contribución positiva - mismo sentido del flujo - o negativa - sentido contrario al flujo -.

Simétricamente, se definen los *Generalized Load Distribution Factor (GLDF)*, que permiten, dada una configuración de operación, construir o explicar el flujo de potencia total en un tramo como la sumatoria de las potencias demandadas en cada barra del sistema, ponderada por el factor adimensional correspondiente (GLDF).

Para los efectos del cálculo de peajes, es necesario asignar responsabilidades en el uso de un tramo determinado. Como la metodología de los GGDF y GLDF corresponde a un resultado matemático, siempre entrega un resultado independiente del sentido del flujo del tramo, y por lo tanto debe ser ajustado en orden a eliminar, en la configuración de operación correspondiente, la participación de centrales o retiros en que se verifique la operación a contraflujo o a contracorriente en los tramos correspondientes - contribución negativa -.

La participación total de una central o barra de retiro en un tramo determinado se determinará como el valor promedio, o esperado, de las contribuciones - positivas - ajustadas que dicha central o barra tendrá en todos los escenarios o estados de operación que se analicen, consistentes estos últimos con los diferentes despachos óptimos que se puedan dar para abastecer una demanda dada, en virtud de la aleatoriedad hidrológica y demás efectos aleatorios que sea relevante considerar, en la medida de que se disponga de una adecuada representación estadística.

Se hace ver que la utilización de modelos que entregan como resultado la magnitud y orientación de flujos en el sistema, se utilizan tanto para determinar la respectiva proporción en que debe participar la generación y la comercialización en los sistemas laterales del troncal, como en la determinación de la participación que cada agente generador o barra de retiro en particular tiene en las proporciones totales que les corresponde pagar de todos los tramos del sistema. Esto es, aunque en el AIC no se utiliza un modelo de flujos para determinar las proporciones a pagar por la generación y la comercialización, pues ésta viene determinada por la ley, sí es necesario estudiar los flujos al interior de ella para determinar la participación de pagos de cada agente generador y barra de retiro presente en el sistema eléctrico.

4.5.3.4. Asignación de costos de comercialización a clientes finales. Clientes regulados y no regulados. El Cargo Único.

Los procedimientos descritos apuntan a la determinación de los peajes de inyección de cada central y de los peajes de retiro, estos últimos determinados en la forma de un peaje unitario a pagar por cada unidad de energía retirada en una barra determinada del sistema. Este peaje unitario, que representa el precio o cargo por uso del sistema troncal para efectos de comercialización debe ser traspasado a los clientes finales. Si bien este costo debiera ser traspasado íntegramente y sin cargos adicionales al cliente o consumidor final, la Ley Nº 19.940 dispuso un mecanismo específico de traslado, tanto a los clientes finales regulados como a los clientes libres.

En efecto, la norma establece (Artículo 71°- 30) :

Al segmento de usuarios finales con potencia conectada inferior o igual a 2.000 kilowatts se les aplicará un cargo único por concepto de uso del sistema troncal, en proporción a sus consumos de energía.

A los demás usuarios finales se les aplicará otro cargo único, por igual concepto, en proporción a sus consumos de energía efectuados hasta una potencia de 15.000 kilowatts. A los consumos de energía por sobre este límite se les aplicará el peaje unitario a que se refiere la letra B), inciso segundo de este artículo[103].

Para determinar cada cargo único, se calculará la participación porcentual del consumo correspondiente en el total de la energía retirada por cada segmento, en la respectiva barra del sistema troncal.

Los porcentajes que resulten se aplicarán al pago total por energía retirada que corresponde a dicha barra, establecido en conformidad a las letras D y E de este artículo, determinando de esta forma el aporte monetario que los consumos señalados efectúan a la remuneración del sistema troncal.

La norma transcrita establece en definitiva, que el traspaso del costo de comercialización por uso del sistema de transmisión troncal, no corresponderá al peaje unitario vigente en la barra desde la cual el consumidor final se abastece, sino que, en el caso de los clientes con capacidad conectada inferior a los 2.000 kW[104], se establecerá como un promedio ponderado de los peajes unitarios por barra, considerando como ponderador la proporción en que la energía consumida por dichos clientes en la barra respectiva participa respecto al total de la energía consumida por estos usuarios en todo el sistema. Nótese que este peaje parejo, o cargo único en el lenguaje de la ley, se establece como un valor promedio al interior del universo de los clientes con capacidad conectada inferior a los 2.000 kW.

Lo propio se establece respecto de los clientes con capacidad conectada superior a los 2.000 KW, si bien la aplicación de un cargo único promedio para ellos se efectúa condicionada al monto de energía consumida. En efecto, la ley señala que se traspasará para ellos un cargo promedio por la energía consumida por debajo de los primeros 15 MW de potencia demandada, aplicándose el peaje unitario vigente sólo

103. Artículo 71°-30, letra B, segundo inciso: *«Las empresas que efectúen retiros pagarán por cada unidad de energía, un peaje unitario de retiro que se establecerá por barra de retiro y será equivalente a la suma de los pagos que corresponden a dicha barra en el financiamiento de los tramos del área de influencia común y de los tramos del sistema troncal no incluidos en tal área, dividido por la energía total retirada en esa barra»*. Se entiende que los *«pagos que corresponden a dicha barra»* han sido determinados con un método de participación de flujos del tipo GLDF descrito en el punto 4.5.3.3.

104. Correspondientes a clientes regulados, al menos hasta que no entre en vigencia lo dispuesto en el Artículo 8º transitorio de la Ley Nº 19.940, que rebaja el límite para definir a los usuarios regulados a 500 kV transcurridos dos años desde la publicación de la ley.

para la energía consumida por sobre esta potencia. El cargo único para este segmento se establece nuevamente como un promedio ponderado determinado en función de las energías afectas, es decir, sólo aquella energía consumida por el segmento de clientes con capacidad conectada superior a los 2.000 kW, y que se consuma bajo el límite de potencia de los 15 MW.

Conforme estas normas la ley busca proteger a los consumidores pequeños, regulados y no regulados, del efecto que podría tener en sus cuentas el traspaso de altos peajes unitarios, particularmente, los determinados en los sistemas laterales[105]. Para clientes con altas demandas de potencia, o derechamente, para clientes de gran tamaño, la norma empieza a aplicar los peajes unitarios vigentes en su magnitud real - léase, sin el efecto del subsidio cruzado - determinando para ellos el costo correspondiente en la medida que se consuman grandes bloques de energía, evitando con esto otorgar incorrectas señales de localización a grandes consumidores industriales.

La aplicación de estos cargos únicos al consumo final tiene como consecuencia que los comercializadores que están comprando energía en el sistema y que deben, consecuentemente remunerar al transmisor el peaje unitario de retiro vigente en la barra, no puedan traspasar directamente este valor, recaudando más o menos del monto correspondiente. Para corregir este desajuste la ley determinó que las diferencias que se produzcan entre las recaudaciones obtenidas por la aplicación de los cargos señalados, y los pagos efectuados por la aplicación del peaje unitario correspondiente, deben ser reliquidadas entre las empresas que retiran energía del sistema troncal. Esta reliquidación debe ser efectuada por los transmisores respectivos[106].

Si bien el cargo por transmisión se establece como un cargo por energía retirada que se añade al precio de la energía, estableciéndose así un cargo agregado al cliente final, la norma legal ordena que en el caso de aquellas facturas o boletas que se extiendan a clientes regulados, el concesionario de distribución que la emita debe identificar separadamente el valor del cargo de transmisión troncal correspondiente.

4.5.3.5. Desarrollo de la transmisión troncal. Estudios cuadrienales. El Plan de Expansión y los Escenarios de Expansión. Revisión periódica por parte de los CDEC.

Conforme fue señalado, una de las características más distintivas de la Ley Nº 19.940, es haber introducido un procedimiento centralizado y multilateral para decidir la expansión o desarrollo de la transmisión troncal, substituyéndose el esquema descentralizado de acuerdos bilaterales. El procedimiento instaurado en la ley contempla diferentes instancias:

105. La norma se diseñó pensando en el SIC, en cuyos sistemas laterales se prevé la existencia de peajes unitarios comparativamente altos en relación a los peajes unitarios observados en las barras de retiro del AIC de dicho sistema eléctrico. Se espera que, visto el tamaño comparativamente menor de los consumos beneficiados, no se produzcan distorsiones que alteren significativamente la eficiencia de las señales de localización. Esta disposición no es la única prevista en la Ley Nº 19.940 para proteger a agentes de pequeña envergadura. El Artículo 71º-7 introdujo expresamente una exención de pagos de peajes de inyección troncales para unidades de generación de tamaño reducido y que utilicen insumos primarios *no convencionales* en su producción - energía geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración y otras similares -. En efecto, centrales no convencionales de capacidad instalada menor a los 20 MW sólo empezarán a pagar peajes de inyección troncal a partir de los 9 MW de capacidad, y con un participación creciente hasta completar los 20 MW. En todo caso, la ley pone un límite al monto total pagos exceptuados por este mecanismo, señalando que si la capacidad conjunta exceptuada de peajes excede el 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico, los propietarios de estos medios de generación deberán prorratearse el pago correspondiente a la capacidad exceptuada de pago por sobre dicho 5%. En cualquier caso, el transmisor no ve afectada su recaudación, pues los peajes exceptuados de pago por esta vía, serán solventados por los demás generadores.

106. Obsérvese que esta reliquidación no es la misma que permite al transmisor recaudar la correcta porción a pagar por el retiro - sea de clientes con capacidad mayor o menor a los 2.000 kW - y que se origina en desviaciones de la demanda. Esta otra reliquidación se introduce para compensar a los comercializadores el efecto de retirar a un determinado peaje de retiro y tener que traspasar un valor menor o uno mayor dependiendo de si el consumidor destinatario de la energía se encuentra beneficiado o no por el subsidio cruzado.

- La elaboración de estudios cuadrienales de expansión, elaborados por un consultor independiente y conforme el procedimiento de supervisión que se señala más adelante. Estos estudios entregan como resultado planes de expansión para diferentes escenarios o hipótesis de desarrollo de la oferta de generación.

- La revisión anual de los planes de expansión vigentes por parte de los CDEC respectivos, en orden a actualizar hipótesis y determinar ajustes, de modo de emitir anualmente una propuesta del listado de obras de transmisión que deben iniciar su construcción durante el año inmediatamente siguiente, calendario de obras que debe ser finalmente informado por la CNE[107].

- La obligación de los operadores de las instalaciones del sistema troncal a desarrollar las obras de ampliación establecidas en el calendario de inicio de obras señalado.

- La licitación de los proyectos de transmisión troncal considerados como obras nuevas en el calendario de inicio de obras emitido por el CDEC e informado por la CNE.

El proceso se inicia - con regularidad cuadrienal - con el Estudio de Transmisión Troncal, establecido en el Artículo 71°-11 de la ley.

El Estudio de Transmisión Troncal (ETT) se constituye en el eje operativo de la aplicación del régimen regulatorio de la transmisión troncal en el país. En efecto, este estudio, elaborado por un consultor independiente, y supervisado en su ejecución por un comité de participantes conformado por representantes de la autoridad - CNE y MINECON - de los generadores, de los transmisores y de los grandes usuarios, debe entregar como resultado:

1. El conjunto de instalaciones que conforma el Sistema Troncal, de acuerdo a la definición y criterios de caracterización que la ley establece para su determinación.

2. Las instalaciones que conforman el AIC del Sistema Troncal.

3. El Valor Anual de la Transmisión por Tramo (AVI + COMA) de las instalaciones existentes en el Sistema Troncal - con sus respectivas fórmulas de indexación - y que constituye la remuneración anual de estas instalaciones.

4. El Plan de Expansión del Sistema Troncal, para diferentes escenarios de desarrollo de la oferta de generación en el sistema eléctrico en estudio - oferta de centrales generadoras o proyectos de interconexión con otros sistemas -.

5. La clasificación de las instalaciones proyectadas en los planes de expansión como obras nuevas u obras de ampliación, a efectos de establecer el tipo de licitación a partir de la cual se materializará su implementación en caso de desarrollarse efectivamente.

6. El VI referencial de los proyectos contenidos en el plan y que el mismo estudio califique como obras de ampliación.

107. La ley no establece si la CNE debe ceñirse o no a la propuesta de la Dirección de Peajes del CDEC, sin perjuicio de ello, este plan de expansión a doce meses es recurrible al Panel de Expertos. Ver sección 4.5.8.

Además de la importancia del ETT en términos de orientar la expansión del sistema, puesto que el calendario anual de inicio de obras que determinará el CDEC debe basarse en los cambios observados en las hipótesis efectuadas primeramente por este estudio, el mismo resulta determinante en la aplicación tarifaria al segmento, pues el ETT identifica el sistema troncal, determina el área de influencia común respectiva (AIC) y también el AVI+COMA de cada tramo de sistema[108].

Por su parte el CDEC, o más precisamente la Dirección de Peajes del CDEC respectivo, debe analizar anualmente los planes de expansión - diseñados por el ETT para diversos escenarios o hipótesis de desarrollo de la oferta de generación - en términos de su consistencia con el desarrollo efectivo en materia de inversiones en centrales generadoras y proyectos de interconexión, así como en términos de la evolución de la demanda, de modo proponer a la CNE las obras que deberán iniciar su construcción en los próximos 12 meses.

Esta propuesta de la Dirección de Peajes, puede incorporar alternativas de proyectos u obras adicionales a las contenidas en los planes de expansión que emanan del ETT, en cuyo caso debe calificarlas también como obras nuevas u obras de ampliación.

Finalmente, la CNE debe formalizar este plan de expansión a doce meses mediante la emisión del informe técnico correspondiente, sobre el cual deberá fundarse el decreto de MINECON que ordene su ejecución. Lo anterior, de no mediar la intervención del Panel de Expertos a solicitud de aquellos que discrepen respecto del contenido del informe de la CNE. Estas discrepancias, pueden ser presentadas por las empresas, pero también por los usuarios y otras instituciones interesadas, aun cuando no estén representadas en el comité supervisor[109].

4.5.3.6. Obras de ampliación y Obras Nuevas. Licitación de obras y licitación por peajes.

Una vez dictado el decreto esto es, establecido formalmente el plan de expansión de aquéllas instalaciones que deben iniciar su ejecución en los próximos doce meses, se establece la obligación para los propietarios del sistema troncal de desarrollar los proyectos calificados como obras de ampliación. Asimismo, y para las instalaciones calificadas como obras nuevas, deberá seguirse el procedimiento de licitación por peajes dispuesto por la ley a este efecto.

La ley distingue las obras de ampliación de las obras nuevas, básicamente para posibilitar la competencia en el segmento de transmisión por la vía de abrirlo a la entrada de nuevos transmisores troncales. En efecto, de establecerse la necesidad de desarrollar nuevos proyectos que, por su envergadura y/o independencia topológica respecto de la red existente, pudieren concitar el interés de nuevos transmisores para su desarrollo, la ley prevé que tales proyectos se liciten abiertamente, licitación que es adjudicada al operador interesado que ofrezca efectuar el desarrollo y operación del proyecto en cuestión a cambio de la menor remuneración anual ofertada. Este valor, que funcionalmente operaría como un AVI + COMA ofertado, tiene la ventaja de internalizar, en términos competitivos, efectos económicos y financieros distintos a los valores determinados en los estudios para las instalaciones existentes, en particular, la tasa de descuento, la que en el caso de las instalaciones existentes corresponde al 10 % real anual. La ley prevé asegurar el valor

108. No corresponde al ETT la determinación de los peajes de inyección ni de los peajes unitarios de retiro, pues estos peajes deben ser determinados por los CDEC respectivos conforme a los reglamentos y modelos de simulación que la CNE determine.

109. Como se señaló, uno de los aspectos destacables de la ley Nº 19.940, es la incorporación de los usuarios en los procedimientos y estudios que dan cuenta de los niveles tarifarios, si bien esta participación quedó limitada al ámbito que esta ley reformó, a saber, transmisión troncal, subtransmisión y sistemas medianos.

ofertado por el adjudicatario de la licitación durante 5 períodos tarifarios, esto es, 20 años, al cabo de los cuales las instalaciones se adscribirían al régimen general, es decir, deben someterse a la determinación cuadrienal de sus VI y COMA.

En el caso de obras de ampliación, se entiende que, por su menor envergadura, su interdependencia técnica con las instalaciones de la red existente, y en definitiva, por presentar un costo de desarrollo que aprovecha las economías de escala presentes en la red, resulta más conveniente y pragmático que éstas sean desarrolladas por un operador existente. En dicho caso, la ley establece la obligación para el transmisor que opera el tramo correspondiente, de efectuar la implementación del proyecto a través de un proceso transparente de licitación de obras, de modo de obtener, a través del mecanismo licitatorio señalado, el menor VI a traspasar a peajes. Es por esta razón que el ETT entrega para los proyectos calificados como obras de ampliación, un valor de tipo referencial para el VI correspondiente, pues entiende que no es el valor que en definitiva se reflejará en los peajes y cargos una vez que la obra entre en operación. Cabe señalar que el límite de valor de inversión para declarar desierta una licitación de obras de ampliación se establece en función de este valor de referencia, esto es, el VI más 15% conforme lo establece el Artículo 71º-22.[110].

La ley entiende además que la obligación de desarrollar una inversión en monto y oportunidad - obras de ampliación - pudiere resultar gravosa para una empresa transmisora en particular sobre la cual esta imposición recaiga. Para ello, la norma legal prevé la posibilidad de que una empresa cualquiera pudiera no estar en condiciones de desarrollar el proyecto respectivo, pudiendo entonces ceder el derecho a ejecutarlo. Expresamente se señala (Artículo 71º- 22):

> *La cesión a un tercero por parte de la empresa responsable del derecho a ejecutar y explotar las obras e instalaciones correspondientes a la ampliación, deberá ser previamente informada a la Comisión y a la Superintendencia. La cesionaria deberá reunir los requisitos que fija esta ley para una empresa de transmisión troncal y se subrogará en la obligación de ejecutarlas y explotarlas, en su caso, ajustándose a los plazos, especificaciones y demás obligaciones que establezca el decreto señalado en el artículo 71-27 de esta ley.*
>
> *En caso de incumplimiento de alguna de las obligaciones de la cesionaria, la cedente será subsidiariamente responsable de todas las indemnizaciones a que diere lugar.*

En cualquier caso, una vez entrada la obra en operación, su AVI + COMA, sea el producto de una licitación por menor remuneración ofertada o por licitación de obras, pasa a formar parte de la base tarifaria global del sistema de transmisión troncal respectivo.

4.5.4. Subtransmisión.

Si bien la actividad de subtransmisión ya era tratada en los hechos, y en términos de la acción regulatoria, como una actividad distinguible dentro del sector transmisión, su formalización legal como actividad con características distintivas, sólo se alcanza con la promulgación de la Ley Nº 19.940.

La funcionalidad del segmento, como abastecedor de consumos localizados en grandes zonas de distribución, aparece como un requerimiento técnico-económico natural en tanto constituye un proceso intermedio entre el transporte de energía a gran escala y su posterior distribución hacia los clientes finales. Pero además de ello, y en

110. Si bien la ley no lo especifica, debe entenderse que el valor resultante de la licitación se incorpora en la base tarifaria cuando la obra entre en funcionamiento, y hasta el siguiente ETT, en el cual se fijará de nuevo su valor. Se entiende que el valor licitado se constituirá en una referencia importante al momento de su reevaluación, debiendo el consultor que desarrolle el estudio justificar adecuadamente una revalorización o desvalorización del V.I. correspondiente.

términos de la organización de la industria, el segmento se visualiza estrechamente relacionado con el proceso final de distribución, tanto en términos de la coordinación de inversiones como en aspectos operativos. En el caso de Chile, este vínculo se presenta incluso en términos de la integración vertical entre ambos segmentos, entendiéndose, de hecho, que la ausencia de problemas notorios de inversión o congestión en estas redes se debe a que las distribuidoras que las operan no han estado dispuestas a arriesgar el cumplimiento de la obligación de servicio que mantienen aguas abajo vista su condición de concesionarios de servicio público de distribución[111].

La Ley Nº 19.940 reconoce esta situación en la propia definición, al establecer el segmento como una actividad de servicio público que opera el conjunto de instalaciones dispuestas para el abastecimiento de usuarios territorialmente identificables localizados en zonas de concesión de distribución.

Desde el punto de vista tarifario, la norma legal determina los procedimientos correspondientes conforme una visión que integra tanto conceptos aplicables al sistema troncal como conceptos aplicables al segmento de distribución. En efecto:

- Los sistemas de subtransmisión quedan definidos por la demanda total que abarcan. En consistencia con la definición legal del segmento de subtransmisión, estas instalaciones se entienden dispuestas para el abastecimiento de usuarios territorialmente identificables - se entiende para asignar el costo de la existencia del sistema a estos usuarios - estableciéndose necesariamente diversas zonas de abastecimiento si se quiere cumplir los preceptos legales.

- Las instalaciones que los componen se establecen o conciben como formando parte de un sistema, tenien do derecho a una remuneración global y no por cada tramo constitutivo. No existiendo un plan de desarrollo centralizado para estos sistemas, serán sus operadores quienes deban decidir la mejor configuración de abastecimiento de la demanda que deben abastecer. A cambio, se le reporta una remuneración global suficiente para abastecer esta demanda localizada, conforme a los costos de un sistema óptimo de modo de dar una señal eficiente para la adopción de estas decisiones descentralizadas[112].

- Cada sistema de subtransmisión existente es estudiado en términos de las características de la demanda localizada que atiende.

- El costo de subtransmisión - y consecuentemente su nivel tarifario - incorpora explícitamente tanto los costos de inversión y operación de las instalaciones a través del AVI + COMA de un sistema adaptado a una demanda de crecimiento, como el costo de pérdidas técnicas de este sistema. En efecto, la normativa legal ordena expresamente incorporar las pérdidas como un costo de producción propio de los operadores de subtransmisión, elemento que al ser reflejado en el estándar tarifario resultante del sistema adaptado, otorga una señal de eficiencia a estos operadores en términos de orientar las mejores decisiones de inversión y operación en el sistema[113].

111. Nótese que al estar integrados verticalmente, la remuneración del segmento no ha provenido en general del acuerdo bilateral con comercializadores, pues la comercialización mayorista se agota en los puntos aguas arriba del segmento de subtransmisión, en donde las distribuidoras integradas efectúan sus compras. Los costos de las instalaciones, entonces, se han financiado por el diferencial de precios regulado establecido entre estos puntos de compra y los puntos de acceso al sistema de distribución.

112. Lo anterior no necesariamente significa estampillar el costo eficiente de subtransmisión en todas las barras de retiro del sistema en análisis - peaje unitario de retiro -. De hecho la ley omitió deliberadamente el explicitar los criterios de asignación nodo a nodo del costo asociado a esta remuneración global, quedando el tema en manos de la autoridad reguladora al momento de elaborar la correspondiente reglamentación. También deberá establecerse reglamentariamente el criterio o procedimiento de asignación de la recaudación en caso de presentar un determinado sistema más de un propietario.

113. El reglamento deberá establecer los procedimientos para que los operadores se hagan cargo de la diferencia entre las pérdidas reales y las pérdidas reconocidas en el estándar tarifario.

- Se determina un peaje unitario de retiro por barra el que aplicado a las demandas efectivamente ocurridas, genera la remuneración global equivalente a aquélla que recaudaría el sistema óptimo que abasteciera la misma demanda.

- No tienen una remuneración o ingreso garantizado, sólo acceso al precio unitario que se determine para ellos conforme los procedimientos legales. En un ambiente de decisión descentralizado, en que las inver siones efectivamente desarrolladas pueden no coincidir con las que se hubieren contemplado en el diseño del sistema adaptado que define la remuneración, y en donde la demanda pudiere presentar una dinámica de menor previsibilidad en niveles muy locales, pierde sentido el asegurar una remuneración fija.

Desde el punto de vista del desarrollo, los sistemas de subtransmisión concebidos por la Ley Nº 19.940, tienen obligación de servicio y obligación de ampliarse, si bien, como se ha señalado, no están obligados a seguir un plan de inversiones predefinido. Esta ampliación es decidida unilateralmente por su operador, quien está sometido al acceso abierto - esto es, obligado a abastecer las demandas que le sean solicitadas - en cumplimiento permanente de las disposiciones de calidad y seguridad de servicio. En este aspecto el tratamiento se asemeja al concepto de desarrollo del segmento de distribución.

Conforme lo señalado, el segmento de subtransmisión toma niveles de riesgo mayores a los que la normativa le asigna al segmento troncal. Sin embargo, si se considera que las demandas, en niveles más agregados, presenta un comportamiento relativamente estable en términos de su crecimiento, la actividad enfrentaría un riesgo moderado, que es superado por el beneficio de la descentralización[114].

4.5.4.1. Sistema de subtransmisión como unidad económica remunerable. Concepto de V.I. y COMA adaptado de un sistema de subtransmisión.

Como se ha indicado, las instalaciones de subtransmisión se conciben como formando parte de un sistema, siendo este sistema el que es remunerado como un todo - y no por tramo - conforme valores de V.I. y COMA correspondientes a un sistema adaptado.

El sistema - los límites de él - queda determinado por la demanda que atiende, entendiéndose por tal a la demanda que se origina en las subestaciones de entrada a los sistemas de distribución y en los puntos de suministro a clientes libres, que se encuentra, para cada sistema de subtransmisión, localizada al interior de una zona geográfica identificable y/o acotada. Esta conceptualización no sólo está perfectamente enmarcada en la definición formal del segmento, sino que permite determinar consistentemente el sistema de precios, el que, basado en los costos medios de la actividad, requiere la cuantificación de un numerador de costos totales y un denominador de demanda.

A cada uno de los sistemas de subtransmisión identificados, se le asocia entonces un costo total y una demanda, constituyéndose entonces en una unidad tarifaria.

El costo del sistema - o *valor anual* en el lenguaje de la ley (Artículo 71º-36) - se establece en función del AVI y el COMA[115] de un sistema adaptado - vale decir de costo mínimo - diseñado para abastecer la demanda proyectada en un horizonte de entre 4 y 10 años. Debe notarse que la norma legal no señala que el valor anual corresponda a la suma del AVI + COMA, pues este valor se asocia al costo de tener y operar un sistema en un año determinado. Esta aparente omisión es consistente con el hecho de que la ley establece que el costo del sistema,

114. Debe tenerse presente que el segmento de subtransmisión operó siempre bajo este concepto de descentralización, y en la práctica, también de obligatoriedad al estar en su mayoría vinculado patrimonial y funcionalmente al segmento de distribución concesionado.

115. La norma legal no utiliza la expresión «COMA», si bien se refiere al costo de operación, mantenimiento y administración.

a efectos de su determinación tarifaria, debe establecerse como el costo de los recursos requeridos para abastecer la demanda en un horizonte de tiempo. En efecto, la normativa señala (Artículo 71°-36):

> *El valor anual de los sistemas de subtransmisión se basará en instalaciones económicamente adaptadas a la demanda proyectada para un período de cuatro a diez años, que minimice el costo actualizado de inversión, operación y falla, eficientemente operadas.*

El costo óptimo del sistema no lo es en un año determinado, sino que corresponde a un costo actualizado en un horizonte de tiempo. Al mismo tiempo, el sistema es adaptado en la medida que considera la aplicación de recursos de modo de minimizar el costo actualizado del flujo monetario asociado a ellos.

4.5.4.2. Estudios cuadrienales para determinación del V.I. y COMA adaptado.

Al igual que en materia de transmisión troncal, el valor anual de la subtransmisión se establece, para cada sistema identificado, cada cuatro años. Para ello la norma dispone de la ejecución de estudios cuadrienales que serán contratados por las propias empresas operadoras o propietarias de los sistemas respectivos con un consultor independiente elegido de una lista previamente acordada con la CNE. Las bases de los estudios son desarrolladas por el regulador, contemplando también el proceso la participación de terceros, esto es, las empresas generadoras, las empresas distribuidoras, los usuarios no sujetos a regulación de precios, así como otras instituciones interesadas, conforme a procedimientos que deberán ser definidos reglamentariamente.

Entregados los estudios, la CNE tiene un plazo de tres meses para revisarlos y eventualmente corregirlos conforme la ley así lo dispone.

Las discrepancias o conflictos que surjan respecto de lo establecido en las bases o de la revisión de los estudios por parte de la CNE son resueltas por el Panel de Expertos.

4.5.4.3. Asignación de uso a comercialización y producción en presencia de centrales conectadas a sistemas de subtransmisión.

Si bien los sistemas de subtransmisión, por definición, se entienden dispuestos para abastecer demandas, la norma legal prevé la existencia de unidades generadoras cuya inyección se produzca directamente en un sistema de subtransmisión. Para estos casos, se establece que los estudios cuadrienales deben determinar la proporción de uso que estas centrales hacen del sistema en estudio, originando monto monetario que una vez determinado, debe ser restado del costo total del sistema a transferir como precios o peajes unitarios de retiro.

La norma indica el criterio para establecer este uso compartido, señalando que deberá computarse para diferentes estados de operación, la fracción o proporción de los flujos que se orientan hacia el sistema troncal. Esta proporción deberá asignarse como proporción de pago de la generación. La proporción complementaria, entonces, es la que formará parte del costo de subtransmisión a remunerar por el peaje de retiro. Se observa que este criterio es análogo al establecido para determinar las proporciones de uso para generación y comercialización en los sistemas laterales del troncal.

4.5.4.4. Asignación de costo de subtransmisión a tarifas. El peaje de subtransmisión.

Conforme se ha señalado, el costo medio de la subtransmisión para cada sistema queda determinado necesariamente como un costo por unidad de demanda - no como una recaudación anual -. Este costo medio debe reflejarse en un precio de energía y potencia establecido en cada uno de los puntos de

retiro del sistema de forma que, aplicado a dichas variables, produzca el mismo ingreso que hubiere generado la aplicación del costo medio resultante del estudio a la variable de demanda que haya utilizado como referencia[116].

La ley no indica el criterio que deberá usarse para asignar el costo del sistema en la forma de un precio a establecer en cada barra en particular, quedando la materia delegada al diseño reglamentario que se establezca al efecto. En efecto, la ley delegó el efectuar esta definición al organismo regulador, vista la dificultad de establecer *a priori* un criterio de asignación de costos estrictamente proporcionales a las distancias involucradas - que puede redundar en peajes excesivos en sistemas radiales muy extensos - así como de los efectos distorsionadores que un estampillado de precios general tendría en las decisiones de inversión y comercialización de los usuarios en este segmento.

4.5.5. Sistema Adicional

Los sistemas adicionales mantienen, en lo básico y en lo formal, el tratamiento regulatorio que el DFL Nº 1 otorgaba a la totalidad de las instalaciones de transmisión en términos de acordar el uso compartido a través de una acuerdo bilateral entre el propietario y el interesado, y en la medida que la instalación adicional en cuestión se hubiere constituido conforme una concesión y/o utilizare bienes nacionales de uso público.

Sin embargo, ya identificada y tratada regulatoriamente la transmisión de servicio público, la Ley Nº 19.940 reconoce el objetivo eminentemente privado de la instalación adicional, no estando sujeta a ninguna obligación de ampliación[117] si no le quedare capacidad remanente[118].

Conforme la Ley Nº 19.940, el acceso abierto a las instalaciones adicionales queda entonces restringido a aquellas instalaciones que, habiéndose constituido conforme una concesión de transporte o utilizando bienes nacionales de uso público, dispongan de capacidad instalada para soportar el uso adicional.

El monto de los pagos a percibir por el propietario de un sistema adicional utilizado por un tercero, se determina en base a un valor de transmisión anual, equivalente al valor presente de las inversiones involucradas menos su valor residual, más los costos proyectados de operación, mantenimiento y administración.

Finalmente, la ley supone que existen sistemas que, sin perjuicio de haber sido calificados como sistemas adicionales, pueden estar abasteciendo los consumos de una concesionaria de distribución. En este caso, la norma establece que los precios aplicables a dichos suministros deberán reflejar los costos que éstos importan a los propietarios de los sistemas señalados, conforme al procedimiento que se establezca reglamentariamente.

Por último, y en caso de las discrepancias que surjan en la aplicación del régimen de acceso abierto en las líneas de los sistemas adicionales, éstas deberán ser resueltas por el Panel de Expertos conforme lo señala el Artículo 130º, número 10.

116. Nótese que, a diferencia del sistema troncal, el cargo por uso del sistema se aplica como un cargo de energía y uno de potencia. La razón de ello es que a medida que se desciende en la cadena de suministro, es necesario otorgar una señal más nítida respecto del uso de la capacidad de las instalaciones.
117. Nótese que conforme las normas derogadas del DFL Nº 1 toda instalación de transmisión concesionada o que utilizara bienes nacionales de uso público, estaba sometida a un procedimiento regulado de ampliación, por la vía que el interesado en su uso tenía derecho a ampliar su capacidad.
118. En este sentido, la ley Nº 19.940 es más restrictiva respecto del derecho de acceso abierto sin limitación de capacidad que anteriormente tenían las instalaciones que ahora son adicionales.

4.5.6. Interconexión entre Sistemas Eléctricos

Una materia de relevancia introducida por la Ley Nº 19.940, es el tratamiento regulatorio que enmarca el desarrollo y operación de sistemas o proyectos de interconexión entre sistemas eléctricos preestablecidos.

Como contraposición al régimen de desarrollo centralizado y de peajes regulados que la norma legal instaura en el segmento transmisor de un sistema eléctrico instalado, la norma establece un sistema de decisión descentralizada y de libertad por parte de los agentes para decidir el desarrollo de sistemas de interconexión destinados a efectuar operaciones de intercambio entre dos sistemas eléctricos, concebidos éstos como dos mercados independientes.

Los proyectos de interconexión surgen entonces, conforme la norma lo prevé, como oportunidades comerciales para aprovechar diferencias estables de precios que puedan observarse o preverse tanto en los respectivos mercados de corto plazo, como en contratos potenciales de compra-venta que puedan suscribirse libremente entre agentes ubicados en ambos sistemas.

La norma prevé que estas diferencias estables de precio suponen que existe un sistema predominantemente exportador y uno predominantemente importador, por lo que en términos competitivos, el desarrollo de un sistema de interconexión se concibe como una alternativa en competencia con los potenciales desarrollos de la oferta de generación en el sistema importador.

De esta forma, quien desarrolle libremente un sistema de interconexión, debe hacerse cargo de los costos de inversión involucrados y esperar que los precios competitivos de colocación en el mercado de destino cubran los costos correspondientes, de la misma forma que estas expectativas de precios determinan las decisiones de inversión de los generadores locales.

Como durante la operación de estos proyectos podría darse un uso compartido que origine situaciones de *free-riding*, la norma legal asegura el uso exclusivo del sistema para quienes incurrieron en el riesgo de su desarrollo. De esta forma internaliza los beneficios comerciales del proyecto en sus emprendedores, evitando la existencia de desincentivos que lleven a que un proyecto competitivo no se desarrolle[119].

Para esto, la ley define el concepto de derecho de uso, el cual consiste en el derecho exclusivo de quien participó en el costo de desarrollo el proyecto, y que le permite transitar una fracción de la capacidad total del sistema, igual a la fracción que constituyó su aporte económico. Se entiende entonces que la ley prevé que proyectos de esta envergadura serán desarrollados por un grupo de interesados, estableciendo a su vez el derecho de terceros, sin discriminaciones, a participar de tales acuerdos. La norma lo sintetiza así (Artículo 71º-45):

> *Cualquier empresa eléctrica interesada en desarrollar, operar o utilizar un sistema de interconexión entre sistemas eléctricos previamente establecidos podrá, a través de un procedimiento público, convocar a toda empresa eléctrica a un proceso de negociación abierto, con la finalidad de determinar las características*

119. En efecto, una vez en operación el sistema de interconexión, nada obstaría, en principio, que se produjeren operaciones de comercialización cruzada por parte de terceros, es decir, ventas que se producen en un sistema con respaldo en la generación que inyecta en el otro, como una cuestión de facto soportada en el hecho simple de que todo está interconectado. Lo eficiente es que este usuario pague un peaje por el uso del sistema, el que debe ser recaudado por el desarrollador del proyecto de modo que los beneficios del uso compartido se repartan entre los agentes en proporción a la forma en que están repartidos los costos. En este caso, el peaje se expresa en la forma de la compra del derecho de uso conforme la ley lo prevé. Respecto del beneficio que recibirían los generadores por sus inyecciones *spot* al aumentar los precios internos producto del aumento de las exportaciones, se señala que éste queda limitado al coparse la capacidad de transporte del sistema de interconexión. Esta situación - de congestión - incrementará el diferencial de precios entre ambos sistemas, quedando el ingreso tarifario en poder de los tenedores de derechos de uso.

técnicas y plazos de entrada en operación de dicho proyecto, así como la participación en el pago anual que se efectuará a la empresa que lo desarrolle, por parte de quienes resulten interesados en su ejecución.

La participación en el mencionado pago anual que haya comprometido cada uno de los interesados conforme lo señalado en el inciso anterior constituirá el derecho de uso que cada uno de ellos poseerá sobre el sistema de interconexión. Tales derechos se mantendrán por el período que resulte de la negociación, que no podrá ser inferior a diez años ni superior a veinte años, al cabo del cual el sistema de interconexión pasará a regirse por las disposiciones generales establecidas en la presente ley.

De esta forma, el desarrollador del proyecto efectúa un proceso de ofertas públicas por derechos de uso de las instalaciones de interconexión (Open Season), a partir del cual se decide la materialización del proyecto y se establecen los derechos de uso de los participantes dispuestos a pagar los costos correspondientes. Respecto a la comercialización, la norma señala (Artículo 71°-48):

Sólo las empresas que hayan constituido los derechos de uso a que se refiere el artículo 71-45 podrán convenir contratos para suministros firmes de energía y potencia, sometidos o no a fijación de precios, ubicados en cualquiera de los sistemas que resulten interconectados.

El monto de suministro firme de potencia que una empresa desee comprometer mediante tales contratos estará limitado a sus respectivos derechos de uso.

Las empresas que hayan constituido derechos de uso podrán ofertar y transferir a los posibles interesados aquellos derechos de uso que no tengan comprometidos. Los pagos y los períodos involucrados en estas transferencias se regirán por acuerdos entre las partes.

Respecto a la operación de corto plazo, la norma señala que el sistema se operará de modo de asegurar una operación a mínimo costo de ambos sistemas interconectados, lo que requerirá la existencia de procedimientos especiales de coordinación entre los CDEC respectivos. Al mismo tiempo, y respecto de las transferencias de corto plazo a costo marginal, se señala que éstas se efectuaran conforme el modelo habitual, quedando los ingresos tarifarios producidos en la línea de interconexión a beneficio de los tenedores de derechos y a prorrata de ellos. Las transferencias de potencia, a los precios vigentes al efecto, serán establecidas considerando que uno de los sistemas interconectados es exportador neto de potencia, esto es, su capacidad instalada de generación excedentaria es comparativamente mayor que la del sistema importador. La máxima potencia a transferir queda determinada por la capacidad de la línea de interconexión. Las ventas de potencia individuales, por su parte, se establecen a prorrata de los derechos de uso. Al respecto la ley señala (Artículo 71°-50):

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

La norma entiende que la potencia constituye una capacidad puesta a disposición del sistema y no un flujo efectivo - de hecho, ésta es la forma en que el producto potencia es concebido en todos los segmentos del mercado eléctrico nacional -. Tal como la potencia es remunerada a las centrales generadoras en un período determinado, hayan o no generado efectivamente, se entiende que la línea de interconexión permite

poner la capacidad de generación de un sistema eléctrico en el otro que interconecta, independientemente de que haya fluido la energía o no, y en particular, independientemente de si ésta fluyó hacia un lado o hacia el otro. Lo importante es que exista una capacidad de producción excedentaria que colocar en el sistema que la importa, y que esté efectivamente disponible cuando éste la requiera, en ese momento como flujo efectivo. Concretada la interconexión, la potencia o capacidad de exportación, es colocada en los mercados *spot* por los tenedores de derechos de la línea, comprándola en el sistema exportador y vendiéndola en el importador, repartiéndose el margen correspondiente a prorrata de los derechos de uso respectivos.

Por último, como un proyecto de interconexión se concibe como un aporte de generación en el sistema importador y como un retiro en el sistema exportador, los tenedores deberán pagar al interior de cada sistema los peajes de inyección o retiro que corresponda.

4.5.7. Transmisión en Sistemas Medianos

Los Sistemas Medianos, corresponden a aquellos con capacidad de generación superior a 1.500 kW e inferior a 200 MW. En consideración a su menor tamaño, la ley estableció para ellos un régimen distinto, que reconoce la situación de hecho de estar operados por empresas verticalmente integradas en todos los segmentos, situación que se origina en sus economías escala[120].

Visto lo anterior, y en términos del segmento transmisión, la ley no prevé una segmentación de sus instalaciones de transmisión en sistemas troncales, de subtransmisión o adicional, pues tal definición es funcional a una calificación y asignación de uso compartido conforme se ha explicado en el presente informe.

En términos de su desarrollo y remuneración, la norma legal establece para la generación y para la transmisión la elaboración de planes de inversión cuadrienales obligatorios. El monto de las tarifas para generación y transmisión - a ser remuneradas por los clientes finales en ausencia de otros agentes - se determina conforme el costo total de largo plazo obtenido de dichos planes de inversión. La estructura tarifaria, por su parte, se determina conforme el costo incremental de desarrollo resultante del mismo estudio[121].

Finalmente, el procedimiento que enmarca el desarrollo del estudio, contempla la participación de terceros distintos a las empresas involucradas, a saber, los usuarios y otras instituciones interesadas.

4.5.8. Resolución de conflictos

Una de las características distintivas de la Ley N° 19.940 es el haber introducido una reforma importante en la institucionalidad reguladora, al definir una instancia de resolución de conflictos para el sector en la forma de un órgano estable. En efecto, la norma crea el denominado Panel de Expertos, órgano independiente del Ejecutivo, financiado por los agentes del sector y compuesto por 5 ingenieros o economistas y 2 abogados, designados por el Tribunal de la Competencia conforme un concurso público de méritos. Sus miembros deberán resolver las discrepancias o divergencias que se susciten entre los actores del sector, o con motivo de las resoluciones de la autoridad, particularmente en temas tarifarios[122].

120. Es el caso del sistema de Aysén, en el cual la operación de los segmentos generación, transmisión y distribución es efectuada por la empresa EDELAYSEN S.A., así como el caso de los sistemas de Punta Arenas, Puerto Porvenir y Puerto Natales, operados por la empresa EDELMAG. S.A.

121. Se entiende que el costo incremental de desarrollo, como *proxy* del costo marginal de largo plazo, no cubre el costo medio de largo plazo del sistema - o costo total de largo plazo cuando se aplica a la cantidad producida - debido a la existencia de economías de escala. Sin embargo, puede constituirse en un buen asignador de precios relativos entre segmentos, por lo que la ley dispone su consideración al momento de estructurar las tarifas, y siempre que el nivel general de estos precios conlleven el ajuste hacia el alza que permita la cobertura del costo total.

El ámbito de acción del Panel de Expertos se expresa en el Artículo 130º de la ley, el que señala:

Serán sometidas al dictamen de un panel de expertos las discrepancias que se produzcan en relación con:

1. *La determinación de las bases técnicas y administrativas definitivas previstas en el artículo 71-14;*

2. *El informe técnico basado en los resultados del estudio de transmisión troncal que le corresponde a la Comisión, de acuerdo al artículo 71-19;*

3. *Las bases de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión, indicado en el artículo 71-39;*

4. *La fijación del peaje de distribución, referido en el artículo 71-43;*

5. *La fijación de los peajes de subtransmisión, indicados en el artículo 71-40;*

6. *Las bases de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas eléctricos cuyo tamaño es inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación, en conformidad al artículo 97;*

7. *La fijación de los precios de los servicios no consistentes en suministros de energía a que se refiere el número 4 del artículo 90, en conformidad al artículo 107 bis;*

8. *La determinación de los costos de explotación para las empresas distribuidoras de acuerdo a lo señalado en el artículo 116;*

9. *La fijación del valor nuevo de reemplazo, según lo previsto en el artículo 118;*

10. *Las discrepancias que surjan en la aplicación del régimen de acceso abierto en las líneas de los sistemas adicionales, señalados en el inciso segundo del artículo 71-5, y,*

11. *Las demás discrepancias que las empresas eléctricas tengan entre sí con motivo de la aplicación técnica o económica de la normativa del sector eléctrico y que, de común acuerdo, sometan a su dictamen, y las demás que indique la ley.*

Asimismo, se someterá a dictamen del panel de expertos los conflictos que se susciten en el interior de un CDEC, respecto de aquellas materias que se determinen reglamentariamente.

Se observa que el panel actúa en materias directamente relacionadas con el sector transmisión, esto es, las establecidas en los numerales 1, 2, 3, 5, 6 y 10 - en el caso del numeral 6, la transmisión se entiende incluida en la problemática tarifaria de los sistemas medianos -. Asimismo, tanto lo señalado el numeral 11, como lo dispuesto en el último inciso, señalan que las empresas transmisoras, en tanto empresas eléctricas o empresas integrantes de un CDEC podrán someter al dictamen del panel otros conflictos, ámbito que deberá acotarse en términos reglamentarios.

122. El Panel de Expertos está integrado por siete profesionales, cinco ingenieros o licenciados en ciencias económicas, y dos abogados, de amplia trayectoria profesional o académica, y experiencia en materias técnicas, económicas o jurídicas del sector eléctrico de al menos de tres años. Son designados por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, mediante concurso público de antecedentes fundado en condiciones objetivas, transparentes y no discriminatorias. El nombramiento de los integrantes se efectúa mediante resolución del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, y ejercen su función por seis años pudiendo ser designados por un nuevo período. La renovación de los integrantes se efectuará parcialmente cada tres años.(Artículo 131º).

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

1. PRINCIPALES SISTEMAS ELÉCTRICOS

Existen en Chile cuatro sistemas eléctricos, siendo el Sistema Interconectado Central y el Sistema Interconectado del Norte Grande, los más relevantes[123]:

a) El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

El SING abastece la zona norte del país, desde la ciudad de Arica por el norte hasta el puerto de Coloso por el sur. La capacidad instalada de servicio público es 99% de origen térmico y alcanza a 3.596 MW.

b) El Sistema Interconectado Central (SIC)

El SIC abastece la zona central del país, desde Taltal por el norte hasta Quellón, en la isla de Chiloé, por el sur. La distancia entre ambas localidades es de unos 2.100 km aproximadamente. La potencia instalada de servicio público es principalmente hidroeléctrica (60%) y alcanzaba a 7.867 MW en diciembre de 2004.

c) El Sistema Eléctrico de Aysén

En la zona de Aysén existen 5 sistemas eléctricos aislados abastecidos principalmente por pequeñas centrales hidroeléctricas. La potencia total instalada alcanza a 34 MW.

d) El Sistema Eléctrico de Magallanes

Las ciudades ubicadas en la zona de Magallanes son abastecidas por generación térmica que utiliza gas natural. La potencia total alcanza a 65 MW.

El cuadro siguiente resume las características de estos sistemas. Un 95% de la producción total de energía eléctrica corresponde al servicio público.

CHILE - SISTEMAS ELECTRICOS (a Diciembre de 2004)

Sistema	Potencia MW	Generación GWh	Participación %
SING	3.596	12.330	24%
SIC	7.867	36.344	70%
Aysén - Magallanes	98	292	1%
Autoproductores[124]	684	2.836	5%
Total País	**12.245**	**51.802**	**100%**

123. Los sistemas de Aysén y de Magallanes constituyen sistemas de tamaño menor, y no presentan un sistema de transmisión relevante.

124. Los autoproductores se ubican básicamente en el SIC.

2. SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL

El Sistema Interconectado Central (SIC) está constituido por las instalaciones de generación y de transmisión y que operan interconectadas desde Taltal por el norte (II Región) hasta la Isla de Chiloé (X Región). En la zona del SIC habita el 93% de la población. Se presenta a continuación un mapa esquemático del SIC.

SIC - Sistema Interconectado Central

a) Potencia Instalada

La potencia instalada de servicio público en el SIC a diciembre de 2004 alcanzó los 7.867 MW. Tres empresas y sus filiales poseen 89% de la potencia instalada de servicio público del SIC (Endesa 51%, Colbún 20%, AES Gener 19%). Otras doce empresas poseen el 10% restante.

SIC - POTENCIA INSTALADA (MW)

Grupo	Potencia	Participación
Endesa y filiales	4.027	51%
Colbún	1.565	20%
AES Gener y filiales	1.482	19%
Otros	822	10%
Total	**7.896**	**100%**

b) Sistemas de Transmisión en el SIC

Para cuantificar la presencia y peso relativo de la participación de los diferentes agentes y tipos de instalaciones, se ha utilizado la variable *kilómetros de línea*. En el caso del Sistema Interconectado Central (SIC), los propietarios de líneas de transporte son en su mayoría empresas de servicio público, teniendo los clientes una participación menor. Asimismo, la mayor presencia en el segmento, está dada por el operador principal, HQI TRANSELEC. La participación de los agentes, se presenta en el siguiente cuadro.

OPERADORES Y PROPIETARIOS DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN EN EL SIC (DIC. 2004)

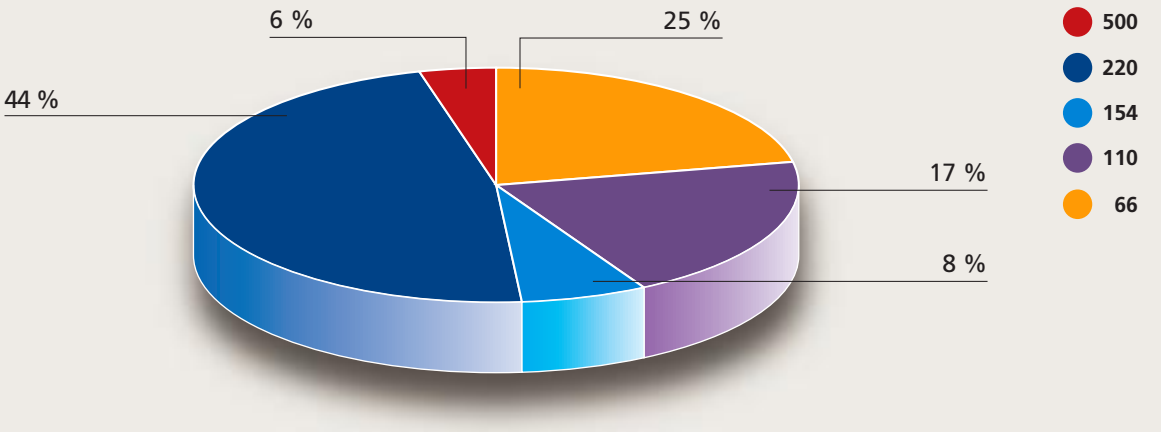
Propietario	Km de Línea	%
HQI	7.890,2	53,8%
Gener	578,3	3,9%
Colbún	806,4	5,5%
Pangue	517,4	3,5%
Guacolda	202,7	1,4%
Ibener	36,0	0,2%
Chilquinta	319,3	2,2%
Chilectra	456,7	3,1%
Transquillota	15,9	0,1%
CGE	2.337,6	15,9%
Conafe	5,4	0,0%
Emelat	228,6	1,6%
Emelectric	333,1	2,3%
Min. Valparaíso	164,7	1,1%
Hasa	17,7	0,1%
HGV	51,4	0,4%
P. Alto	10,7	0,1%
STS	526,6	3,6%
Petropower	1,3	0,0%
R. Maipo	26,5	0,2%
Puyehue	86,6	0,6%
Capullo	55,0	0,4%
Total	**14.668,1**	**100,0%**

Estas instalaciones, clasificadas conforme a las categorías Troncal, Subtransmisión y Adicional según las disposiciones de la ley 19.940 y el Decreto Nº 228, de 2005, presentan la siguiente distribución.

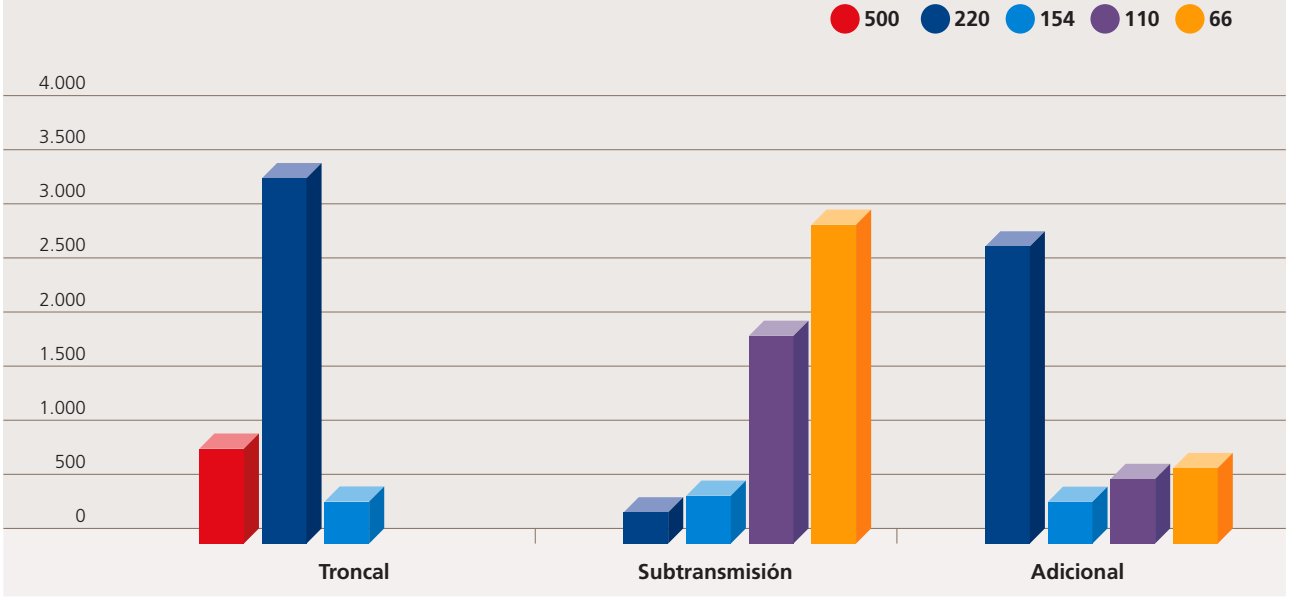
CLASIFICACIÓN DE LÍNEAS SEGÚN NIVEL DE TENSIÓN Y CATEGORÍA

	SIC					
Km por Tipo	500	220	154	110	66	Total
Troncal	877,5	3.376,9	388,1	0,0	0,0	4.642,5
Subtransmisión	0,0	288,5	442,1	1.920,4	2.947,0	5.597,9
Adicional	0,0	2.746,4	386,0	597,1	698,2	4.427,6
Total	**877,5**	**6.411,8**	**1.216,2**	**2.517,4**	**3.645,2**	**14.668,1**

SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL POR NIVEL DE TENSIÓN



SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL DISTRIBUCIÓN POR CATEGORÍA (KM)



3. SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTEGRANDE (SING)

El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) se extiende desde Arica, por el norte, hasta Coloso, al sur de Antofagasta, por el sur y conecta tanto los centros poblados como las principales instalaciones mineras e industriales de la zona.

SING - Sistema Interconectado del Norte Grande

a) Potencia Instalada

La potencia instalada en el SING es de 3.596 MW. Las empresas generadoras del SING son Electroandina (propietaria de Electroandina y de Edelnor), AES Gener (con generación propia en Termoandes y propietaria de Norgener), Celta (controlada por Endesa) y GasAtacama (de propiedad de Endesa y CMS). En el cuadro siguiente se detalla la potencia instalada en el SIC.

SING - POTENCIA INSTALADA (MW)

Empresa	Potencia	Participación
Electroandina + Edelnor	1.711	48%
GasAtacama + Celta	965	27%
Norgener + AES Gener	920	26%
Total	3.596	

b) Sistemas de Transmisión en el SING

El siguiente cuadro muestra la composición de las líneas de transmisión en el SING, según sus propietarios.

OPERADORES Y PROPIETARIOS DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN EN EL SING (DIC. 2004)

Propietario	Km de Línea	%
AES Gener	604,6	10,1%
Edelnor	1.047,4	17,6%
Electroandina	1.036,8	17,4%
Norgener	310,0	5,2%
Transelec Norte	957,8	16,1%
Transemel	74,4	1,2%
Collahuasi	437,0	7,3%
Chuquicamata	23,9	0,4%
Escondida	901,0	15,1%
Fundición Alto Norte	4,0	0,1%
Minera Cerro Colorado	61,0	1,0%
Minera El Tesoro	90,0	1,5%
Minera La Cascada	55,0	0,9%
Minera Meridian	63,0	1,1%
Minera Michilla	72,0	1,2%
Quebrada Blanca	18,0	0,3%
Zaldívar	208,2	3,5%
Total	**5.964,0**	**100,0%**

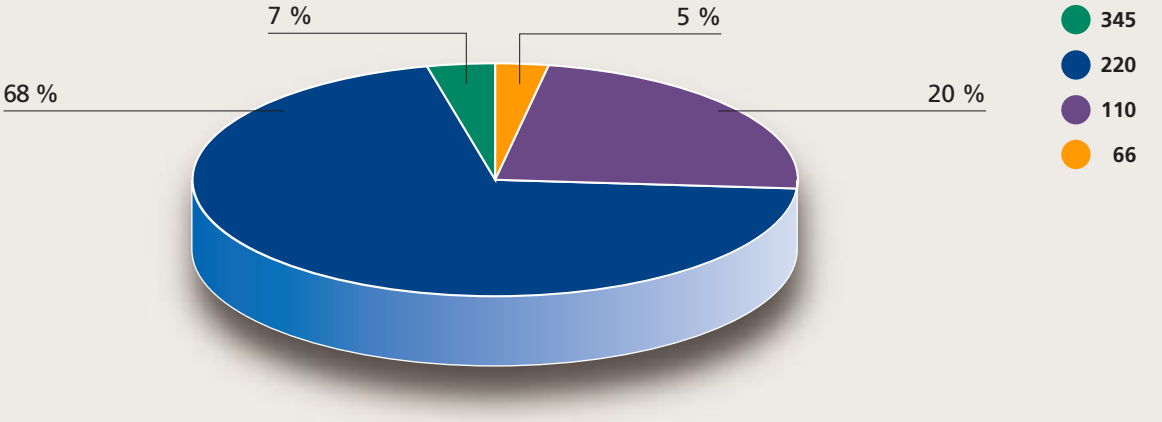
El 68% de las líneas de transmisión es de propiedad de empresas de servicio público - AES GENER, Edelnor, Electroandina, Norgener, Transelec Norte y Transemel -. De éstas, sólo son transmisoras dedicadas las empresas Transelec Norte y Transemel, siendo las restantes empresas generadoras. Se observa que un 32% de las líneas del SING es de propiedad de los clientes mineros.

CLASIFICACIÓN DE LÍNEAS SEGÚN NIVEL DE TENSIÓN Y CATEGORÍA

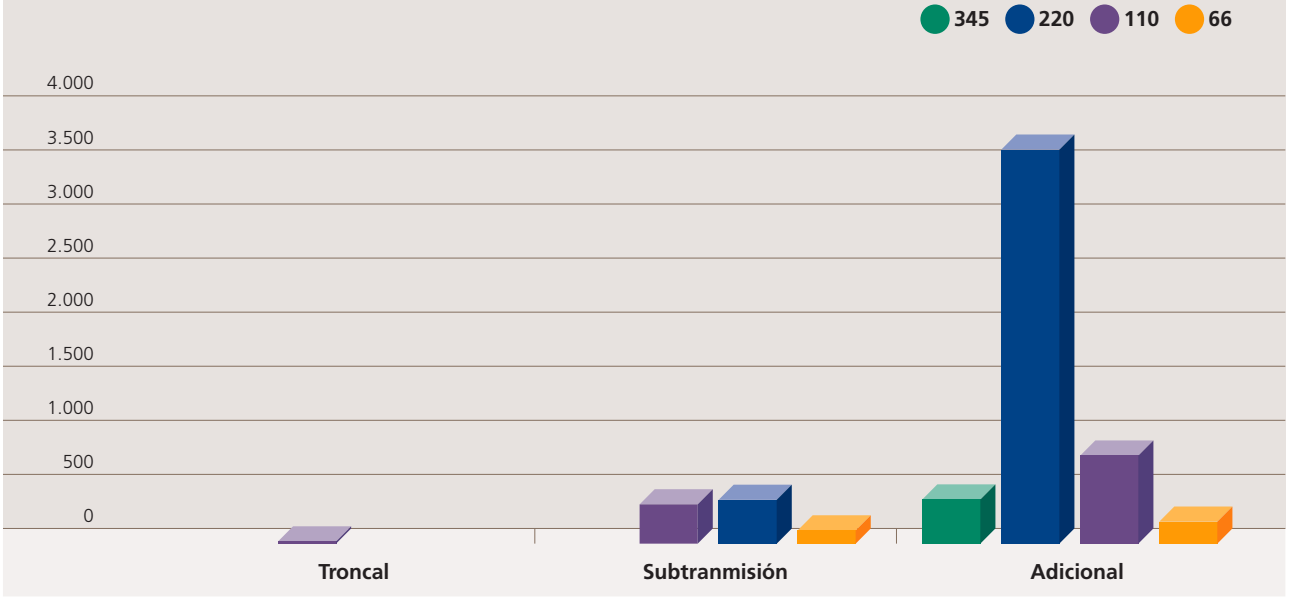
	SING				
Km por Tipo	345	220	110	66	Total
Troncal	0,0	1,6	0,0	0,0	1,6
Subtransmisión	0,0	366,3	404,7	122,0	893,0
Adicional	408,0	3.643,5	814,4	203,6	5.069,5
Total	**408,0**	**4.011,4**	**1.219,1**	**325,6**	**5.964,0**

Estas mismas instalaciones, clasificadas conforme a las categorías Troncal, Subtransmisión y Adicional según las disposiciones de la ley 19.940 y el Decreto Nº 228, de 2005, presentan la siguiente distribución.

SISTEMA INTERCONECTADO NORTE GRANDE DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL POR NIVEL DE TENSIÓN



SISTEMA INTERCONECTADO NORTE GRANDE DISTRIBUCIÓN POR CATEGORÍA (KM)



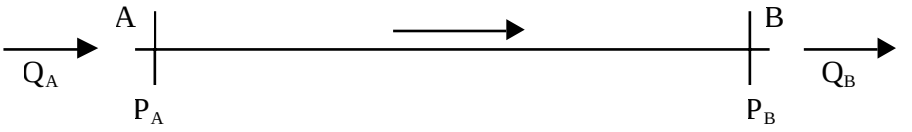
La calificación de las líneas se efectuó respecto de las instalaciones tipificadas como instalaciones troncales y de subtransmisión conforme la Ley 19.940 y el Decreto 228º de 2005 respectivamente, y sobre un universo de líneas de tensión igual o superior a 66 kV, por lo que su enumeración eventualmente no es completa. Los valores mostrados deben tomarse entonces como cifras referenciales.

ANEXO 2

INGRESOS TARIFARIOS Y REMUNERACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

1. INGRESOS TARIFARIOS

En tarificación de sistemas de transporte se utiliza la denominación *Ingreso Tarifario* para hacer referencia a la diferencia de valor que la energía - o potencia - presenta en los extremos emisor y receptor de un tramo, cuando ésta se valora respectivamente a los precios vigentes en dichos puntos. De este modo, si se visualizara al transportista como vendedor en el extremo receptor de la energía que compra en el extremo emisor, el Ingreso Tarifario correspondería al ingreso que éste percibiría producto de esta simulada operación de compra-venta. Véase el siguiente diagrama:



En el diagrama, P_A y P_B son respectivamente los precios de la energía en los extremos A y B del tramo. Las cantidades Q_A y Q_B representan la cantidad ingresada y retirada del tramo, cantidades que son distintas debido a las pérdidas técnicas producidas en la línea, esto es, $Q_A > Q_B$.

De esta forma, el Ingreso Tarifario (IT), se determina conforme a la siguiente expresión:

$$IT = P_B \times Q_B - P_A \times Q_A$$

Un aspecto clave para entender la importancia que tiene el ingreso tarifario en un mercado en el que interactúan productores y comercializadores mediante operaciones de inyección y retiro de energía en los nodos de transmisión, es que su valor ya ha considerado la existencia y el monto de las pérdidas de transmisión que se producen en cada tramo del sistema de transmisión ($Q_A > Q_B$). Si ya está tomada en cuenta la cuantía de las pérdidas de transmisión en el valor del ingreso tarifario, es necesario que el transmisor reciba como remuneración el complemento requerido para completar sus costos fijos, constituidos por la anualidad de sus costos de capital y costos fijos de operación y mantenimiento. Este complemento es el que se ha denominado ***peaje*** en la normativa eléctrica chilena. En el caso del ejemplo, sea CF la anualidad del costo fijo del tramo AB; entonces el peaje de dicho tramo estará dado por:

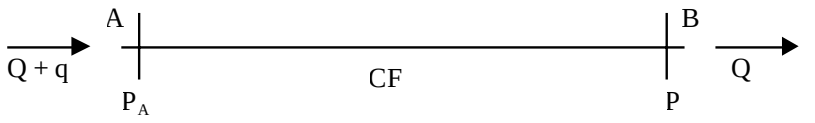
$$Peaje = CF - IT$$

Este concepto permanece presente independientemente de la forma en que se construyan los precios y/o de cómo se organicen las operaciones de compra - venta en un mercado eléctrico, por lo que debe tratarse consistentemente en cada solución regulatoria que involucre productores, comercializadores y transmisores

A continuación se analizan distintas formas de establecer los precios en los puntos de inyección y retiro así como los ingresos tarifarios y peajes resultantes.

1.1. Caso en que la transmisión se efectúa a costo medio

Supóngase una demanda total $Q_B = Q$ en el extremo o barra B de la figura mostrada más abajo. Este consumo es abastecido desde la barra A mediante la línea de transmisión AB. Como existen pérdidas, se requiere inyectar una cantidad $Q_A = Q + q$ en el extremo A, siendo entonces q la cantidad que se pierde en el proceso de transporte. Supóngase además que el costo anual fijo de la línea es CF. Por último considérese que cada unidad de producto a inyectar por el extremo A, tiene un costo unitario conocido y constante representado por el precio P_A.



Si suponemos que todos los costos involucrados en el proceso quedan representados por la estructura de costos descrita, se puede entonces plantear la pregunta respecto de cuál es el precio P a establecer en la barra B, a ser pagado por el comercializador que retira energía en esa barra para abastecer la demanda Q.

Para ello debe definirse primero el costo de abastecer Q en la barra B. Sea $CT_B(Q)$ dicho costo. Se tiene entonces que:

$$CT_B(Q) = P_A \times (Q + q) + CF$$

Es decir, para abastecer Q en B, debe inyectarse $Q + q$ en A, cuyo costo por unidad es P_A, y además soportarse un costo fijo CF.

El costo medio de abastecimiento de Q está dado por:

$$CMe_B(Q) = \frac{CT_B(Q)}{Q} = P_A \times \left(1 + \frac{q}{Q}\right) + \frac{CF}{Q}$$

Una posibilidad es entonces definir el precio P_B de cada unidad de Q como su costo medio en B, esto es, como la suma del precio P_A, amplificado por un factor que representa *la pérdida media* de transporte, más el costo medio fijo de transporte.

Entonces,

$$P_B = CMe_B(Q) = P_A \times \left(1 + \frac{q}{Q}\right) + \frac{CF}{Q}$$

El ingreso tarifario del tramo resulta igual a:

$$IT = P_B \text{ x } Q_B - P_A \text{ x } Q_A = [P_A \text{ x } (1 + \frac{q}{Q}) + \frac{CF}{Q}] \, xQ - P_A \text{ x } (Q + q) = CF$$

El peaje quedaría entonces determinado como:

$$Peaje = CF - IT = CF - CF = 0$$

Se deduce que cuando la tarificación en los nodos se realiza considerando el costo medio de la transmisión, el ingreso tarifario resulta igual al costo fijo del tramo y por lo tanto el peaje es igual a cero.

1.2. Caso en que la tarificación en nodos se efectúa considerando un sistema de precios único

En el caso en que se aplique en los nodos A y B un sistema de precio único - denominado también de nodo único o uninodal - se tiene que $P_A = P_B = P$. En este caso el ingreso tarifario resulta igual a:

$$IT = P_B \text{ x } Q_B - P_A \text{ x } Q_A = P \text{ x } Q - P \text{ x } (Q + q) = - P \text{ x } q$$

Se observa que si el precio en los nodos A y B es el mismo, el ingreso tarifario es negativo e igual al costo de las pérdidas de transmisión del la línea AB, lo cual significa que en las transacciones del mercado mayorista el transmisor está pagando las pérdidas de transmisión. El peaje es en este caso igual a:

$$Peaje = CF - IT = CF - (- P \, x \, q) = CF + P \text{ x } q$$

Entonces, cuando se aplica un sistema de precios de nodo único en todas las barras del sistema, al transmisor debe pagársele como peaje la anualidad de costo fijo y el costo de las pérdidas.

1.3. Caso en que la tarificación en nodos se efectúa a costo marginal

Con la ecuación del costo total de la transmisión obtenida anteriormente, puede también determinarse el costo marginal. En efecto:

$$CMg_B (Q) = \frac{\partial CT_B (Q)}{\partial Q} = P_A \text{ x } (1 + \frac{\partial q}{\partial Q})$$

En este caso, se puede definir el precio P_B como el costo marginal de abastecer una unidad adicional de Q, esto es, el precio P_A, amplificado por un *factor de penalización* de precio que refleja la *pérdida marginal* de transporte.

Si adicionalmente, se considera que[125]:

$$\frac{\partial q}{\partial Q} = \frac{2q}{Q}$$

Entonces,

$$P_B = CMg_B\,(Q) = P_A \text{ x } (1 + \frac{2q}{Q})$$

El ingreso tarifario resulta en este caso igual a:

$$IT = P_A \text{ x } (1 + \frac{2q}{Q}) \text{ x } Q - P_A \text{ x } (Q + q)$$

$$IT = P_A \text{ x } (Q + 2q) - P_A \text{ x } (Q + q)$$

$$IT = P_A \text{ x } q$$

En el caso en que el precio se estableció como el costo marginal, la operación, si bien cubrió los costos de Q y q en A, sólo dejó como margen o saldo una cantidad P_A x q que es inferior a CF[126], el peaje es entonces:

$$Peaje = CF - IT = CF - P_A \text{ x } q$$

125. En una línea de transmisión las pérdidas de potencia son proporcionales al cuadrado de la corriente, digamos, $q = k \text{ x } I^2$. Si además se considera que la potencia Q entregada a la carga es igual al producto de la corriente por la tensión, esto es, $Q = V \text{ x } I$, se tendría que:

$$q = k \text{ x } \frac{Q^2}{V}$$

derivando respecto a Q:

$$\frac{\partial q}{\partial Q} = \frac{2 \text{ x } k \text{ x } Q}{V^2}$$

como además:

$$\frac{q}{Q} = \frac{k \text{ x } Q}{V^2}$$

entonces,

$$\frac{\partial q}{\partial Q} = \frac{2q}{Q}$$

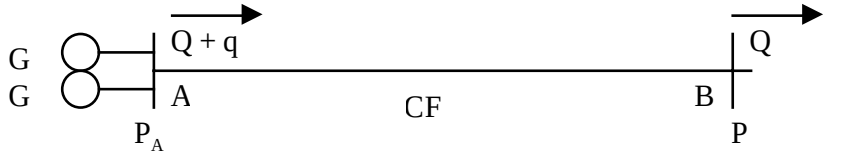
Este resultado lleva a la aseveración que se señala que «la pérdida marginal es el doble de la pérdida media».

126. Esto proviene de la existencia de economías de escala en transmisión de electricidad.

2. INGRESOS TARIFARIOS EN MERCADO SPOT MARGINALISTA DE GENERACIÓN

Resulta útil examinar la operación de un mercado *spot* marginalista, en el que las transacciones de energía se efectúan a costo marginal y derivan de las inyecciones de energía que realizan los generadores en los nodos de inyección y de los retiros de energía que efectúan los comercializadores[127] - o generadores comercializadores - en nodos de retiro para abastecer la demanda comprometida con cada uno. Veremos que si los precios *spot* en cada nodo se establece como el costo marginal instantáneo de la respectiva barra, las transacciones cubren la remuneración *spot* requerida por los generadores y dejan un saldo para el transmisor equivalente al ingreso tarifario.

En el caso de un sistema de generación operado de modo de minimizar sus costos variables, y cuyos precios de transacción se determinaran conforme a al costo marginal de generación de corto plazo, el análisis sería el siguiente:



En este caso, el PA corresponde al costo marginal de producción en dicho punto, digamos CMg_A, correspondiente al costo variable de la unidad que margina cuando ambas unidades se han despachado de modo de minimizar el abastecimiento de la demanda Q, o más precisamente, cuando ambas unidades se han despachado de modo de minimizar el costo total de producir $Q + q$.

Si suponemos que los costos variables de producción para los generadores $G1$ y $G2$ son respectivamente $CV1$ y $CV2$, con $CV1 > CV2$, se desprende que $G2$ opera a plena capacidad y $G1$ absorbe la diferencia con lo que $CMg_A = CV1$. Si llamamos g_1 y g_2 a la cantidad producida por $G1$ y $G2$ respectivamente, debe cumplirse que:

$$g_1 + g_2 = Q + q$$

En un balance de transacciones, los generadores deben recibir:

Ingreso $G1$: Precio en A x $g_1 = CMg_A$ x g_1
Ingreso $G2$: Precio en A x $g_2 = CMg_A$ x g_2

Ingreso Total : CMg_A x $(g_1 + g_2) = CMg_A$ x $(Q + q)$

127. No se está efectuando aquí algún análisis que dé cuenta de la forma en que estos precios nodales son traspasados a los consumidores finales. Por esto se asume que el que «retira» es un comercializador.

Por su parte, el comercializador que abastece la demanda en B debe pagar por el retiro:

$$\text{Pago por retiro}: \text{Precio en } B \text{ x } Q = P_B \text{ x } Q$$

Como estamos en el caso marginalista de construcción de los precios, el precio en B es igual al costo marginal de abastecer Q en dicho punto, es decir:

$$P_B = CMg_B\,(Q) = P_A \text{ x } (1 + \frac{2q}{Q}) = CMg_A\, x\, (1 + \frac{2q}{Q})$$

Luego, el pago del comercializador por el retiro es.

$$\text{Pago retiro}: \text{Precio en } B\, x\, Q = CMg_A \text{ x } (Q + 2q)$$

Se observa entonces que el pago total del retiro permite aportar los recursos para remunerar a ambos generadores, dejando un saldo. Este saldo - la diferencia entre el total pagado por la demanda y el total a pagar a los generadores - es por construcción el *Ingreso Tarifario*, el que en este ejemplo es igual a $CMgA$ x q.

Así, en un sistema despachado y tarificado conforme a costos marginales de corto plazo, el ingreso tarifario resulta automáticamente de efectuar los balances de pago de la generación y el retiro. Incluso en presencia de muchas barras de inyección y de retiro, el balance de transacciones que permite que los productores reciban lo generado a los precios correspondientes, y que el comercializador que abastece la demanda pague lo retirado a los precios respectivos, aparece un saldo correspondiente al ingreso tarifario del sistema en dicho período de facturación. Si este ingreso - estando los demás costos cubiertos - puede considerarse parte de la remuneración del transmisor cuyas líneas permitieron estas operaciones de y venta, el mismo debiera ser complementado con un peaje de modo totalizar la cobertura de sus costos fijos, puesto que el ingreso tarifario no los cubrirá completamente.

Este ingreso tarifario adquiere, en general, la siguiente forma:

$$IT = \sum_{i=1}^{N} CMg_i \text{ x } D_i - \sum_{j=1}^{M} CMg_j \text{ x } G_j$$

donde N corresponde al número de barras de retiro, M el número de barras de inyección, D_i y G_j, los retiros e inyecciones en las barras respectivas, y CMg_i los precios en cada barra de inyección o de retiro[128].

128. En sistemas como el chileno, en el cual la teoría de precios marginalista conduce a incluir una componente de precios de potencia para comple mentar los costos fijos del parque generador no cubiertos por los precios marginalistas de energía, se incluye también un ingreso tarifario de potencia, originado en las transacciones de este último producto. La suma de ambos ingresos tarifarios todavía no es suficiente para cubrir el costo fijo de la transmisión, por lo que debe ser complementada con los pagos de peajes correspondientes.

ANEXO 3

NORMATIVA LEGAL APLICABLE AL SEGMENTO TRANSMISIÓN

INTRODUCCIÓN

El presente documento presenta una síntesis de la normativa legal aplicable al segmento de transmisión en Chile conforme ésta descansa en el DFL Nº1 de 1982[129]. Si bien la totalidad de la normativa legal eléctrica influye - cuando no determina - las decisiones operativas, de inversión y comerciales que se adoptan en el segmento de transmisión, pues la ley constituye un marco regulatorio integrador y coherente, se presenta aquí sólo el conjunto de normas y disposiciones legales que efectúan una referencia directa al segmento de transmisión en general y en particular a los subsegmentos que lo componen[130].

La normativa se presenta en el mismo orden en que ésta aparece en el texto legal. Son transcripciones literales respecto de los elementos directamente relacionados con el segmento de transmisión.

129. El DFL Nº 1 de 1982 ha sufrido diversas modificaciones desde su promulgación, a saber, Ley Nº 18.922 de 1990, que perfeccionó las regulaciones en transmisión; Ley Nº 18.959 de 1990, que estableció regulaciones para períodos de racionamientos de energía; Ley Nº 19.613 de 1999, que modificó la regulación en caso de racionamientos eléctricos; Ley Nº 19.674 de 2000, que introdujo procedimientos de fijación tarifaria en servicios asociados a la distribución; y Ley 19.940 de 2004, que entre diversos aspectos, y en lo pertinente al presente estudio, estableció una reformulación relevante a la normativa que regula la operación y desarrollo del segmento de transmisión. La Ley 19.940 constituye, entonces, la base de la regulación legal vigente en materia de transmisión o transporte de energía eléctrica.

130. Por esta razón, y para cualquier fin judicial o extrajudicial, debe recurrirse al texto íntegro y oficial de la ley, constituyendo el presente anexo sólo un texto de carácter referencial.

NORMATIVA LEGAL DFL Nº1 DE 1982

Artículo 1º

La producción, el transporte, la distribución, el régimen de concesiones y tarifas de la energía eléctrica y las funciones del Estado relacionadas con estas materias se regirán por la presente Ley.

TITULO I[131]
Disposiciones Generales

Artículo 2º

Están comprendidas en las disposiciones de la presente Ley:

1. Las concesiones para establecer:

a) Centrales hidráulicas productoras de energía eléctrica.

Los derechos de aprovechamiento sobre las aguas terrestres que se destinen a la producción de energía eléctrica, se regirán por las disposiciones del Código de Aguas;

b) Subestaciones eléctricas;

c) Líneas de transporte de la energía eléctrica.

2. Las concesiones para establecer, operar y explotar las instalaciones de servicio público de distribución.

3. Los permisos para que las líneas de transporte y distribución de energía eléctrica no sujetas a concesión puedan usar y/o cruzar calles, otras líneas eléctricas y otros bienes nacionales de uso público.

4. Las servidumbres a que están sujetos:

a) Las heredades, para la construcción, establecimiento y explotación de las instalaciones y obras anexas que posean concesión, mencionadas en los números 1 y 2 de este artículo;

b) Las postaciones y líneas eléctricas, en aquellas partes que usen bienes nacionales de uso público o heredades haciendo uso de las servidumbres que se mencionan en la letra anterior, para que personas distintas al propietario de esas instalaciones las puedan usar en el tendido de otras líneas o para que las Municipalidades puedan hacer el alumbrado público.

131. Transcripción completa.

5. El régimen de precios a que están sometidas las ventas de energía eléctrica, el transporte de electricidad y demás servicios asociados al suministro de electricidad o que se presten en mérito de la calidad de concesionario de servicio público.

6. Las condiciones de seguridad a que deben someterse las instalaciones, maquinarias, instrumentos, aparatos, equipos, artefactos y materiales eléctricos de toda naturaleza y las condiciones de calidad y seguridad de los instrumentos destinados a registrar el consumo o transferencia de energía eléctrica.

7. Las relaciones de las empresas eléctricas con el Estado, las Municipalidades, otras entidades de servicio eléctrico y los particulares.

Artículo 3º

No están sometidas a las concesiones a que se refiere el artículo anterior:

a) Las centrales productoras de energía eléctrica distintas de las señaladas en la letra a) del Nº 1 del artículo precedente;

b) Las líneas de distribución que no sean de servicio público;

c) Las líneas de distribución destinadas al alumbrado público de calles, caminos, plazas, parques y avenidas - en adelante alumbrado público -; sean estas establecidas por la Municipalidad, o por cualquier otra entidad, incluyéndose las empresas distribuidoras de servicio público que tengan a su cargo el alumbrado público en virtud de un contrato con las respectivas Municipalidades.

Artículo 4º

Las concesiones enumeradas en los números 1 y 2 del artículo 2º de esta Ley, serán provisionales o definitivas. La concesión provisional tiene por objeto permitir el estudio de los proyectos de las obras de aprovechamiento de la concesión definitiva.

Las concesiones provisionales no constituyen un requisito previo para obtener la concesión definitiva y tampoco obligan a solicitar esta última.

No obstante lo anterior, las instalaciones que se mencionan en el Nº1 del artículo 2º podrán, asimismo, instalarse sin solicitar concesión, cuando el interesado así lo desee.

Artículo 5º

El Presidente de la República, a través del Ministerio de Bienes Nacionales, y cumpliendo las normas establecidas en el decreto ley 1.939 de 1977, podrá administrar y disponer de terrenos fiscales con la finalidad de que en ellos se efectúen instalaciones de obras eléctricas. Para estos efectos no regirán las limitaciones de plazos que señala ese cuerpo legal para arrendar o conceder en uso estos inmuebles.

Artículo 6º

No estarán sometidas a las disposiciones de la presente Ley las concesiones de ferrocarriles eléctricos.

Artículo 7º

Es servicio público eléctrico, el suministro que efectúe una empresa concesionaria de distribución a usuarios finales ubicados en sus zonas de concesión, o bien a usuarios ubicados fuera de dichas zonas, que se conecten a las instalaciones de la concesionaria mediante líneas propias o de terceros.

Las empresas que posean concesiones de servicio público de distribución sólo podrán destinar sus instalaciones de distribución al servicio público y al alumbrado público.

Asimismo, es servicio público eléctrico el transporte de electricidad por sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión.

Las empresas operadoras o propietarias de los sistemas de transmisión troncal deberán estar constituidas como sociedades anónimas abiertas.

Estas sociedades no podrán dedicarse, por sí, ni a través de personas naturales o jurídicas relacionadas, a actividades que comprendan en cualquier forma, el giro de generación o distribución de electricidad.

El desarrollo de otras actividades, que no comprendan las señaladas precedentemente, sólo podrán llevarlas a cabo a través de sociedades anónimas filiales o coligadas.

La participación individual de empresas que operan en cualquier otro segmento del sistema eléctrico, o de los usuarios no sometidos a fijación de precios en el sistema de transmisión troncal, no podrá exceder, directa o indirectamente, del ocho por ciento del valor de inversión total del sistema de transmisión troncal.

La participación conjunta de empresas generadoras, distribuidoras y del conjunto de los usuarios no sometidos a fijación de precios, en el sistema de transmisión troncal, no podrá exceder del cuarenta por ciento del valor de inversión total del sistema troncal. Estas limitaciones a la propiedad se extienden a grupos empresariales o personas jurídicas o naturales que formen parte de empresas de transmisión o que tengan acuerdos de actuación conjunta con las empresas transmisoras, generadoras y distribuidoras.

Los propietarios de las instalaciones construidas con anterioridad a que sean definidas como pertenecientes al sistema troncal de acuerdo al artículo 71-2, podrán mantener la propiedad de dichas instalaciones. Respecto de ellos no se aplicarán los límites de propiedad establecidos en el inciso anterior, pudiendo sobrepasar los porcentajes del ocho y cuarenta ya señalados. Sin perjuicio de lo anterior, las instalaciones que se encuentren en esta situación deberán ser consideradas en el cómputo del límite del 40% señalado en el inciso anterior.

En todo caso, los propietarios de dichas instalaciones deberán constituir sociedades de giro de transmisión en el plazo de un año, contado desde la publicación del decreto que declara la respectiva línea o instalación como troncal, y no podrán participar en la propiedad de ninguna ampliación del sistema troncal respectivo.

Artículo 8º

No se considerarán de servicio público: los suministros efectuados desde instalaciones de generación, la distribución de energía que hagan las Cooperativas no concesionarias, o bien la distribución que se realice sin concesión.

Artículo 9º

La aplicación de la presente ley corresponderá a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante la Superintendencia, sin perjuicio de las atribuciones conferidas a la Comisión Nacional de Energía, en adelante la Comisión; a las Municipalidades y al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Artículo 10º

Los reglamentos que se dicten para la aplicación de la presente Ley indicarán los pliegos de normas técnicas que deberá dictar el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción previa aprobación de la Comisión. Estos pliegos podrán ser modificados periódicamente en concordancia con los progresos que ocurran en estas materias.

TITULO II[132]
De las Concesiones y Permisos

CAPITULO I
Generalidades

Artículo 11º

Las concesiones definitivas serán otorgadas mediante decreto supremo del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, por orden del Presidente de la República. Las concesiones provisionales serán otorgadas mediante resolución de la Superintendencia.

Artículo 12º

Los permisos enumerados en el Nº3 del artículo 2º serán otorgados por las Municipalidades, con excepción de aquellos que deban otorgarse de conformidad con el decreto con fuerza de ley 206, de 1960, del Ministerio de Obras Públicas.

132. Transcripción completa.

Artículo 13º

Las concesiones eléctricas sólo podrán otorgarse a ciudadanos chilenos y a sociedades constituidas en conformidad a las leyes del país. Sin embargo, no podrán otorgarse concesiones eléctricas a sociedades en comandita por acciones.

Artículo 14º

Las concesiones eléctricas otorgan el derecho a imponer las servidumbres a que se refiere el número 4 del artículo 2º del presente cuerpo legal.

La constitución y ejercicio de las servidumbres, se regirán por las normas contenidas en el capítulo V "De las Servidumbres" del Título II, de este cuerpo legal.

Artículo 15º

Las concesiones se otorgarán sin perjuicio del derecho de tercero legalmente establecido con permiso o concesión, y en lo que ellas no prevean, estarán sometidas a las leyes, reglamentos y ordenanzas vigentes o que se dicten en el futuro sobre la materia.

Artículo 16º

Las concesiones de servicio público de distribución otorgan el derecho a usar bienes nacionales de uso público para tender líneas aéreas y subterráneas destinadas a la distribución en la zona de concesión. La distribución de electricidad a usuarios ubicados en una zona de concesión sólo podrá ser efectuada mediante concesión de servicio público de distribución, con las siguientes excepciones:

1. Los suministros a usuarios no sometidos a regulación de precios, indicados en los artículos 90º y 91º de la presente Ley;

2. Los suministros que se efectúan sin utilizar bienes nacionales de uso público;

3. Los suministros que se efectúan utilizando bienes nacionales de uso público mediante permisos otorgados previamente al establecimiento de una concesión;

4. Todo otro suministro que se efectúe mediante un contrato que acuerden directamente las partes, incluidos los concesionarios.

Artículo 17º

Podrá solicitarse otras concesiones de servicio público de distribución por una parte o la totalidad del territorio de concesiones de este tipo ya otorgadas. El Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción podrá otorgarla de acuerdo a los procedimientos que establecen los artículos 24º y siguientes, imponiendo al nuevo concesionario las mismas obligaciones y derechos que otorgó al primero en el territorio que será compartido.

Artículo 17º bis

Las cooperativas de abastecimiento de energía eléctrica que operen como concesionarias de servicio público de distribución, podrán distribuir sin limitaciones de volumen electricidad a quienes no tengan la calidad de socios, en su zona de concesión.

En la explotación de tales concesiones, las cooperativas de que trata este artículo no gozarán de franquicias tributarias o de otras de cualquier índole, que tuvieren por su condición de cooperativas.

CAPITULO II
De las concesiones de centrales hidráulicas productoras de energía eléctrica, de líneas de transporte, de subestaciones y de líneas de distribución.

Artículo 18º

La solicitud de concesión provisional deberá presentarse a la Superintendencia. En la solicitud se indicará:

a) La identificación del peticionario;

b) La clase de concesión que solicita y el servicio a que estará destinada;

c) En el caso de centrales hidroeléctricas, además de su ubicación y potencia, se indicarán los derechos de aprovechamiento de agua que posea o esté tramitando el peticionario y, si procede, el trazado y capacidad de los acueductos, la ubicación y capacidad de los embalses y estanques de sobrecarga y de compensación que se construirán para la operación de la central;

d) En el caso de líneas de transmisión y de distribución, su trazado y la ubicación de las subestaciones, con indicación de los caminos y calles y otros bienes nacionales de uso público que se ocuparán, y de las propiedades fiscales, municipales y particulares que sea necesario atravesar;

e) Una descripción de los trabajos relacionados con los estudios, que se ejecutarán durante el período de la concesión provisional y los plazos para la iniciación de éstos, para su terminación por secciones o para su terminación total;

f) Un plano general de las obras y una memoria explicativa de las mismas;

g) Un presupuesto aproximado del costo de las obras.

Artículo 19º

Toda solicitud de concesión provisional será publicada una sola vez, por cuenta del interesado, en el Diario Oficial, el día 1 ó 15 del mes, o día hábil siguiente si aquellos fueran feriados, después que un extracto de la misma haya sido publicado por dos veces consecutivas en un diario de circulación nacional y previa comunicación al Ministerio de Bienes Nacionales en el caso de afectar terrenos fiscales.

Dentro del plazo de treinta días, contado desde la fecha de la publicación en el Diario Oficial, los dueños de las propiedades que ocuparen o atravesaren las obras proyectadas, u otros interesados, podrán formular a la Superintendencia los reclamos en aquello que los afecte. La Superintendencia pondrá al solicitante en conocimiento de los reclamos para que los conteste en un plazo máximo de treinta días.

El Superintendente resolverá fundadamente acerca de las solicitudes de concesiones provisionales, en un plazo máximo de noventa días contado a partir de la publicación de la solicitud en el Diario Oficial, previa autorización de la Dirección Nacional de Fronteras y Límites del Estado, si corresponde de acuerdo a las disposiciones de los decretos con fuerza de ley 4, de 1967, 7, de 1968, y 83, de 1979, del Ministerio de Relaciones Exteriores. La resolución que dicte será reducida a escritura pública.

Artículo 20º

En la resolución de concesión provisional, que será publicada por la Superintendencia en el Diario Oficial, se fijará:

a) El plazo de la concesión provisional;

b) La descripción de los trabajos relacionados con los estudios que se autorizan y las fechas para la iniciación y terminación de los mismos.

Los plazos de las concesiones provisionales no podrán exceder de dos años, pudiéndose solicitar nuevamente la concesión provisional siguiendo el procedimiento del artículo 18º. No obstante en caso de otorgarse nuevamente la concesión provisional, el afectado podrá exigir una indemnización por ocupación permanente de los terrenos para los cuales se otorgó el permiso.

Artículo 21º

La resolución de concesión provisional otorga al concesionario el derecho para obtener del Juez de Letras de Mayor Cuantía respectivo el permiso para practicar o hacer practicar en terrenos fiscales, municipales o particulares, las mediciones y estudios que sean necesarios para la preparación del proyecto definitivo de las obras comprendidas en su concesión.

El mismo Juez determinará, cuando los afectados lo soliciten, las indemnizaciones a que tienen derecho por los perjuicios que les provocaren los permisos referidos en sus predios o heredades.

Artículo 22º

Las concesiones provisionales caducarán de pleno derecho si el interesado no redujere a escritura pública la resolución de concesión provisional dentro de los treinta días siguientes a su publicación en el Diario Oficial.

Artículo 23º

Las concesiones provisionales no limitarán la facultad del Superintendente para otorgar, en carácter provisional, otras de la misma naturaleza en igual ubicación.

Artículo 24º

La solicitud de concesión definitiva se presentará al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Podrá solicitarse la concesión definitiva sin que sea necesaria la concesión provisional previa.

En la solicitud se indicará:

a) La identificación del peticionario;

b) La clase de concesión que se solicita y el servicio a que estará destinada;

c) Un plano general de las obras y una memoria explicativa de las mismas;

d) En el caso de centrales hidroeléctricas, su ubicación y su potencia. Se indicará el derecho de agua que posea el peticionario y, si procede, el trazado y capacidad de los acueductos, la ubicación y capacidad de los embalses y estanques de sobrecarga y de compensación que se construirán para la operación de la central.

   Se deberá acompañar además, los planos de las obras hidráulicas autorizadas por la Dirección General de Aguas de acuerdo al Código respectivo, quedando asimismo la construcción y aprovechamiento de las obras hidráulicas regidas por el Código de Aguas.

   Las servidumbres necesarias para llevar a cabo estas obras se otorgarán de acuerdo a las disposiciones de esta Ley o del Código de Aguas, según corresponda;

e) En el caso de líneas de transporte, de distribución y subestaciones se indicará su ubicación, con indicación de los caminos, calles y otros bienes nacionales de uso público que se ocuparán, y de las propiedades fiscales, municipales y particulares que se atravesarán;

f) Los plazos para la iniciación de los trabajos y su terminación por etapas, secciones y la terminación total de las obras;

g) Un presupuesto del costo de las obras;

h) Los planos especiales de las servidumbres que se impondrán;

i) Las líneas eléctricas u otras obras e instalaciones existentes que puedan ser afectadas por las obras nuevas;

j) El plazo de la concesión;

k) En el caso de la concesión para servicio público de distribución se indicará la zona de concesión, que como mínimo será una franja circundante de 100 metros, respecto de cada línea eléctrica según lo dispuesto en el artículo 29º.

Artículo 25º

Si dos o más peticionarios sean o no concesionarios provisionales solicitaren concesión definitiva por alguna de las concesiones a que se refiere el artículo 2º, el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción realizará una licitación pública por los derechos de concesión en el área relacionada con estos peticionarios. El Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, determinará a cuál o cuáles de ellos deberá otorgarse concesión definitiva.

Artículo 26º

Los planos presentados que contemplen las servidumbres serán puestos por la Superintendencia en conocimiento de los afectados. En los casos de heredades se notificará por intermedio de la Intendencia, Gobernación, Municipalidad o Juzgado de Letras competente, según lo solicite el interesado. Cuando se trate de bienes fiscales, la Superintendencia lo comunicará directamente al Ministerio de Bienes Nacionales.

Los afectados tendrán treinta días de plazo a contar de la fecha de la notificación, para que formulen las observaciones y oposiciones que fueren del caso.

No obstante, con el fin de agilizar la notificación indicada en el inciso anterior, los interesados podrán entregar a la Superintendencia una certificación extendida por Notario y debidamente firmada por los afectados, en que conste haberse puesto en conocimiento de éstos los planos de las servidumbres referidas.

Los afectados tendrán en este caso un plazo de treinta días contado desde la fecha de la notificación, para formular ante la Superintendencia las observaciones y oposiciones que fueren del caso.

Artículo 27º

La Superintendencia pondrá en conocimiento del interesado las observaciones de los afectados para que éste pueda efectuar modificaciones al proyecto.

Artículo 28º

El Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe de la Superintendencia, y con la autorización de la Dirección Nacional de Fronteras y Límites del Estado, si corresponde de acuerdo a las disposiciones de los decretos con fuerza de ley 4, de 1967, 7, de 1968 y 83, de 1979, del Ministerio de Relaciones Exteriores, resolverá fundadamente acerca de la solicitud de concesión definitiva, en un plazo máximo de ciento veinte días a contar de la fecha en que se efectuó la solicitud. El informe de la Superintendencia se pronunciará sobre las observaciones y oposiciones que hayan formulado los afectados por las servidumbres.

El decreto de otorgamiento que contendrá las indicaciones de las letras a) y siguientes del artículo 24º, y la aprobación de los planos de servidumbres, deberá ser reducido a escritura pública por el interesado antes de treinta días contados desde su publicación en el Diario Oficial.

Artículo 29º

Cuando se trate de servicios públicos de distribución de energía eléctrica, el decreto de concesión definitiva fijará los límites de la zona de concesión.

La zona mínima de concesión comprenderá una franja de cien metros circundantes a todas las líneas existentes de la empresa, sean aéreas o subterráneas.

Los concesionarios podrán solicitar a la Superintendencia permisos para efectuar extensiones provisorias de sus líneas de acuerdo a los procedimientos establecidos en el Capítulo III "De los permisos municipales". La Superintendencia podrá otorgar dichos permisos por un plazo máximo de un año; debiendo, en el intertanto, el interesado solicitar la respectiva concesión.

Artículo 30º

Las concesiones definitivas se otorgarán por plazo indefinido.

Artículo 31º

Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 29º, las concesiones posteriores que se otorguen para ejecutar obras que complementen o amplíen las de primera instalación, pasarán a formar parte de ésta.

Artículo 32º

Las empresas que posean concesiones eléctricas estarán obligadas a aceptar empalmes entre sí, de acuerdo con la reglamentación que dictará el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Artículo 33º

La construcción de las obras de una concesión deberá ejecutarse con sujeción a los planos presentados, salvo modificaciones menores que no cambien fundamentalmente el proyecto, comunicadas previamente a la Superintendencia.

CAPITULO III
De los Permisos Municipales

Artículo 34º

Los permisos señalados en el número 3 del artículo 2º, deberán solicitarse a la Municipalidad respectiva, sin perjuicio de lo dispuesto en los artículos 12º y 29º de este cuerpo legal.

Artículo 35º

La solicitud de permiso será publicada en el Diario Oficial, después que un extracto de la misma haya sido publicado en un diario de circulación nacional. Ambas publicaciones serán de cargo del interesado.

La Municipalidad resolverá fundadamente sobre la solicitud presentada, previa consulta a la Superintendencia acerca de las concesiones de distribución en el área, y previa autorización de la Dirección Nacional de Fronteras y Límites del Estado si corresponde de acuerdo a las disposiciones de los decretos con fuerza de ley 4, de 1967, 7, de 1968, y 83, de 1979, del Ministerio de Relaciones Exteriores.

Artículo 36º

El plazo de los permisos será fijado por la Municipalidad y no podrá exceder de treinta años. Podrá solicitarse su renovación, dentro de los últimos cuatro años anteriores al vencimiento del permiso.

Artículo 37º

La Municipalidad mediante decreto fundado podrá suspender o dejar sin efecto un permiso de uso que haya otorgado, de acuerdo a este Capítulo, cuando compruebe que en su ejercicio no se cumple con cualquier disposición de esta Ley o de sus reglamentos.

CAPITULO IV
De la Caducidad, Transferencia y Extinción de las Concesiones

Artículo 38º

Las concesiones definitivas de servicio eléctrico caducarán, antes de entrar en explotación:

1. Si el concesionario no redujere a escritura pública el decreto de concesión;

2. Si no se iniciaren los trabajos dentro de los plazos señalados;

3. Si no se hubiesen ejecutado por lo menos los dos tercios de las obras dentro de los plazos establecidos y no mediare fuerza mayor.

La caducidad será declarada por el Presidente de la República mediante decreto supremo fundado.

Artículo 39º

En los casos de caducidad previstos en el artículo anterior, el ex concesionario podrá levantar y retirar las instalaciones ejecutadas. Cuando estas instalaciones ocupen bienes nacionales de uso público, terrenos fiscales o terrenos particulares, en virtud de servidumbres constituidas, el retiro deberá hacerse dentro del plazo y en las condiciones que fije la Superintendencia, en conformidad a los reglamentos.

Artículo 40º

El Presidente de la República, mediante decreto supremo fundado, podrá declarar caducadas las concesiones de servicio público de distribución que se encuentren en explotación:

a) Si la calidad del servicio suministrado no corresponde a las exigencias preestablecidas en esta ley o en sus reglamentos, o a las condiciones estipuladas en los decretos de concesión, a no ser que el concesionario requerido por la Superintendencia remediare tales situaciones en los plazos que ésta exija;

b) Por incumplimiento de lo dispuesto en el artículo 46° de la presente ley.

Artículo 41°

Producida alguna de las causales señaladas en el artículo 40° de la presente ley, el Presidente de la República ordenará a la Superintendencia intervenir la concesión de servicio público de distribución y determinará quién se hará cargo de la explotación y administración provisional del servicio.

Artículo 42°

Si el Presidente de la República declarara caducada una concesión de servicio público de distribución, dispondrá la licitación de los bienes afectos a ella.

Esta licitación deberá verificarse dentro de un plazo no mayor de un año.

En las bases de la licitación se establecerá principalmente:

a) Las obras de reparación y mejoramiento de las instalaciones que deberán ejecutarse y las adquisiciones de elementos que deberán hacerse;

b) Los plazos dentro de los cuales deberán iniciarse y terminarse las obras de reparación y mejoramiento, y hacerse las nuevas instalaciones, y

c) El depósito de garantía para participar en la licitación y que no podrá ser inferior al 10% del valor de todos los bienes y derechos afectos a la concesión, según tasación que hará la Superintendencia

Artículo 43°

La licitación se anunciará por una vez en el Diario Oficial y por medio de avisos repetidos por lo menos dos veces en un diario de circulación nacional. En caso de no haber interesados se llamará nuevamente a licitación, para lo cual podrán modificarse las bases establecidas anteriormente.

Artículo 44°

Del valor de la adjudicación se deducirán todos los gastos en que se hubiere incurrido y el saldo se entregará al propietario de la concesión caducada.

En caso de existir acreedores hipotecarios, prendarios o de cualquier otra naturaleza, el saldo resultante a que se refiere el inciso anterior, será depositado en la cuenta corriente del Juzgado de Letras de Mayor Cuantía de turno en lo Civil del Departamento de Santiago.

Los acreedores hipotecarios, prendarios o de cualquier otra naturaleza y los actores de los juicios pendientes o que se promovieren, relativos al dominio o cualquier otro derecho sobre los bienes afectos a la concesión, no podrán oponerse por ningún capítulo a que se efectúe la licitación y, reconocidos sus derechos, se pagarán con el saldo resultante antes mencionado; sin perjuicio de las demás acciones que pueden legalmente ejercitar los acreedores en contra del propietario de la concesión caducada.

Artículo 45º

Cuando sea declarada la caducidad de una concesión por la causal del Nº 3 del artículo 38º, el Presidente de la República, si lo estimare conveniente para el interés general, podrá disponer que la concesión sea enajenada en licitación pública.

Se seguirán en este caso las disposiciones pertinentes de los artículos 42º, 43º y 44º. En tal caso, entre las obligaciones del licitante se incluirá la obligación de terminar las obras de la concesión, dentro del plazo que se fije en el decreto que ordene la licitación.

Artículo 46º

Sin la previa autorización del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, oída la Superintendencia y la Comisión, no se podrá transferir las concesiones de servicio público de distribución, o parte de ellas, sea por enajenación, arriendo, fusión, traspaso de la concesión de una persona natural a otra jurídica de la cual aquélla sea asociada, transformación, absorción o fusión de sociedades, o bien por cualquier otro acto según el cual se transfiera el dominio o el derecho de explotación.

En particular, el informe de la Comisión, que el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción deberá tener presente, indicará si la transferencia de concesión en cuestión genera o no pérdidas de eficiencia en el sistema de distribución afectado. Se entenderá que existe pérdida de eficiencia en el sistema de distribución afectado si, como producto de la transferencia de concesión señalada, la prestación del servicio de distribución en la zona abastecida por dicho sistema debe efectuarse a un costo total anual superior al mismo que la prestación referida exhibe en la situación sin transferencia.

Asimismo, y para estos efectos, se entenderá que la zona abastecida por el sistema de distribución afectado comprende la totalidad de las concesiones de distribución de las empresas que participan en la transferencia, cediendo o recibiendo la concesión cuya transferencia se analiza. A su vez, por costo de explotación se entenderá el definido en el artículo 116 de esta ley.

El Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción deberá propender a que las transferencias de concesiones no produzcan pérdidas de eficiencia en los sistemas de distribución. Sin embargo, si el informe de la Comisión evidencia la existencia de pérdidas de eficiencia por efecto de la transferencia de concesión en cuestión, el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción podrá otorgar su autorización, y la pérdida de eficiencia producto de la transferencia no deberá ser reflejada en las tarifas de los suministros sujetos a regulación de precios que se efectúen en el sistema de distribución afectado.

En cualquier caso de transferencia y siempre que ésta sea autorizada conforme a los incisos precedentes, el adquirente deberá cumplir con todas las condiciones que esta Ley fija para ser concesionario, dentro del plazo de seis meses.

El Presidente de la República podrá declarar la caducidad de una concesión por infracción a lo establecido en el presente artículo. En este caso la concesión y sus bienes afectos serán transferidos mediante licitación pública en la forma prevista en los artículos 42°, 43° y 44°.

CAPITULO V
De las Servidumbres

Artículo 47°

Todas las servidumbres que señalen los decretos de concesiones eléctricas definitivas se establecerán en conformidad a los planos especiales de servidumbres que se hayan aprobado en el decreto de concesión.

Artículo 48°

Las concesiones de centrales hidráulicas productoras de energía eléctrica crean en favor del concesionario las servidumbres de obras hidroeléctricas, de acuerdo con las disposiciones de la presente ley.

Artículo 49°

Las servidumbres a que se refiere el artículo anterior otorgan los siguientes derechos:

1. Para ocupar los terrenos que se necesitan para las obras;

2. Para ocupar y cerrar hasta en una extensión de media hectárea los terrenos contiguos a la bocatoma, con el fin de dedicarlos a construir habitaciones de las personas encargadas de la vigilancia y conservación de las obras, y a guardar los materiales necesarios para la seguridad y reparación de las mismas;

3. Para ocupar y cerrar los terrenos necesarios para embalses, vertederos, clarificadores, estanques de acumulación de aguas, cámaras de presión, cañerías, centrales hidroeléctricas con sus dependencias, habitaciones para el personal de vigilancia, caminos de acceso, depósitos de materiales y, en general, todas las obras requeridas para las instalaciones hidroeléctricas.

Artículo 50°

Las concesiones de líneas de transporte, subestaciones y de servicio público de distribución crean en favor del concesionario las servidumbres:

1. Para tender líneas aéreas o subterráneas a través de propiedades ajenas;

2. Para ocupar los terrenos necesarios para el transporte de la energía eléctrica, desde la central generadora o subestación, hasta los puntos de consumo o de aplicación;

3. Para ocupar y cerrar los terrenos necesarios para las subestaciones eléctricas, incluyendo las habitaciones para el personal de vigilancia.

Artículo 51º

Los propietarios de líneas eléctricas estarán obligados a permitir el uso de sus postes, torres y otras instalaciones necesarias, para el establecimiento de otras líneas eléctricas.

Esta obligación sólo es válida para aquellas líneas que hagan uso de las servidumbres a que se refiere el artículo 50º y las que usen bienes nacionales de uso público, como calles y vías públicas, en su trazado.

Artículo 52º

Cuando existan líneas eléctricas en una heredad, el propietario de ésta podrá exigir que se aprovechen las existentes cuando desee constituirse una nueva servidumbre sobre su propiedad.

La Superintendencia, oídos los interesados, resolverá si el nuevo concesionario debe aceptar esta obligación, la cual será cumplida en las condiciones que establece el artículo 51º.

Artículo 53º

Los edificios no quedan sujetos a las servidumbres de obras hidroeléctricas ni de líneas de transporte y distribución de energía eléctrica.

Los corrales, huertos, parques, jardines o patios que dependan de edificios, quedan sujetos sólo a la servidumbre de ser cruzados por líneas aéreas de distribución de energía eléctrica de baja tensión, pero están exentos de las demás servidumbres que establece la presente ley. El trazado de estas líneas deberá proyectarse en forma que no perjudique la estética de jardines, parques, huertos o patios del predio.

El propietario del predio atravesado por las líneas que desee ejecutar construcciones debajo de ellas, podrá exigir del dueño de las líneas que varíe su trazado. En este caso las obras modificatorias serán de cargo del dueño del predio.

No obstante lo establecido en los incisos anteriores, cuando se trate de centrales hidráulicas productoras de energía de 25.000 o más kilowatts de potencia, los edificios, corrales, huertos, parques, jardines o patios que de ellos dependan estarán sujetos a la servidumbre de acueducto y de las obras hidroeléctricas. Pero a petición del propietario deberá efectuarse la expropiación parcial o total del predio sirviente.

Artículo 54º

Las líneas de transporte y distribución de energía eléctrica, podrán atravesar los ríos, canales, las líneas férreas, puentes, acueductos, cruzar calles, caminos y otras líneas eléctricas.

Estos cruzamientos se ejecutarán en conformidad con las prescripciones que establezcan los reglamentos, de manera que garanticen la seguridad de las personas y propiedades.

Artículo 55º

El dueño del predio sirviente está obligado a permitir la entrada de inspectores y trabajadores debidamente identificados para efectuar trabajos de reparación, bajo la responsabilidad del concesionario a quien dichas líneas pertenecen. Asimismo, el dueño del predio sirviente estará obligado a permitir la entrada de los materiales necesarios para estos trabajos. El Juez, a solicitud del propietario del suelo, regulará, atendidas las circunstancias, el tiempo y forma en que se ejercitará este derecho.

La resolución del Juez que regule el ejercicio del derecho a que se refiere el inciso anterior será apelable en ambos efectos, y el Tribunal de Alzada deberá pronunciarse sobre ella, dentro de los quince días siguientes al ingreso de los autos en Secretaría, hayan o no comparecido las partes.

Artículo 56º

El dueño del predio sirviente no podrá hacer plantaciones, construcciones ni obras de otra naturaleza que perturben el libre ejercicio de las servidumbres establecidas por esta ley, sin perjuicio de lo establecido en el inciso 3º del artículo 53º. Si infringiere esta disposición o sus plantaciones o arboledas crecieren de modo que perturbaren dicho ejercicio, el titular de la servidumbre podrá subsanar la infracción a costa del dueño del suelo.

Artículo 57º

Si no existieren caminos adecuados para la unión del camino público o vecinal más próximo con el sitio ocupado por las obras, el concesionario tendrá derecho a las servidumbres de tránsito por los predios que sea necesario ocupar para establecer el camino de acceso.

Artículo 58º

El Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción podrá imponer en favor de los concesionarios la servidumbre de ocupación temporal de los terrenos municipales o particulares para el establecimiento de caminos provisorios, talleres, almacenes, depósito de materiales y cualesquiera otros servicios que sean necesarios para asegurar la expedita construcción de las obras.

Las servidumbres de ocupación temporal se establecerán mediante el pago de la renta de arrendamiento y de la indemnización de los daños, perjuicios y deterioros de cualquier clase que puedan irrogarse en el terreno ocupado. En caso que no se produjere acuerdo entre las partes, tanto la renta de arrendamiento como las indemnizaciones correspondientes serán fijadas por el juez en juicio sumario.

Se constituirá esta servidumbre siguiendo los procedimientos indicados en esta ley.

Artículo 59º

Todos los derechos concedidos en los artículos 49º, 50º, y 51º, se ejercerán plenamente, sin perjuicio de las acciones judiciales que hubiere pendientes.

Artículo 60º

Se podrá autorizar la servidumbre temporal de postación en casos calificados por la Superintendencia, la que estará también autorizada para fijar en cada caso el monto de pago correspondiente.

Artículo 61º

Las gestiones para hacer efectivas las servidumbres deberán iniciarse en cada caso dentro de los seis meses siguientes a la fecha de reducción a escritura pública del decreto de concesión definitiva que hubiere aprobado los planos correspondientes, so pena de caducidad del derecho otorgado para imponer la servidumbre.

Artículo 62º

Si no se produjere acuerdo entre el interesado y el dueño de los terrenos sobre el valor de éstos, el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción designará una comisión compuesta de tres Hombres Buenos para que, oyendo a las partes, practique el avalúo de las indemnizaciones que deben pagarse al propietario del predio sirviente.

En este avalúo no se tomará en consideración el mayor valor que puedan adquirir los terrenos por las obras proyectadas.

El honorario de la comisión de Hombres Buenos será de cargo del interesado, y será fijado por el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Artículo 63º

La comisión de Hombres Buenos deberá reunirse en días y horas que determine la Superintendencia, bajo el apercibimiento de una multa de una Unidad Tributaria Mensual, en adelante UTM, en caso de inasistencia y respecto de cada uno de los inasistentes.

Artículo 64º

Practicado el avalúo por la comisión de Hombres Buenos, será entregado a la Superintendencia, la cual pondrá una copia debidamente autorizada por ella, en conocimiento de los interesados y de los afectados, mediante carta certificada.

Artículo 65º

El valor fijado por la comisión de Hombres Buenos, más el veinte por ciento de que trata el artículo 69º será entregado al propietario y, en caso de que éste se encontrare ausente o se negara a recibirlo, será depositado en la cuenta corriente del Tribunal respectivo a la orden del propietario.

Artículo 66º

La copia a que se refiere el artículo 64º y el comprobante de haber cancelado el valor fijado por la comisión de Hombres Buenos, de acuerdo al artículo anterior, servirá a éste para obtener del Juez de

Letras de Mayor Cuantía respectivo que lo ponga en posesión material de los terrenos, no obstante cualquiera reclamación del propietario y aún cuando éste no se hubiere conformado con la tasación.

Artículo 67º

Los afectados o el interesado podrán reclamar dentro del plazo de treinta días, a contar desde la fecha de su notificación, del avalúo practicado por la comisión de Hombres Buenos.

Desde este momento, las cuestiones que se susciten se ventilarán de acuerdo con las reglas establecidas en el Título XI del Libro III del Código de Procedimiento Civil.

Artículo 68º

El dueño del predio sirviente tendrá derecho a que se le pague:

1. El valor de todo terreno ocupado por las obras hidroeléctricas, incluidas las de embalse y estanques, por los postes y las torres de las líneas, por las zanjas de las líneas subterráneas, por los edificios y por los caminos de acceso, según los planos de servidumbres;

2. El valor de los perjuicios ocasionados durante la construcción de las obras o como consecuencia de ellas o del ejercicio de las servidumbres. Igualmente el valor de los perjuicios que causan las líneas aéreas;

3. Una indemnización por el tránsito que el concesionario tiene derecho a hacer para los efectos de la custodia, conservación y reparación de las líneas. Esta indemnización no podrá ser superior al valor de una faja de terreno de dos metros de ancho, en la parte del predio ocupado por las líneas.

Si al constituirse una servidumbre quedaren terrenos inutilizados para su natural aprovechamiento, el concesionario estará obligado a extender la servidumbre a todos estos terrenos.

Artículo 69º

Los terrenos ocupados se pagarán, a tasación de peritos, con veinte por ciento de aumento.

Artículo 70º

Todas las dificultades o cuestiones posteriores de cualquier naturaleza a que dieren lugar las servidumbres establecidas en este Título, ya sea por parte del concesionario o del dueño del predio sirviente, se tramitarán en juicio sumario en conformidad a las reglas establecidas en el Código de Procedimiento Civil.

La apelación de la sentencia definitiva en estos juicios se concederá sólo en el efecto devolutivo.

Artículo 71º

Será Juez competente para conocer de los juicios a que se refiere el presente Título, el del departamento donde se encuentre el predio sirviente y si los predios sirvientes estuvieren en dos o más departamentos, el Juez de cualesquiera de ellos.

TÍTULO III[133]
De los Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica

Artículo 71º-1

El "sistema de transmisión o de transporte de electricidad" es el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, en un nivel de tensión nominal superior al que se disponga en la respectiva norma técnica que proponga la Comisión, y cuya operación deberá coordinarse según lo dispone el artículo 81 de esta ley.

En cada sistema de transmisión se distinguen instalaciones del "sistema de transmisión troncal", del "sistema de subtransmisión" y del "sistema de transmisión adicional".

Artículo 71º-2

Cada sistema de transmisión troncal estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que sean económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico respectivo, bajo los diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la presente ley, los reglamentos y las normas técnicas.

Las instalaciones pertenecientes a cada uno de los tramos del sistema de transmisión troncal deberán cumplir con las siguientes características:

a) Mostrar una variabilidad relevante en la magnitud y dirección de los flujos de potencia, como resultado de abastecer en forma óptima una misma configuración de demanda para diferentes escenarios de disponibilidad del parque generador existente, considerando las restricciones impuestas por el cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad de servicio, incluyendo situaciones de contingencia y falla.

b) Tener una tensión nominal igual o mayor a 220 kilovolts.

c) Que la magnitud de los flujos en estas líneas no esté determinada por el consumo de un número reducido de consumidores.

d) Que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras.

e) Que la línea tenga tramos con flujos bidireccionales relevantes.

No obstante, una vez determinados los límites del sistema de transmisión troncal, se incluirán en él las instalaciones interiores que sean necesarias para asegurar la continuidad de tal sistema.

133. Transcripción completa.

El reglamento establecerá el procedimiento que, en base a las características señaladas, deberá seguirse para calificar a las instalaciones de cada sistema eléctrico como pertenecientes o no al sistema de transmisión troncal respectivo. A ellas se agregarán, en el momento en que entren en operación, las instalaciones futuras de construcción obligatoria definidas mediante similar procedimiento según lo establecido en el artículo 71-26.

Las líneas y subestaciones de cada sistema de transmisión troncal serán determinadas mediante decreto supremo del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, dictado bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", previo informe técnico de la Comisión, según lo establecido en el artículo 71-20.

Artículo 71°-3

Cada sistema de subtransmisión estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, territorialmente identificables, que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras.

Las instalaciones pertenecientes al sistema de subtransmisión deberán cumplir con las siguientes características:

a) No calificar como instalaciones troncales según lo establecido en el artículo 71-2.

b) Que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras.

Las líneas y subestaciones de cada sistema de subtransmisión serán determinadas, previo informe técnico de la Comisión, mediante decreto supremo del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, dictado bajo la fórmula "Por orden del Presidente de la República", el que tendrá una vigencia de cuatro años.

Artículo 71°-4

Los sistemas de transmisión adicional estarán constituidos por las instalaciones de transmisión que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están destinadas esencial y principalmente al suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios, y por aquéllas cuyo objeto principal es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico, sin que formen parte del sistema de transmisión troncal ni de los sistemas de subtransmisión.

Artículo 71°-5

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

En los sistemas adicionales sólo estarán sometidas al régimen de acceso abierto aquellas líneas que hagan uso de las servidumbres a que se refiere el artículo 50º y las que usen bienes nacionales de uso público, como calles y vías públicas, en su trazado. El transporte por estos sistemas se regirá por contratos privados entre partes y conforme a lo dispuesto en las disposiciones legales pertinentes.

Los propietarios de instalaciones de los sistemas de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión no podrán negar el acceso al servicio de transporte o transmisión a ningún interesado por motivos de capacidad técnica, sin perjuicio de que, en virtud de las facultades que la ley o el reglamento le otorguen al centro de despacho económico de carga, en adelante CDEC, para la operación coordinada del sistema eléctrico, se limiten las inyecciones o retiros sin discriminar a los usuarios.

Los propietarios de las instalaciones de los sistemas adicionales sometidas al régimen de acceso abierto conforme a este artículo no podrán negar el servicio a ningún interesado cuando exista capacidad técnica de transmisión determinada por el CDEC, independientemente de la capacidad contratada.

Artículo 71º-6

Toda empresa eléctrica que inyecte energía y potencia al sistema eléctrico con plantas de generación propias o contratadas, así como toda empresa eléctrica que efectúe retiros de energía y potencia desde el sistema eléctrico para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, hace uso de aquellas instalaciones del sistema de transmisión troncal y de los sistemas de subtransmisión y adicionales que correspondan conforme a los artículos siguientes, y deberá pagar los respectivos costos de transmisión, en la proporción que se determine de acuerdo a las normas de este Título.

Artículo 71º-7

Los propietarios de los medios de generación conectados al sistema eléctrico respectivo cuya fuente sea no convencional, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración y otras similares determinadas fundadamente por la Comisión, cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kilowatts, estarán exceptuados del pago total o de una porción de los peajes por el uso que las inyecciones de esos medios de generación hacen de los sistemas de transmisión troncal, conforme a los criterios establecidos en los incisos siguientes.

Los peajes a pagar serán determinados ponderando los peajes que correspondería pagar conforme a las normas generales de peajes por un factor proporcional igual al exceso por sobre 9.000 kilowatts de los excedentes de potencia suministrada al sistema dividido por 11.000 kilowatts. En caso que dichos excedentes de potencia sean inferiores a 9.000 kilowatts, el factor será nulo.

Si la capacidad conjunta exceptuada de peajes excede el 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico, los propietarios de los medios de generación señalados en el inciso primero de este artículo deberán pagar además un peaje equivalente a los montos de los peajes exceptuados en virtud de la aplicación del inciso segundo de este artículo, multiplicados por un factor proporcional único igual al cuociente entre el señalado excedente por sobre el 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico y la capacidad conjunta exceptuada de peajes.

Para los efectos de lo señalado en el inciso anterior, se entenderá por capacidad conjunta exceptuada de peajes a la suma de los excedentes de potencia suministrados al sistema por cada uno de los medios de generación a los que se refiere este artículo, multiplicados por la diferencia entre 1 (uno) y el factor proporcional referido en el inciso segundo de este artículo.

Los montos totales de peajes de transmisión troncal exceptuados de pago en virtud de la aplicación de este artículo, serán pagados por las demás empresas que efectúan inyecciones de energía al sistema, a prorrata de dichas inyecciones conforme a los procedimientos que para ello establezca el reglamento.

Artículo 71º-8

Las empresas señaladas en el artículo 71-6 deberán pagar a el o los representantes de las empresas propietarias u operadoras del respectivo sistema de transmisión troncal, de los sistemas de subtransmisión y de los sistemas adicionales que correspondan, los costos de transmisión de conformidad con la liquidación que efectúe la Dirección de Peajes del respectivo Centro de Despacho Económico de Carga.

En caso de mora o simple retardo en el pago de las facturas que emitan las empresas de transmisión troncal para el cobro de su remuneración, éstas podrán aplicar sobre los montos adeudados el interés máximo convencional definido en el artículo 6º de la ley Nº 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, en conformidad a la liquidación señalada en el inciso primero, incluidos los reajustes e intereses, tendrán mérito ejecutivo.

Artículo 71º-9

Para cada tramo de un sistema de transmisión troncal se determinará el "valor anual de la transmisión por tramo", compuesto por la anualidad del "valor de inversión", en adelante "V.I." del tramo, más los costos anuales de operación, mantenimiento y administración del tramo respectivo, en adelante "COMA".

Cada tramo del sistema de transmisión troncal estará compuesto por un conjunto mínimo de instalaciones económicamente identificables, agrupadas según los criterios que establezca el reglamento, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 71-2.

Artículo 71º-10

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

En el caso de las instalaciones existentes del sistema de transmisión troncal, definidas en el decreto a que se refiere el artículo 71-2, el V.I. se determinará en función de sus características físicas y técnicas, valoradas a los precios de mercado vigentes.

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

En el caso de instalaciones futuras, que resulten recomendadas como expansiones óptimas para sistemas de transmisión troncal existentes en el estudio de transmisión troncal y que se establezcan en el respectivo decreto, el V.I. económicamente eficiente será determinado con carácter referencial por el citado decreto. El valor de inversión de instalaciones futuras que deberá reflejarse definitivamente en el pago del servicio de transmisión será el que resulte de la licitación a que se refieren los artículos 71-24 y 71-25.

La anualidad del V.I., en adelante "A.V.I." del tramo, se calculará considerando la vida útil económica de cada tipo de instalación que lo componga, según se indique en el reglamento y considerando la tasa de descuento señalada en el artículo 100 de esta ley.

Artículo 71º-11

El valor anual de la transmisión por tramo de cada sistema de transmisión troncal se fijará cada cuatro años por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, conforme al procedimiento establecido en los artículos siguientes.

Las empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y usuarios no sometidos a fijación de precios de cada sistema interconectado, en adelante, los "participantes", podrán participar por derecho propio en el procedimiento de fijación del valor de la transmisión por tramo, conforme se indica en los artículos siguientes. Los participantes deberán concurrir al pago del estudio de transmisión troncal a que se refieren los artículos siguientes y deberán proporcionar toda la información en la forma y oportunidad que lo solicite la Comisión con motivo de la fijación mencionada en este artículo.

Artículo 71º-12

Cada cuatro años se realizará un estudio de transmisión troncal para distintos escenarios de expansión de la generación y de interconexiones con otros sistemas eléctricos, cuyo proceso de elaboración será dirigido y coordinado por la Comisión. El estudio deberá comprender el análisis de cada sistema de transmisión troncal existente y contener las siguientes materias:

a) La identificación de los sistemas troncales iniciales, sus alternativas de ampliaciones futuras y el área de influencia común correspondiente;

b) Las alternativas de nuevas obras de transmisión troncal;

c) La calificación de líneas existentes como nuevas troncales;

d) El A.V.I. y COMA por tramo de las instalaciones existentes calificadas como troncales, y el V.I. referencial de las instalaciones a que se refieren las letras a) y b), y

e) La determinación de las correspondientes fórmulas de indexación y su forma de aplicación para los valores indicados en la letra d) anterior, a fin de mantener el valor real del A.V.I. y el COMA durante el período de cuatro años.

El estudio deberá realizarse considerando instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del respectivo sistema eléctrico en las distintas alternativas de expansión, en los siguientes cuatro años. Sin perjuicio de ello, el estudio considerará un período de análisis de a lo menos diez años.

El análisis se realizará conforme a las condiciones básicas de seguridad y calidad de servicio establecidas en el reglamento y en las normas técnicas respectivas. Las alternativas de ampliaciones y nuevas obras de transmisión, troncales o de otra naturaleza, serán las económicamente eficientes para las transmisiones que resulten de considerar la demanda y los escenarios de expansión considerando las siguientes obras:

1. Las centrales e interconexiones entre sistemas eléctricos declaradas en construcción por las empresas generadoras;

2. Las alternativas de centrales e interconexiones entre sistemas eléctricos que estén siendo considerados por los distintos agentes o de manera genérica por la Comisión, considerando diversos escenarios económicos y de desarrollo eléctrico.

Artículo 71°-13

Tres meses antes de la publicación de las bases preliminares de los estudios vinculados a la fijación tarifaria de los sectores de transmisión troncal y subtransmisión y de los sistemas medianos, la Comisión abrirá un proceso de registro de instituciones y usuarios distintos de los participantes, en adelante "usuarios e instituciones interesadas", los que tendrán acceso a los antecedentes y resultados del estudio, de acuerdo con las normas de esta ley y del reglamento.

El reglamento deberá especificar el mecanismo a través del cual se hará público el llamado a los usuarios e instituciones interesadas, y los requisitos e información que éstos deberán presentar para su registro. Asimismo, establecerá los medios y la forma en que la Comisión hará público los distintos documentos sometidos a un proceso de participación ciudadana, la oportunidad y forma de entregar sus observaciones y comentarios, así como los mecanismos que la autoridad empleará para responderlos en cada una de las etapas en que dichos usuarios e instituciones interesadas participen en conformidad a esta ley.

En todo caso, los antecedentes que solicite la autoridad para constituir dicho registro deberán estar dirigidos a acreditar la representación, el interés y la correcta identificación de cada usuario o entidad, y no podrán representar discriminación de ninguna especie.

Artículo 71°-14

A más tardar quince meses antes del término del período de vigencia de las tarifas de transmisión troncal, la Comisión enviará a los participantes y usuarios e instituciones interesadas, las bases técnicas preliminares para la realización del estudio del respectivo sistema troncal.

Las bases técnicas preliminares del estudio deberán indicar las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes y aplicables en el respectivo sistema eléctrico. Además, deberán contener los antecedentes del sistema respectivo, que permitan al consultor realizar el objetivo del estudio conforme a lo dispuesto en el artículo 71-12, entre los que se considerarán, a lo menos, los siguientes:

a) El conjunto de instalaciones que conforman los sistemas de transmisión existentes;

b) Los A.V.I. y COMA que sustentan los valores por tramo vigentes;

c) Previsión de demanda por barra del sistema eléctrico;

d) Precios de combustibles de centrales térmicas, en el horizonte de planificación del estudio;

e) Estado hidrológico inicial de los embalses;

f) Fecha de entrada en operación, A.V.I. y COMA de las instalaciones de transmisión en construcción, y

g) Escenarios de expansión de generación e interconexión considerando lo indicado en el número 2 del inciso tercero del artículo 71-12.

Conjuntamente, la Comisión deberá enviar las bases administrativas preliminares del estudio, las que deberán especificar a lo menos lo siguiente:

1. Los criterios de selección de las propuestas de los consultores para la realización del estudio, indicando separadamente los criterios técnicos, administrativos y económicos;

2. Las responsabilidades y obligaciones del consultor en relación al desarrollo del estudio y sus resultados;

3. Los mecanismos de aceptación y pago del estudio;

4. La entrega de informes por parte del consultor;

5. Las diferentes etapas del estudio, considerando expresamente instancias de audiencia, así como el procedimiento para recibir y responder observaciones de los participantes, usuarios e instituciones interesadas y de la Comisión, y

6. La obligación para el consultor, de que todos sus cálculos y resultados sean reproducibles y verificables.

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

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

Si se mantuviesen controversias, cualquiera de los participantes o usuarios e instituciones interesadas, podrán solicitar la opinión del panel de expertos, constituido conforme al artículo 131, en un plazo máximo de diez días contado desde la recepción de las bases técnicas definitivas. El panel de expertos deberá resolver la controversia por acuerdo de mayoría, dentro de los quince días siguientes al vencimiento del plazo dispuesto en el inciso anterior.

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

Artículo 71°-15

El estudio de transmisión troncal será licitado, adjudicado y supervisado en conformidad a las bases técnicas y administrativas definitivas señaladas en el artículo anterior, por un comité integrado por un representante del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, uno de la Comisión, dos de las empresas propietarias de transmisión troncal, dos representantes de quienes inyectan en el troncal, un distribuidor y un representante de los clientes libres, designados en la forma que establezca el reglamento.

El reglamento establecerá las normas sobre designación, constitución, funcionamiento, obligaciones y atribuciones de este comité y la forma en que se desarrollará el estudio.

El estudio deberá realizarse dentro del plazo máximo de ocho meses a contar de la adjudicación, sin perjuicio de la obligación del consultor respecto de la audiencia pública a que se refiere el artículo 71-18.

Artículo 71°-16

Para los efectos de la licitación a que se refiere el artículo anterior, la Comisión publicará en medios nacionales e internacionales un llamado a precalificación de empresas consultoras, a más tardar el 15 de septiembre del año anterior a la fijación de los valores de transmisión. La Comisión formará un registro de empresas consultoras preseleccionadas, considerando antecedentes fidedignos sobre calidad y experiencia en la planificación y valorización de sistemas de transmisión.

No podrán participar en el registro mencionado empresas consultoras relacionadas o aquéllas cuyos ingresos, en forma individual o a través de consorcios, directa o indirectamente, hayan provenido de prestación de servicios a empresas de transmisión troncal o a compañías participantes, en un monto bruto superior al 20% anual, en los dos últimos años.

La precalificación y los criterios utilizados para efectuar el registro de empresas precalificadas serán informados a las empresas de transmisión troncal y a los participantes.

Artículo 71°-17

Los resultados del estudio entregados por el consultor deberán especificar y distinguir, a lo menos, lo siguiente:

a) El sistema troncal existente conforme al artículo 71-2, y

b) El plan de expansión del o los sistemas de transmisión troncal objeto del estudio para cada escenario, indicando:

1. Las características y la fecha de incorporación de las ampliaciones del troncal existente, y las empresas de transmisión que deberán realizar dichas ampliaciones, para efectos del artículo 71-23;

2. El A.V.I. y COMA de las instalaciones de transmisión troncal existentes y los valores referenciales de las ampliaciones de tales instalaciones y sus fórmulas de indexación;

3. Las recomendaciones de nuevas obras de los sistemas de transmisión, y

4. Los criterios y rangos bajo los cuales se mantienen válidos los supuestos de cada escenario contemplado en el estudio.

A partir de la recepción conforme del estudio de acuerdo al contrato, y dentro del plazo de seis días, la Comisión hará público el estudio, a través de un medio de amplio acceso.

Artículo 71º-18

La Comisión, en un plazo máximo de veinte días contado desde la recepción conforme del estudio, convocará a una audiencia pública a los participantes y a los usuarios e instituciones interesadas, audiencia en que el consultor deberá exponer los resultados del estudio de transmisión troncal. El reglamento establecerá el procedimiento y las demás normas a que se sujetará la audiencia pública. En el plazo de quince días contado desde su celebración, los participantes, usuarios e instituciones interesadas podrán realizar observaciones al estudio presentado.

Artículo 71º-19

Concluido el procedimiento de audiencia pública conforme al artículo anterior, existiendo o no observaciones, dentro del plazo de cuarenta y cinco días, la Comisión deberá elaborar un informe técnico basado en los resultados del estudio de transmisión troncal y considerando todas las observaciones realizadas.

El informe técnico de la Comisión deberá contener lo siguiente:

a) Las instalaciones existentes que integran el sistema troncal, el área de influencia común y el valor anual de transmisión por tramo, A.V.I. del tramo, y el COMA de dichas instalaciones con sus fórmulas de indexación para cada uno de los siguientes cuatro años.

b) La identificación de las obras de ampliación de transmisión troncal cuyo inicio de construcción se proyecte conforme al estudio para cada escenario posible de expansión del sistema de transmisión, y sus respectivos A.V.I. y COMA por tramo referenciales, de acuerdo a la fecha de entrada en operación, dentro del cuatrienio tarifario inmediato, con la o las respectivas empresas de transmisión troncal responsables de su construcción;

c) Si correspondiere, la identificación de proyectos de nuevas líneas y subestaciones troncales con su respectivos V.I. y COMA referenciales y fechas de inicio de operación y de construcción, recomendados por el estudio de transmisión troncal;

d) Los criterios y rangos bajo los cuales se mantienen válidos los supuestos del estudio, y

e) La respuesta fundada de la Comisión a las observaciones planteadas.

Dicho informe se comunicará, dentro de los tres días siguientes al vencimiento del plazo indicado en el inciso primero, a la Dirección de Peajes, a las empresas de transmisión troncal, a los participantes y a los usuarios e instituciones interesadas, y se hará público a través de un medio de amplio acceso.

A partir de la recepción del informe técnico, los participantes y los usuarios e instituciones interesadas dispondrán de diez días para presentar sus discrepancias a la Comisión sobre el contenido de la letra a) de este artículo. Dichas discrepancias serán resueltas por un panel de expertos, constituido conforme al artículo 131, dentro de treinta días.

Artículo 71°-20

Transcurrido el plazo dispuesto en el inciso final del artículo anterior sin que se haya manifestado desacuerdo, o una vez recibida la decisión del panel de expertos, la Comisión deberá remitir al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, dentro de los siguientes quince días, el informe técnico y sus antecedentes, y, en su caso, el dictamen del panel de expertos.

El Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, dentro de quince días de recibidos los informes, mediante decreto expedido bajo la fórmula "Por orden del Presidente de la República" y sobre la base de los documentos referidos en el inciso anterior, fijará las instalaciones del sistema troncal y las demás materias señaladas en la letra a) del artículo anterior.

El decreto deberá publicarse en el Diario Oficial antes del 15 de diciembre del año en que vence el decreto vigente.

Artículo 71°-21

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

No obstante lo señalado en el inciso anterior, las empresas de transmisión troncal deberán abonar o cargar a los usuarios del sistema de transmisión, de acuerdo con el procedimiento que establezca el reglamento, las diferencias que se produzcan entre lo efectivamente facturado y lo que corresponda acorde a los valores que en definitiva se establezcan, por todo el período transcurrido entre el día de terminación del cuatrienio a que se refiere el artículo anterior y la fecha de publicación del nuevo decreto.

Las reliquidaciones que sean procedentes serán reajustadas de acuerdo con el interés corriente vigente a la fecha de publicación de los nuevos valores, por todo el período a que se refiere el inciso anterior.

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

Artículo 71º-22

Las empresas de transmisión troncal identificadas en el decreto señalado en el artículo 71-27 como responsables de realizar las obras de ampliación del estudio de transmisión troncal tendrán la obligación de efectuar dichas obras y operar las instalaciones de acuerdo con la ley.

Las empresas señaladas en el inciso anterior deberán comunicar a la Superintendencia el inicio de la construcción de las obras e instalaciones de acuerdo con los plazos establecidos en el respectivo decreto, sin perjuicio de la obligación establecida en el artículo 148 de esta ley.

La cesión a un tercero por parte de la empresa responsable del derecho a ejecutar y explotar las obras e instalaciones correspondientes a la ampliación, deberá ser previamente informada a la Comisión y a la Superintendencia. La cesionaria deberá reunir los requisitos que fija esta ley para una empresa de transmisión troncal y se subrogará en la obligación de ejecutarlas y explotarlas, en su caso, ajustándose a los plazos, especificaciones y demás obligaciones que establezca el decreto señalado en el artículo 71-27 de esta ley.

En caso de incumplimiento de alguna de las obligaciones de la cesionaria, la cedente será subsidiariamente responsable de todas las indemnizaciones a que diere lugar.

En cualquier caso, las empresas de transmisión troncal, con la antelación que reglamentariamente se indique, deberán licitar la construcción de las obras a empresas calificadas, a través de procesos de licitación públicos, abiertos y transparentes, auditables por la Superintendencia, debiendo incluirse expresamente en las bases de la licitación que el V.I. de la ampliación licitada no podrá exceder en más de quince por ciento al V.I. referencial señalado para ella en el decreto respectivo.

Sólo en caso que la licitación se declare desierta y, en el plazo de treinta días contados desde la declaración, se acredite que existen razones fundadas de cambios importantes de los supuestos en base a los cuales fue determinado el V.I. de referencia, por medio de un estudio de consultores independientes, contratado a su cargo por la empresa responsable, el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe de la Comisión, podrá fijar, por decreto supremo expedido "Por orden del Presidente de la República", un nuevo V.I. de referencia, para que la empresa responsable convoque a una nueva licitación, sujeta en lo demás a los requisitos indicados en los incisos anteriores.

Para efectos de la determinación del V.I. definitivo conforme a lo dispuesto en el inciso tercero del artículo 71-10, la Comisión deberá informar al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción el resultado final de las licitaciones del proyecto respectivo. El Ministerio, mediante decreto supremo expedido bajo la fórmula "Por orden del Presidente de la República", fijará dichos valores para los efectos del artículo 71-29 y siguientes.

Las empresas que incurran en incumplimiento de la obligación a que se refiere este artículo perderán el derecho a ejecutar y explotar las obras e instalaciones que se les hubieren asignado en el decreto respectivo, las que serán licitadas por la Comisión y adjudicadas por el Ministerio a empresas que cumplan las exigencias para operar sistemas de transmisión troncal.

El reglamento establecerá las normas para la realización de la licitación a que se refiere el inciso anterior, las que deberán asegurar la publicidad y transparencia del proceso, la participación igualitaria y no discriminatoria y el cumplimiento de las especificaciones y condiciones determinadas por el estudio, el informe técnico y el decreto respectivo.

Artículo 71º-23

Se entenderá por nuevas líneas y subestaciones troncales todas aquellas obras calificadas como tales por el estudio de transmisión troncal o por el decreto indicado en el artículo 71-27, en consideración a la magnitud que defina el reglamento, nuevo trazado e independencia respecto de las líneas troncales existentes.

Cuando el decreto sobre adecuaciones al plan de expansión de la transmisión troncal, referido en el artículo 71-27, identifique como troncales a proyectos de líneas y subestaciones troncales nuevas, los mismos serán adjudicados, mediante el proceso de licitación que se establece en los artículos siguientes, en cuanto a su ejecución y al derecho a su explotación, a una empresa de transmisión que cumpla con las exigencias definidas en la presente ley. La licitación se resolverá según el valor anual de la transmisión por tramo que oferten las empresas para cada proyecto y sólo se considerarán de manera referencial el V.I. y COMA definidos en el aludido decreto.

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

Los pagos por el servicio de transporte o transmisión a la empresa propietaria de las nuevas líneas de transmisión troncal se realizarán de acuerdo con lo establecido en los artículos 71-29 y siguientes.

Artículo 71º-24

Corresponderá a la Dirección de Peajes del Centro Económico de Despacho de Carga respectivo, conforme a los plazos y términos establecidos en el reglamento, efectuar una licitación pública internacional de los proyectos señalados en el artículo anterior. El costo de la licitación, se pagará a prorrata de la participación esperada de cada usuario en el pago del valor anual de la transmisión asociada a las nuevas instalaciones.

Las bases de licitación serán elaboradas por la Comisión y, a lo menos, deberán especificar las condiciones de licitación, la información técnica y comercial que deberá entregar la empresa participante, los plazos, las garantías, la descripción del desarrollo del proceso y de las condiciones de adjudicación, así como las características técnicas de las líneas o subestaciones y del o los proyectos de interconexión troncal, conforme al respectivo estudio de transmisión troncal.

Artículo 71º-25

La Dirección de Peajes respectiva, en un plazo no superior a sesenta días de recibidas las propuestas, deberá resolver la licitación y adjudicará el proyecto en conformidad a las bases.

Asimismo, comunicará el resultado a la empresa adjudicataria e 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 Economía, Fomento y Reconstrucción un informe técnico, con todos los antecedentes, que servirá de base para la dictación de un decreto supremo, expedido bajo la fórmula "Por orden del Presidente de la República", que fijará:

a) La empresa adjudicataria;

b) Las características técnicas del proyecto;

c) La fecha de entrada en operación;

d) El valor de la transmisión por tramo de las nuevas líneas o subestaciones de transmisión troncal, conforme al resultado de la licitación, y

e) Las fórmulas de indexación del valor señalado en la letra d) anterior.

Artículo 71º-26

Las instalaciones de transmisión que interconecten sistemas eléctricos independientes que no hayan sido materializadas conforme a lo establecido en el artículo 71-45, se considerarán sistemas de transmisión adicionales en los sistemas eléctricos que interconectan. Sin perjuicio de lo señalado, la operación de los sistemas interconectados se regirá por lo dispuesto en los artículos 71-46, 71-47 y 71-49 de la presente ley. No obstante, en el caso que para la materialización de dichas instalaciones el o los interesados requieran el otorgamiento de una concesión, les serán aplicables las disposiciones del artículo 71-45.

Artículo 71º-27

Anualmente, la Dirección de Peajes del CDEC analizará la consistencia de las instalaciones de desarrollo y expansión del sistema troncal contenidas en las letras b) y c) del informe técnico de la Comisión Nacional de Energía, señalado en el artículo 71-19, con los desarrollos efectivos en materia de inversión en generación eléctrica, interconexiones y la evolución de la demanda, considerando los escenarios y supuestos previstos en la letra d) del informe referido y emitirá una propuesta a la Comisión Nacional de Energía.

Dicha propuesta será enviada dentro de los treinta días siguientes a la recepción de la comunicación referida en el inciso tercero del artículo 71-19 y antes del 31 de octubre de los demás años del cuatrienio respectivo. La propuesta presentará, fundadamente, las obras que deberán realizarse o iniciarse en el período siguiente para posibilitar el abastecimiento de la demanda, considerando las exigencias de calidad y seguridad vigentes, conforme a los criterios establecidos en el articulo 71-2, o la no realización

de obras en ese período. Además, podrá considerar tanto los proyectos de transmisión troncal contemplados en el estudio de transmisión troncal o los que, sin estarlo, se presenten a la Dirección de Peajes del CDEC por sus promotores.

La Dirección de Peajes deberá acompañar la opinión que sobre las obras propuestas expresen los operadores del sistema de transmisión troncal y los usuarios que hacen o harán uso de dicho sistema y que percibirán un aumento neto de pagos por transmisión en razón de la incorporación de las nuevas instalaciones, indicando los porcentajes del aumento del costo de peaje que les correspondería pagar a cada uno de ellos por cada una de las obras propuestas, en el horizonte de tiempo que señale el reglamento.

La Comisión, en el plazo de 30 días contado desde la recepción de la propuesta de la Dirección de Peajes, presentará el plan de expansión para los doce meses siguientes. Los participantes y los usuarios e instituciones interesadas referidos en los artículos 71-11 y 71-13, dispondrán de diez días para presentar sus discrepancias al panel de expertos, el que emitirá su dictamen en el plazo de treinta días.

Si no se presentaren discrepancias, o una vez emitido el dictamen del panel de expertos, el Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción, dentro de quince días de recibidos los informes, mediante decreto expedido bajo la fórmula "Por orden del Presidente de la República" y sobre la base de la recomendación de la Comisión o del dictamen del panel de expertos, según corresponda, fijará las expansiones del sistema de transmisión troncal para los doce meses siguientes, contados una vez que hayan transcurrido quince días desde su publicación en el Diario Oficial.

Artículo 71º-28

Los documentos y antecedentes de los procesos de fijación de tarifas y determinación de las expansiones de transmisión troncal serán públicos para efectos de la ley Nº 18.575, una vez finalizado el proceso de fijación de tarifas de transmisión troncal.

Dicha información deberá estar disponible para consulta y constituirá el expediente público del proceso.

Artículo 71º-29

En cada sistema interconectado y en cada tramo, las empresas de transmisión troncal que correspondan deberán recaudar anualmente el valor anual de la transmisión por tramo de las instalaciones existentes, definido en el artículo 71-9. Este valor constituirá el total de su remuneración anual.

Para efectos del inciso anterior, la empresa deberá cobrar un peaje por tramo, equivalente al valor anual de la transmisión por tramo, definido en el artículo 71-9, menos el ingreso tarifario esperado por tramo.

El "ingreso tarifario esperado por tramo" es la diferencia que resulta de la aplicación de los costos marginales de la operación esperada del sistema, respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía en dicho tramo, calculados según se señala en el artículo 71-32.

Asimismo, el propietario del sistema de transmisión troncal tendrá derecho a percibir provisionalmente los ingresos tarifarios reales por tramo que se produzcan. El "ingreso tarifario real por tramo" es la diferencia que resulta de la aplicación de los costos marginales de la operación real del sistema, respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía en dicho tramo.

El reglamento deberá establecer los mecanismos y procedimientos de reliquidación y ajuste de estos ingresos tarifarios, de manera de asegurar que la o las empresas de transmisión troncal perciban la remuneración definida en el inciso primero de este artículo y, asimismo, que las empresas propietarias de medios de generación y las que efectúen retiros a que se refiere el artículo 71-8, paguen de acuerdo a los porcentajes de uso señalados en el artículo siguiente.

Artículo 71°-30

La obligación de pago de las empresas usuarias del respectivo sistema de transmisión troncal y la repercusión de ese pago en los usuarios finales, se regirán por las siguientes reglas:

A) Al segmento de usuarios finales con potencia conectada inferior o igual a 2.000 kilowatts se les aplicará un cargo único por concepto de uso del sistema troncal, en proporción a sus consumos de energía.

   A los demás usuarios finales se les aplicará otro cargo único, por igual concepto, en proporción a sus consumos de energía efectuados hasta una potencia de 15.000 kilowatts. A los consumos de energía por sobre este límite se les aplicará el peaje unitario a que se refiere la letra B), inciso segundo de este artículo.

   Para determinar cada cargo único, se calculará la participación porcentual del consumo correspondiente en el total de la energía retirada por cada segmento, en la respectiva barra del sistema troncal.

   Los porcentajes que resulten se aplicarán al pago total por energía retirada que corresponde a dicha barra, establecido en conformidad a las letras D y E de este artículo, determinando de esta forma el aporte monetario que los consumos señalados efectúan a la remuneración del sistema troncal.

   El monto de cada cargo único será equivalente a la suma de los respectivos aportes monetarios calculados en el inciso anterior, dividida por la energía total retirada por los consumos señalados en el párrafo primero de esta letra.

   Las diferencias que se produzcan entre las recaudaciones obtenidas por la aplicación de los cargos señalados, y los pagos efectuados por la aplicación del peaje unitario indicado en la letra siguiente a los consumos señalados en esta letra deberán ser reliquidadas, por los transmisores, entre las empresas que retiran energía del sistema troncal.

B) Los propietarios de centrales de generación eléctrica pagarán un peaje de inyección que será equivalente a la suma de los pagos que les corresponden en el financiamiento de los tramos del área de influencia común y de los tramos del sistema troncal no incluidos en el área de influencia común.

Las empresas que efectúen retiros pagarán por cada unidad de energía, un peaje unitario de retiro que se establecerá por barra de retiro y será equivalente a la suma de los pagos que corresponden a dicha barra en el financiamiento de los tramos del área de influencia común y de los tramos del sistema troncal no incluidos en tal área, dividido por la energía total retirada en esa barra.

C) Área de influencia común es el área, fijada para efectos de remuneración del sistema troncal, constituida por el conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos de dicho sistema, en la que concurren, simultáneamente, las siguientes características:

1. Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la inyección total de energía del sistema;

2. Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la demanda total del sistema, y

3. Que la densidad de la utilización, dada por el cuociente entre el porcentaje de inyecciones dentro del área de influencia común respecto de las inyecciones totales del sistema y el porcentaje del V.I. de las instalaciones del área de influencia común respecto del V.I. del total de instalaciones del sistema troncal, sea máxima.

El reglamento establecerá el procedimiento que, sobre la base de las características señaladas, se deberá aplicar para definir el área de influencia común del sistema de transmisión troncal, en cada sistema eléctrico. Su revisión y, en su caso, actualización, se efectuarán en el estudio de transmisión troncal.

D) En los tramos pertenecientes al área de influencia común del sistema troncal, el pago del peaje total de cada tramo se repartirá conforme a lo siguiente:

1. Los propietarios de las centrales de generación eléctrica financiarán el ochenta por ciento del peaje total de los tramos pertenecientes al área de influencia común del sistema troncal, a prorrata del uso esperado que sus inyecciones hacen de cada tramo.

2. Las empresas que efectúen retiros financiarán el veinte por ciento restante del peaje total de los tramos del área de influencia común del sistema troncal, a prorrata del uso esperado que sus retiros hacen de cada tramo.

E) En los tramos del sistema troncal que no pertenezcan al área de influencia común, el pago del peaje total de cada tramo se asignará de la siguiente forma:

1. El pago final que le corresponderá pagar a cada central generadora por el uso que hacen sus inyecciones de los tramos no pertenecientes al área de influencia común, será igual al valor esperado de los pagos determinados para cada escenario de operación de acuerdo al punto 4 siguiente.

2. El pago final que le corresponderá pagar a cada empresa que efectúe retiros, por el uso que hacen éstos de los tramos no pertenecientes al área de influencia común, será igual al valor esperado de los pagos determinados para cada escenario de operación de acuerdo al punto 5 siguiente.

3. Para todos los escenarios que se puedan dar en la operación del sistema, considerando, entre otros, hidrologías y niveles de demanda, se simulará el sentido del flujo de potencia en cada tramo.

4. En los tramos en que el sentido del flujo se dirija hacia el área de influencia común del sistema de transmisión troncal, el pago del peaje total del tramo, definido en el artículo 71-29, se asignará a los propietarios de las centrales ubicados aguas arriba de los flujos, a prorrata del uso que sus inyecciones hacen del tramo, para dicho escenario.

5. En los tramos en que el sentido del flujo no se dirija hacia el área de influencia común del sistema de transmisión troncal, el pago del peaje total del tramo se asignará a las empresas que efectúen retiros aguas abajo del flujo, a prorrata del uso que sus retiros hacen del tramo, para dicho escenario.

Los valores indicados en este artículo, así como las reliquidaciones a que hubiere lugar, serán calculados por el respectivo CDEC, según lo señalado en esta ley y conforme los procedimientos que el reglamento establezca.

La boleta o factura que extienda el concesionario de un servicio de distribución a sus clientes deberá señalar separadamente los cobros por concepto de energía, potencia, transmisión troncal, subtransmisión, distribución y cualquier otro cargo que se efectúe en ella, en la forma y periodicidad que determine el reglamento.

Artículo 71º-31

Para los efectos de determinar los pagos indicados en el artículo anterior, el CDEC deberá contar con un registro público de empresas generadoras, distribuidoras y usuarios no sometidos a regulación de precios que tengan contrato directamente con generadores. Asimismo, deberá contar con un sistema público de toda la información técnica y comercial, según la modalidad y oportunidad que establezca el reglamento, que permita determinar los pagos que cada una de estas empresas y clientes deben hacer al propietario del sistema de transmisión troncal.

Artículo 71º-32

La determinación de las prorratas de las empresas usuarias, señaladas en las letras D y E del artículo 71-30, se basará en un análisis del uso esperado que las mismas hacen del sistema de transmisión troncal, el que será realizado por el CDEC sobre la base de modelos de simulación y de participación de flujos que cumplan las características definidas en el reglamento, y previamente aprobados por la Comisión.

Estos modelos de simulación también serán utilizados para calcular el ingreso tarifario esperado por tramo señalado en el artículo 71-29.

Para estos efectos, el CDEC deberá simular la operación del sistema interconectado, para los siguientes cuatro años, conforme a lo indicado en el artículo 71-34, utilizando los resultados del informe técnico definitivo señalado en el artículo 71-20, y asegurando el abastecimiento de la demanda de acuerdo a

las exigencias de seguridad y calidad de servicio que establece la ley y el reglamento. Asimismo, para dicha simulación, este organismo deberá considerar y ponderar los distintos escenarios que se puedan dar en la operación del sistema, conforme se especifique en el reglamento, y teniendo presente a lo menos lo siguiente:

a) Para la oferta, centrales existentes y en construcción, características técnicas y costos de producción y períodos de mantenimiento programado de las mismas, las distintas condiciones hidrológicas, así como toda otra variable técnica o contingencia relevante que se requiera.

b) Para el sistema de transmisión, representación topológica de instalaciones existentes y en construcción, hasta el nivel de tensión que señale el reglamento, y sus respectivas características técnicas, y condiciones de operación acordes con las exigencias de calidad y seguridad de servicio vigentes.

c) Para la demanda de energía, su desagregación mensual y representación sobre la base de bloques de demanda por nudo, de acuerdo a las características propias de consumo de cada nudo.

d) Si, para un escenario, la participación asignable a una central resulta ser contraria al flujo del tramo en dicha condición, la prorrata de dicha central será nula en tal escenario.

e) Si, para un escenario, la participación asignable a un retiro resulta ser contraria al flujo del tramo en dicha condición, la prorrata de dicho retiro será nula en tal escenario.

El reglamento establecerá los procedimientos para determinar la participación individual de cada central y de cada barra de retiro del sistema de transmisión troncal, en el uso del respectivo tramo.

Asimismo, el reglamento establecerá el mecanismo de ajuste de la participación esperada en el uso del sistema de transmisión troncal, en caso de atrasos o adelantos de centrales generadoras o instalaciones de transmisión.

Artículo 71°-33

Si una ampliación de transmisión en un sistema de transmisión troncal establecida en el decreto de expansión de la transmisión troncal retrasa su entrada en operación, y dicho atraso es imputable al propietario del respectivo tramo, éste deberá retribuir mensualmente, a los propietarios de las centrales generadoras afectadas, un monto equivalente al mayor costo de despacho de generación en que ellos incurrieron por congestión debida a limitación de capacidad en el tramo respectivo a consecuencia del atraso, de acuerdo con los procedimientos que establezca el reglamento.

El monto mensual máximo a pagar por la empresa transmisora por este concepto no podrá ser superior a cinco veces el valor mensual del tramo correspondiente.

Artículo 71°-34

Antes del 31 de diciembre del año en que se inicie la vigencia de un nuevo decreto de fijación de valores por tramo del sistema de transmisión troncal, cada CDEC deberá hacer públicos y comunicar a las

empresas usuarias del sistema de transmisión troncal, los pagos por peaje que a cada una de ellas corresponda de acuerdo con su uso esperado de las instalaciones del sistema, así como el ingreso tarifario esperado por tramo, para cada uno de los siguientes cuatro años.

Los peajes por tramo tendrán asociadas las mismas fórmulas de indexación establecidas en el informe técnico definitivo señalado en el artículo 71-20.

Los pagos por peaje y el ingreso tarifario esperado por tramo deberán ser revisados anualmente, y modificados en caso de que no se cumplan los supuestos de dimensionamiento, localización o fecha de entrada en operación de instalaciones futuras, ya sea de transmisión o generación, establecidos en el informe técnico señalado en el artículo 71-20.

Artículo 71º-35

Toda controversia que surja de la aplicación de los artículos 71-29 y siguientes deberá ser presentada antes del 31 de enero al panel de expertos definido en el Título VI de esta ley, en la forma que establezca el reglamento, el cual deberá resolver dicha controversia antes del 31 de marzo, previo informe de la Comisión.

Una vez resuelta la controversia conforme al inciso anterior, deberá procederse al pago de los peajes individuales a la empresa de transmisión troncal, en la modalidad que disponga el reglamento. En todo caso, el ejercicio de acciones jurisdiccionales no obstará al pago de los peajes señalados.

Artículo 71º-36

El valor anual de los sistemas de subtransmisión será calculado por la Comisión cada cuatro años, con dos años de diferencia respecto del cálculo de valores agregados de distribución establecido en esta ley y el reglamento.

El valor anual de los sistemas de subtransmisión se basará en instalaciones económicamente adaptadas a la demanda proyectada para un período de cuatro a diez años, que minimice el costo actualizado de inversión, operación y falla, eficientemente operadas, y considerará separadamente:

a) Pérdidas medias de subtransmisión en potencia y energía, y

b) Costos estándares de inversión, mantención, operación y administración anuales asociados a las instalaciones. Los costos anuales de inversión se calcularán considerando el V.I. de las instalaciones, la vida útil de cada tipo de instalación según establezca el reglamento, y la tasa de descuento señalada en el artículo 100º de esta ley.

Artículo 71º-37

En cada sistema de subtransmisión identificado en el decreto a que se refiere el artículo 71-3, y en cada barra de retiro del mismo, se establecerán precios por unidad de energía y de potencia, en adelante "peajes de subtransmisión", que, adicionados a los precios de nudo en sus respectivas barras de inyección, constituirán los precios de nudo en sus respectivas barras de retiro, de manera que cubran los costos anuales a que se refieren las letras a) y b) del artículo anterior, más los costos de la energía y la potencia inyectada.

Los usuarios de los sistemas de subtransmisión que transiten energía o potencia a través de dichos sistemas deberán pagar, a la o a las empresas propietarias de éstos, cada unidad de potencia y energía retirada a los precios señalados en el inciso anterior, de acuerdo con los procedimientos que señale el reglamento.

El pago anual por uso de sistemas de subtransmisión por parte de centrales generadoras que inyecten directamente su producción en dichos sistemas será determinado en los estudios a que se refiere el artículo 71-38. Dicho monto deberá corresponder al valor esperado que resulta de ponderar, para cada condición esperada de operación, la participación de pago de las centrales en cada tramo del sistema de subtransmisión. Para tal efecto, se considerará que en los tramos del sistema de subtransmisión que presenten dirección de flujos hacia el sistema troncal en la correspondiente condición operacional, los pagos se asignarán a las centrales que, conectadas directamente al sistema de subtransmisión, se ubiquen aguas arriba del tramo respectivo. Los tramos que en dicha condición operacional presenten la dirección de flujos contraria, se entenderán asignados a los retiros del sistema de subtransmisión en estudio.

El monto a que diere lugar dicho pago anual será descontado de los costos anuales de inversión, operación y administración a que se refiere el artículo 71-36 para efectos de la determinación de los peajes regulados aplicados sobre los retiros en dichos sistemas.

Los criterios para determinar cuándo un tramo presenta dirección hacia o desde el sistema troncal, así como los demás criterios y procedimientos necesarios para la determinación de los valores señalados, serán establecidos en el reglamento.

Artículo 71°-38

Para los efectos de determinar el valor anual de los sistemas de subtransmisión, las empresas operadoras o propietarias de dichos sistemas, en adelante las "empresas subtransmisoras", deberán desarrollar los estudios técnicos correspondientes, conforme a las bases que al efecto elabore la Comisión, y de acuerdo con los procedimientos que se establecen en los artículos siguientes.

Para la realización de los estudios dispuestos en el inciso anterior, la Comisión abrirá un proceso de registro de usuarios e instituciones distintas de los participantes, en adelante los "usuarios e instituciones interesadas", las cuales tendrán acceso a los antecedentes y resultados del estudio, conforme se señale en esta ley y el reglamento. Dicho registro se deberá reglamentar en los mismos términos del registro del artículo 71-13.

Artículo 71°-39

Antes de trece meses del término del período de vigencia de los peajes de subtransmisión, la Comisión deberá poner en conocimiento de las empresas subtransmisoras, de los participantes, usuarios e instituciones interesadas, las bases técnicas de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión. Para estos efectos, serán participantes las empresas generadoras, las empresas distribuidoras y los usuarios no sujetos a regulación de precios.

Las empresas subtransmisoras, los participantes, los usuarios y las instituciones interesadas podrán efectuar observaciones a las bases dentro de los quince días siguientes a la fecha de su recepción. La

Comisión acogerá o rechazará fundadamente estas observaciones y comunicará las bases técnicas definitivas dentro de los diez días siguientes al vencimiento del plazo referido.

Si se mantuviesen discrepancias, cualquiera de las empresas subtransmisoras, los participantes o usuarios e instituciones interesadas podrán solicitar la opinión del panel de expertos, dentro del plazo de diez días contados desde la comunicación de las bases técnicas definitivas. El panel de expertos deberá resolver las discrepancias en el plazo de quince días, contado desde el vencimiento del plazo anterior.

Vencido el plazo para formular discrepancias o una vez resueltas, la Comisión deberá formalizar las bases técnicas definitivas a través de una resolución que se publicará en un medio de amplio acceso y se comunicará a las empresas subtransmisoras, los participantes, usuarios e instituciones interesadas.

Para cada sistema de subtransmisión, el estudio será efectuado por una empresa consultora contratada por la o las empresas que operen en el respectivo sistema de subtransmisión, que será seleccionada de una lista de empresas consultoras acordada previamente con la Comisión, de acuerdo con lo que establezca el reglamento.

Antes de seis meses del término de la vigencia de las tarifas, las empresas subtransmisoras presentarán a la Comisión un informe con el valor anual de los sistemas de subtransmisión que resulte del estudio y con las fórmulas de indexación propuestas. El reglamento y las bases establecerán la forma y contenido de los antecedentes que deberán ser aportados para respaldar los resultados del estudio, los que deberán permitir la reproducción completa de los resultados señalados por parte de la Comisión.

La Comisión, en un plazo de quince días contado desde la recepción del estudio, convocará a una audiencia pública a las empresas subtransmisoras, los participantes, usuarios e instituciones interesadas, en la que el consultor expondrá los resultados del estudio de subtransmisión. El reglamento establecerá el procedimiento y las demás normas a que se sujetará esta audiencia. En el plazo de quince días contado desde su celebración, las empresas subtransmisoras, los participantes, usuarios e instituciones interesadas podrán realizar observaciones al estudio presentado.

Realizada la audiencia, la Comisión dispondrá del plazo de tres meses para revisar y, en su caso, corregir el estudio y estructurar las tarifas correspondientes, remitiendo a las empresas subtransmisoras, los participantes, usuarios e instituciones interesadas un informe técnico que contenga las observaciones y correcciones, junto con las fórmulas tarifarias respectivas.

En caso de discrepancias, las empresas subtransmisoras, los participantes, los usuarios e instituciones interesadas deberán requerir la intervención del panel de expertos dentro del plazo de quince días, contado desde la comunicación del informe técnico, y serán dictaminadas por el panel de expertos dentro de los treinta días siguientes a su presentación.

Artículo 71°-40

Transcurrido el plazo dispuesto en el artículo anterior para formular discrepancias sin que se hayan presentado o, en su caso, evacuado el dictamen por el panel de expertos, dentro del plazo de quince días, la Comisión deberá remitir al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción el informe

técnico con las tarifas de subtransmisión y sus respectivas fórmulas de indexación para el período siguiente, los antecedentes del estudio y el dictamen del panel de expertos, si correspondiere.

El Ministro fijará las tarifas de subtransmisión y sus respectivas fórmulas de indexación para el período siguiente, mediante decreto supremo expedido bajo la fórmula "Por orden del Presidente de la República", el que deberá publicarse en el Diario Oficial dentro de los siguientes quince días de recibido el informe de la Comisión.

Una vez vencido el período de vigencia del decreto señalado en el inciso anterior, los valores establecidos en él y sus fórmulas de indexación seguirán rigiendo, mientras no se dicte el siguiente decreto.

No obstante lo señalado en el inciso anterior, se deberán abonar o cargar a los usuarios, de acuerdo con el procedimiento que establezca el reglamento, las diferencias que se produzcan entre lo efectivamente facturado y lo que corresponda acorde a las nuevas tarifas, por todo el período transcurrido hasta la fecha de publicación del nuevo decreto.

Las reliquidaciones que sean procedentes serán reajustadas de acuerdo con el interés corriente vigente a la fecha de publicación de los nuevos valores, por todo el período a que se refiere el inciso anterior.

En todo caso, se entenderá que los nuevos valores entrarán en vigencia a contar del vencimiento de las tarifas del decreto anterior.

Las bases, los estudios realizados por las empresas, el dictamen del panel de expertos y los informes de la Comisión y del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción serán públicos una vez publicado el respectivo decreto en el Diario Oficial, para los efectos de la ley N° 18.575.

Artículo 71°-41

El transporte por sistemas adicionales se regirá por lo previsto en los respectivos contratos de transporte entre los usuarios y los propietarios de las instalaciones. El peaje a que da derecho dicho transporte se deberá calcular en base a un valor de transmisión anual, equivalente al valor presente de las inversiones menos el valor residual, más los costos proyectados de operación y mantenimiento, más los costos de administración, conforme se disponga en el reglamento. En todo caso, todos los antecedentes y valores para calcular el peaje deberán ser técnica y económicamente respaldados y de público acceso a todos los interesados.

En aquellos casos en que existan usuarios sometidos a regulación de precios abastecidos directamente desde sistemas de transmisión adicional, los precios a nivel de generación-transporte aplicables a dichos suministros deberán reflejar los costos que éstos importan a los propietarios de los sistemas señalados. El procedimiento de determinación de precios correspondiente será establecido en el reglamento.

Artículo 71°-42

Los propietarios de instalaciones de los sistemas de transmisión deberán publicar en el Diario Oficial, en el mes de diciembre de cada año, tener a disposición de los interesados en un medio electrónico de acceso público, y enviar a la Comisión y a la Superintendencia la siguiente información:

a) Anualidad del V.I. y COMA de cada una de sus instalaciones, según procedimientos indicados en el reglamento.
b) Características técnicas básicas según lo indicado en el reglamento.
c) Potencia máxima transitada, según lo indicado en el reglamento.

Artículo 71º-43

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, 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 75º, en lo referente a la garantía para caucionar potencias superiores a 10 kilowatts, 84º y 150º letra q).

El Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, previo informe de la Comisión, fijará estos peajes en conjunto y con ocasión de la fijación de tarifas de distribución correspondiente. El reglamento establecerá el procedimiento para la fijación y aplicación de dichos peajes.

Artículo 71º-44

Sin perjuicio de lo que establece el artículo 71-26, el desarrollo y operación de un sistema de interconexión entre sistemas eléctricos independientes ubicados dentro del territorio nacional se regirá por las disposiciones que se establecen en los artículos siguientes y en las normas reglamentarias que se dicten para su aplicación.

Una vez vencido el plazo al cual se refiere el artículo 71-45, las instalaciones de transmisión que interconecten sistemas eléctricos independientes que no sean calificadas como troncales, se considerarán sistemas de transmisión adicionales en los sistemas eléctricos que interconectan.

Artículo 71º-45

Cualquier empresa eléctrica interesada en desarrollar, operar o utilizar un sistema de interconexión entre sistemas eléctricos previamente establecidos podrá, a través de un procedimiento público, convocar a toda empresa eléctrica a un proceso de negociación abierto, con la finalidad de determinar las características técnicas y plazos de entrada en operación de dicho proyecto, así como la participación en el pago anual que se efectuará a la empresa que lo desarrolle, por parte de quienes resulten interesados en su ejecución.

La participación en el mencionado pago anual que haya comprometido cada uno de los interesados conforme lo señalado en el inciso anterior constituirá el derecho de uso que cada uno de ellos poseerá sobre el sistema de interconexión. Tales derechos se mantendrán por el período que resulte de la negociación, que no podrá ser inferior a diez años ni superior a veinte años, al cabo del cual el sistema de interconexión pasará a regirse por las disposiciones generales establecidas en la presente ley. Durante dicho período no se aplicará lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 71-5.

El procedimiento señalado deberá ser transparente y no discriminatorio. Este procedimiento deberá desarrollarse conforme las etapas, plazos y mecanismos de entrega de información que establecerá el reglamento.

Artículo 71°-46

La operación de los sistemas eléctricos que resulten interconectados deberá ser coordinada con el fin de preservar la seguridad del servicio y garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones.

Asimismo, el sistema de interconexión se regirá por las normas generales sobre seguridad y calidad de servicio establecidas en la presente ley y sus reglamentos.

Artículo 71°-47

Las transferencias de energía que resulten de la coordinación de la operación de los sistemas interconectados serán valorizadas de acuerdo a los costos marginales instantáneos de cada sistema eléctrico, los cuales serán calculados por el organismo de coordinación de la operación o CDEC que corresponda.

Las transferencias de potencia se determinarán conforme a lo establecido en el artículo 71-50 de esta ley.

Los ingresos tarifarios resultantes de las diferencias que se produzcan por la aplicación de los costos marginales instantáneos y precios de nudo de la potencia que rijan en los respectivos extremos del sistema de interconexión, serán percibidos por quienes constituyan derechos de uso sobre dicho sistema, y a prorrata de los mismos.

Para los efectos de la prestación de servicios complementarios, deberán concurrir a las respectivas transferencias quienes posean derechos de uso sobre el sistema de interconexión, a prorrata de los mismos.

Artículo 71°-48

Sólo las empresas que hayan constituido los derechos de uso a que se refiere el artículo 71-45 podrán convenir contratos para suministros firmes de energía y potencia, sometidos o no a fijación de precios, ubicados en cualquiera de los sistemas que resulten interconectados.

El monto de suministro firme de potencia que una empresa desee comprometer mediante tales contratos estará limitado a sus respectivos derechos de uso.

Las empresas que hayan constituido derechos de uso podrán ofertar y transferir a los posibles interesados aquellos derechos de uso que no tengan comprometidos. Los pagos y los períodos involucrados en estas transferencias se regirán por acuerdos entre las partes.

Artículo 71º-49

Quienes posean derechos de uso sobre el sistema de interconexión deberán pagar los correspondientes peajes por inyección o retiro en las instalaciones del sistema troncal de cada uno de los sistemas que se interconecten, determinados conforme a los procedimientos generales que se establecen en los artículos 71-30 al 71-32 de esta ley.

Artículo 71º-50

Las magnitudes de potencia por considerar en las transferencias a que se refiere el artículo 71-47 se establecerán para cada sistema eléctrico interconectado, independientemente del sentido de los flujos de potencia instantánea.

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

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

Se entenderá que quienes poseen derechos de uso sobre el sistema de interconexión efectúan inyecciones de potencia en el sistema importador, las cuales serán iguales a la transferencia de potencia resultante del inciso anterior, a prorrata de los derechos de uso.

Estas potencias inyectadas, incrementadas por pérdidas de potencia, corresponderán a los retiros de potencia desde el sistema exportador.

El ajuste entre demanda y oferta de potencia en cada sistema se realizará incluyendo las inyecciones o retiros de potencia señalados en este artículo.

TÍTULO IV[134].
De la Explotación de los Servicios Eléctricos y del Suministro

Artículo 72º

Las obras de generación, transporte y distribución o partes de ellas no podrán ser puestas en servicio sin haberlas comunicado previamente el dueño de ellas, a la Superintendencia, por lo menos con quince días de anticipación.

134. Transcripción parcial.

La comunicación deberá estar acompañada de una breve descripción de las obras que se ponen en explotación, así como de la fecha de su puesta en servicio.

Artículo 75º

Cualquier empresa eléctrica podrá exigir a los usuarios de cualquier naturaleza que soliciten servicio, o a aquellos que amplíen su potencia conectada, aportes de financiamiento reembolsables para la ejecución de las ampliaciones de capacidad requeridas en generación, transporte y distribución de energía eléctrica. Adicionalmente, la empresa podrá exigir a los usuarios que soliciten o amplíen su servicio en potencias conectadas superiores a 10 kilowatts, una garantía suficiente para caucionar que la potencia solicitada por éstos será usada por el tiempo adecuado.

Los montos máximos por concepto de financiamiento serán determinados por las empresas y podrán ser aplicados previa publicación en un diario de circulación nacional.

Artículo 77º

Los aportes financieros que, según las disposiciones de la presente ley, deban ser reembolsados por la empresa eléctrica, se devolverán a la persona natural o jurídica que haya entregado el aporte, o bien a las personas que ésta designe, según la estipulación que acepte la empresa.

Con la excepción de las devoluciones mediante acciones, dichos aportes deberán ser reembolsados por su valor inicial reajustado e intereses. El interés deberá ser igual a la tasa de actualización estipulada en el artículo 106º de esta Ley.

La forma y el plazo de las devoluciones se determinarán en un contrato que se firmará entre la empresa y quien deba hacer el aporte reembolsable.

Las devoluciones podrán ser pactadas en dinero, en documentos mercantiles, en suministro eléctrico, en acciones comunes de primera emisión de la propia empresa o mediante aquellas acciones que ésta hubiere recibido de otra empresa eléctrica como devolución de aportes por ella efectuados, o mediante cualquier otro mecanismo que acuerden las partes.

La elección de la forma de devolución corresponderá a la empresa concesionaria; pero el aportante podrá oponerse a ella cuando la devolución propuesta por la empresa no le significare un reembolso real. Si no hubiere acuerdo resolverá la Superintendencia, oyendo a las partes.

Si la devolución pactada no se hiciere en dinero, los títulos respectivos deberán ser endosables.

Si el mecanismo de devolución fuere otro que acciones, el plazo máximo de reembolso será de quince años.

Artículo 78º

Las empresas eléctricas no podrán cobrar gastos por concepto de devolución de los aportes financieros reembolsables a que se ha hecho mención en los artículos anteriores.

Artículo 81º

Los concesionarios de cualquier naturaleza están obligados a llevar a cabo la interconexión de sus instalaciones cuando con informe de la Comisión se determine mediante decreto supremo del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

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;

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

Esta coordinación deberá efectuarse a través de un Centro de Despacho Económico de Carga, de acuerdo a las normas y reglamentos que proponga la Comisión.

Dispuesta la interconexión según lo establecido en el inciso 1º de este artículo y en caso de falta de acuerdo entre los concesionarios sobre la forma de realizar la interconexión y de efectuar el transporte o transferencia de la energía, la Comisión oirá a los concesionarios y entregará una recomendación al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción quien resolverá al respecto.

La operación de aquellas centrales y sistemas de transmisión que no habiéndose establecido mediante concesión, operen en sincronismo con un sistema eléctrico, deberá ceñirse a las normas y reglamentos de coordinación de la operación que se mencionan en este artículo.

Artículo 81º bis

Para los efectos del cumplimiento de las funciones del Centro de Despacho Económico de Carga, todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote, a cualquier título, centrales generadoras, líneas de transporte, instalaciones de distribución y demás instalaciones señaladas en el primer párrafo de la letra b) del artículo 150º, que se interconecten al sistema, estará obligado a sujetarse a la coordinación del sistema y a proporcionar la información necesaria y pertinente que el referido Centro de Despacho le solicite para mantener la seguridad global del sistema, optimizar la operación y garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión, en conformidad a esta ley.

Cada integrante del Centro de Despacho Económico de Carga, separadamente, será responsable por el cumplimiento de las obligaciones que emanen de la ley o el reglamento. Las demás entidades que, de conformidad a la ley y el reglamento, deban sujetar la operación de sus instalaciones a la coordinación del Centro, responderán de igual modo por el cumplimiento de las instrucciones y programaciones que éste establezca.".

Artículo 82º

Es deber de todo concesionario de servicio público de cualquier naturaleza mantener las instalaciones en buen estado y en condiciones de evitar peligro para las personas o cosas, de acuerdo a las disposiciones reglamentarias correspondientes.

En iguales condiciones de seguridad se deberán encontrar las instalaciones de energía eléctrica de uso privado.

Las infracciones a lo dispuesto en los incisos anteriores serán sancionadas con las multas que establezca previamente el reglamento.

Artículo 83º

Las disposiciones sobre calidad de servicio establecidas en la presente ley, no se aplicarán en los casos de racionamiento, ni de aquellos en que las fallas no sean imputables a la empresa suministradora del servicio.

La caducidad no será declarada en los casos fortuitos o de fuerza mayor debidamente comprobados por la Superintendencia.

Artículo 85º

Si los concesionarios hicieren cambios en sus sistemas de suministros por su propia iniciativa, deberán adaptar por su cuenta a las nuevas condiciones los motores y aparatos que estuvieren utilizando sus consumidores para recibir sus servicios o acordarán con los consumidores una compensación, tomando en cuenta el estado de uso y servicio que tuvieren los motores y aparatos que entonces estuvieren usando y las otras circunstancias pertinentes. Si no se pusieren de acuerdo, resolverá la cuestión la Superintendencia.

Artículo 88º

La Superintendencia podrá amonestar, multar, e incluso recomendar la aplicación de la medida contemplada en el artículo 89º, si la calidad de servicio de una empresa es reiteradamente deficiente.

TITULO V[135]
De las Tarifas

CAPITULO I
Generalidades

Artículo 91º bis

Todo propietario de instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, sean éstos empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, deberá pres-

135. Transcripción parcial.

tar en el respectivo sistema eléctrico los servicios complementarios de que disponga, que permitan realizar la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 81, conforme a las normas de seguridad y calidad de servicio en dicho sistema.

Las exigencias de seguridad y calidad de servicio para cada sistema serán establecidas en la norma técnica que al efecto dicte el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, con informe de la Comisión.

El organismo de coordinación de la operación o CDEC deberá establecer los requisitos técnicos mínimos que deberá cumplir toda instalación que se interconecte al sistema eléctrico, o que sea modificada por toda instalación que se interconecte al sistema eléctrico, o que sea modificada por su propietario, sean estos empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, y que sean exigibles conforme a la normativa vigente, en términos de su aporte a los objetivos de seguridad y calidad de servicio. Las exigencias correspondientes deberán contar con informe favorable de la Comisión antes de su puesta en vigencia.

El CDEC respectivo deberá definir, administrar y operar los servicios complementarios necesarios para garantizar la operación del sistema, sujetándose a las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la normativa vigente y minimizando el costo de operación del respectivo sistema eléctrico.

Los propietarios de las instalaciones interconectadas entre sí deberán declarar los costos en que incurren por la prestación de los respectivos servicios complementarios con su debida justificación, conforme lo determine el reglamento. Las prestaciones de servicios complementarios serán valorizadas por el CDEC correspondiente. El reglamento establecerá el sistema de precios de los servicios complementarios que, considerando las características de los mismos, sea compatible con los precios de energía y potencia que esta ley establece.

Las remuneraciones de las instalaciones pertenecientes a un sistema de transmisión troncal o a un sistema de subtransmisión que sean percibidas por concepto de servicios complementarios, no serán incluidas en el cálculo y pago de los peajes de transmisión y de subtransmisión a que se refieren los artículos 71-30 y 71-37, respectivamente.

Artículo 93º

Las empresas eléctricas de generación y de transporte, sean o no concesionarias, que efectúen ventas sometidas a fijación de precios, tendrán siempre derecho a que la tarifa fijada por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción sea como mínimo la que se establece siguiendo el procedimiento del artículo 101º de esta ley.

Asimismo, los concesionarios de servicio público de distribución que operan en sistemas eléctricos de más de 1.500 kilowatts de capacidad instalada en generación, tendrán siempre derecho a obtener con la tarifa fijada, una rentabilidad económica mínima, para el conjunto de todas las empresas que operan en estos sistemas, igual a la tasa de actualización a que se refiere el artículo 106º menos cinco puntos. El procedimiento para calcular la rentabilidad económica corresponde al que se establece en el artículo 116º de la presente ley. El Valor Nuevo de Reemplazo a usar en este cálculo no debe incluir los aportes de terceros.

Artículo 94º

En caso de que las empresas o concesionarios, que se mencionan en el artículo anterior consideren que las tarifas fijadas por la autoridad causan perjuicio a sus legítimos derechos o intereses, podrán recurrir ante la Justicia Ordinaria, reclamando la indemnización correspondiente.

El afectado podrá recurrir a la Justicia Ordinaria de acuerdo a las reglas generales para perseguir las indemnizaciones a que haya lugar.

Artículo 95º

El procedimiento para la determinación de precios dependerá del tamaño de los sistemas eléctricos desde los cuales son efectuados los suministros, en conformidad a lo establecido en los Capítulos II y III de este Título.

CAPITULO II
De los precios máximos en sistemas eléctricos cuyo tamaño es superior a 1.500 Kilowatts en capacidad instalada de generación.

Artículo 96º

En los sistemas eléctricos cuyo tamaño es superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación se distinguirán dos niveles de precios sujetos a fijación:

1. Precios a nivel de generación-transporte. Estos precios se denominarán "precios de nudo" y se definirán para todas las subestaciones de generación-transporte desde las cuales se efectúe el suministro. Los precios de nudo tendrán dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta;

2. Precios a nivel de distribución. Estos precios se determinarán sobre la base de la suma del precio de nudo, establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, y de un valor agregado por concepto de costos de distribución y del cargo único por concepto de uso del sistema de transmisión troncal, señalado en la letra A) del artículo 71-30.

A los suministros indicados en los números 1 y 2 del artículo 90º, con las salvedades allí señaladas, les serán aplicables los precios a nivel de distribución.

A los suministros indicados en el número 3 del artículo 90º, con las salvedades allí señaladas, les serán aplicables los siguientes precios:

- Precio de nudo: si el suministro se efectúa a partir de las instalaciones de generación-transporte de la empresa que efectúa la venta.

- Precios a nivel de distribución: si el suministro se efectúa a partir de las instalaciones de distribución de la empresa que efectúa la venta. Sin embargo, los precios a nivel de distribución que se le

fijen a la empresa que efectúa la compra, para las ventas a precio fijado que ella realice, se determinarán considerando los precios de nudo que correspondan, de acuerdo a lo señalado en el punto 2 de este artículo.

Artículo 97º

En los sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación igual o superior a 200 megawatts, los precios de nudo deberán reflejar un promedio en el tiempo de los costos marginales de suministro a nivel de generación-transporte para usuarios permanentes de muy bajo riesgo. Por su naturaleza, estos precios estarán sujetos a fluctuaciones que derivan de situaciones coyunturales, como variaciones en la hidrología, en la demanda, en los precios de combustibles y otros.

En los sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts, los precios de nudo se calcularán sobre la base del costo incremental de desarrollo y los costos totales de largo plazo para los segmentos de generación y transmisión, según corresponda, de sistemas eficientemente dimensionados, y considerando el abastecimiento total de la demanda del sistema eléctrico.

Los precios de nudo de los sistemas eléctricos indicados en el inciso anterior serán calculados y fijados según lo dispuesto en los artículos 104-1 y siguientes.

Artículo 98º

Los precios de nudo deberán ser fijados semestralmente en los meses de abril y octubre de cada año. Estos precios se reajustarán en conformidad a lo estipulado en el artículo 104º, cuando el precio de la potencia de punta o de la energía, resultante de aplicar las fórmulas de indexación que se hayan determinado en la última fijación semestral de tarifas, experimente una variación acumulada superior a diez por ciento.

Artículo 104º-1

En los sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts, en adelante, "sistemas medianos", se deberá propender al desarrollo óptimo de las inversiones, así como operar las instalaciones de modo de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, y garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.

En dichos sistemas se aplicarán las normas pertinentes respecto de las exigencias de seguridad y calidad de servicio, así como las normas de obligatoriedad y racionamiento establecidas en esta ley, conforme se establezca en el reglamento.

Cuando en dichos sistemas exista más de una empresa generadora, deberán operarse todas las instalaciones interconectadas en forma coordinada, de modo de garantizar el cumplimiento de los objetivos asociados a la operación de las instalaciones establecidos en el inciso precedente. El reglamento establecerá las normas que se requieran para cumplir con la operación y administración de dicho sistema en las condiciones señaladas en este inciso.

Artículo 104°-2

Los planes de expansión de las instalaciones de generación y de transmisión y los precios regulados a nivel de generación y de transmisión de cada sistema mediano, se determinarán conjuntamente, cada cuatro años, mediante la elaboración de los estudios técnicos establecidos en los artículos siguientes. Los precios señalados se calcularán sobre la base del costo incremental de desarrollo y del costo total de largo plazo de los segmentos de generación y transmisión, según corresponda, de sistemas eficientemente dimensionados, y considerando el abastecimiento total de la demanda del sistema eléctrico.

La estructura general de tarifas se basará en el costo incremental de desarrollo de cada segmento. El nivel general de tarifas, por su parte, deberá ser suficiente para cubrir el costo total de largo plazo del segmento correspondiente. No obstante, en los casos en que las instalaciones de generación y transmisión, o una proporción de ellas mayor al 50%, pertenezca a una misma empresa con sistemas verticalmente integrados, el nivel de tarifas de las instalaciones correspondientes se fijará de modo de cubrir el costo total de largo plazo global de la empresa.

Para los efectos de lo establecido en el inciso anterior, los cálculos respectivos deberán considerar una tasa de actualización igual al 10% real anual.

El reglamento establecerá las condiciones y requisitos para calificar las instalaciones presentes en los sistemas medianos, como instalaciones de generación o de transmisión.

Artículo 104°-3

Los costos incrementales de desarrollo y los costos totales de largo plazo de los segmentos de generación y de transmisión se calcularán, respectivamente, para un conjunto eficiente de instalaciones de generación y transmisión que permitan abastecer la demanda proyectada en cada sistema mediano. El reglamento establecerá la metodología detallada de cálculo de costos y de proyección de demanda, así como las características de las bases de los estudios que deberán realizarse para la fijación de precios a nivel de generación y transmisión.

Artículo 104°-4

El costo incremental de desarrollo a nivel de generación y a nivel de transmisión es el costo medio por unidad de demanda incremental de potencia y energía de un proyecto de expansión eficiente del sistema, cuyo valor actual neto es igual a cero. Dicho costo se obtendrá de la suma de los costos de inversión de las ampliaciones y del aumento de los costos de operación, de un sistema en que se realizan las ampliaciones de capacidad de generación y transmisión que minimizan el costo actualizado de inversión, operación, mantenimiento y energía no suministrada, en un período de planificación no inferior a quince años. Para su cálculo, se deberá establecer el plan de expansión que minimiza el costo actualizado de inversión, operación y mantenimiento del sistema para el período de planificación.

Para evaluar el plan de expansión óptimo se deberá considerar la variabilidad hidrológica, así como la incertidumbre relacionada con los costos de los insumos principales, tales como los precios de combustibles y otros costos asociados a las opciones tecnológicas de generación y transmisión.

El costo total de largo plazo en el segmento de generación y de transmisión es aquel valor anual constante requerido para cubrir los costos de explotación y de inversión, en que se incurra durante el período tarifario de cuatro años que sucede a la fijación, de un proyecto de reposición que minimiza el total de los costos de inversión y explotación de largo plazo del servicio.

Artículo 104º-5

Antes de doce meses del término del período de vigencia de los precios de generación, de transmisión y de distribución, la Comisión deberá poner en conocimiento de las empresas que operen en sistemas medianos las bases de los estudios para la determinación del plan de expansión de las instalaciones de generación y de transmisión, y para el cálculo del costo incremental de desarrollo y el costo total de largo plazo de los segmentos de generación, de transmisión y de distribución, según corresponda. Las empresas podrán efectuar observaciones a las bases dentro de los quince días siguientes a la fecha de recibidas. La Comisión acogerá o rechazará fundadamente las observaciones de las empresas, y comunicará las bases definitivas, las que en todo caso deberán ser aprobadas por ésta antes de once meses del término de vigencia de los precios vigentes y serán públicas.

En cada sistema mediano, el estudio será efectuado por una empresa consultora contratada por la o las empresas que operen en el respectivo sistema, que será seleccionada de una lista de empresas consultoras acordadas previamente con la Comisión, conforme a lo que establezca el reglamento.

Cada estudio deberá identificar los planes de expansión de las instalaciones de generación y de transmisión del sistema correspondiente y los respectivos costos incrementales de desarrollo y costos totales de largo plazo para cada uno de los segmentos de generación, transmisión y distribución del sistema en cuestión.

Antes de seis meses del término de la vigencia de las tarifas, las empresas que operan en sistemas medianos presentarán a la Comisión el resultado de los estudios, indicando los planes de expansión, los costos por segmento y las fórmulas de indexación propuestas. El reglamento, las bases del estudio y el contrato respectivo, establecerán la forma y contenido de los antecedentes que deberán ser aportados para respaldar los resultados del estudio, antecedentes que deberán permitir la reproducción completa de los resultados señalados por parte de la Comisión.

Recibidos los estudios, la Comisión dispondrá de un plazo de tres meses para revisarlos, efectuar las correcciones que estime pertinentes y estructurar las tarifas correspondientes. La Comisión deberá remitir a las empresas un informe técnico que contenga las observaciones y correcciones al estudio y las fórmulas tarifarias respectivas. Las empresas dispondrán de quince días para formalizar su acuerdo o desacuerdo con la Comisión. En caso de no alcanzar acuerdo, la Comisión enviará los antecedentes al panel de expertos, el que resolverá en el plazo de quince días.

Artículo 104º-6

Transcurrido el plazo dispuesto en el artículo anterior sin que se haya manifestado desacuerdo o resuelto el mismo por el panel de expertos, la Comisión deberá remitir al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, dentro de los siguientes quince días, un informe técnico definitivo con las tarifas para el siguiente período, con los antecedentes de los respectivos estudios, y un informe que se pronuncie fundadamente sobre todas las observaciones presentadas oportunamente durante el proceso de tarificación.

El Ministro fijará las tarifas de generación y de transmisión y sus respectivas fórmulas de indexación para el período siguiente, mediante decreto supremo expedido bajo la fórmula "Por orden del Presidente de la República", el que deberá publicarse en el Diario Oficial dentro de los siguientes quince días de recibido el informe de la Comisión. Con posterioridad, se procederá a la aplicación de lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 113.

Una vez vencido el período de vigencia del decreto señalado en el inciso anterior, los valores en él establecidos y sus respectivas fórmulas de indexación seguirán rigiendo, mientras no se dicte el siguiente decreto.

No obstante lo señalado en el inciso anterior, se deberán abonar o cargar a los usuarios, de acuerdo con el procedimiento que establezca el reglamento, las diferencias que se produzcan entre lo efectivamente facturado y lo que corresponda acorde a las nuevas tarifas, por todo el período transcurrido hasta la fecha de publicación del nuevo decreto.

Las reliquidaciones que sean procedentes serán reajustadas de acuerdo con el interés corriente vigente a la fecha de publicación de los nuevos valores, por todo el período a que se refiere el inciso anterior.

En todo caso, se entenderá que los nuevos valores entrarán en vigencia a contar del vencimiento de las tarifas del decreto anterior.

Las bases, los estudios realizados por las empresas y los informes de la Comisión, del panel de expertos y del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción serán públicos una vez publicado el respectivo decreto en el Diario Oficial, para efectos de la ley Nº 18.575.

Artículo 104º-7

Los planes de expansión en instalaciones de generación y transmisión a que se refiere el artículo 104-4, que resulten de los estudios referidos en los artículos precedentes y que sean establecidos en el o en los decretos respectivos, tendrán carácter de obligatorios para las empresas que operen en sistemas medianos, mientras dichos planes se encuentren vigentes.

En particular, las obras de generación o de transmisión cuyo inicio de construcción se definan conforme al respectivo plan de expansión, para dentro del siguiente período de cuatro años, deberán ser ejecutadas por las empresas que operen en sistemas medianos, conforme al tipo, dimensionamiento y plazos con que ellas fueron establecidas en el señalado plan.

Artículo 104º-8

Los estudios que dieron origen a los planes señalados establecerán, en su oportunidad, el rango de validez de las hipótesis técnicas y económicas que sustenten la conveniencia de la implementación de estos planes en la forma, dimensión y plazos recomendados.

En el período que medie entre dos fijaciones tarifarias, las empresas podrán solicitar a la Comisión la realización de un nuevo estudio de expansión y de costos, si se produjesen desviaciones en las condiciones de oferta o de demanda que se ubiquen fuera de las tolerancias establecidas conforme lo señalado

en el inciso precedente, caso en el cual los efectos tarifarios y los planes de expansión resultantes del nuevo estudio tendrán vigencia hasta el término del cuatrienio en curso.

En todo caso, las empresas siempre podrán adelantar o atrasar las inversiones respecto de las fechas establecidas en el plan de expansión vigente, sin mediar la condición establecida en el inciso precedente, previa autorización de la Comisión. En dicho caso, no habrá efectos en tarifas.

Artículo 105º

La estructura de los precios a nivel de distribución considerará los precios de nudo establecidos en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, y del cargo único por concepto de uso del sistema de transmisión troncal, señalado en la letra A) del artículo 71-30, y el valor agregado por concepto de costos de distribución, adicionándolos a través de fórmulas que representen una combinación de dichos valores, de tal modo que el precio resultante de suministro corresponda al costo de la utilización por parte del usuario de los recursos a nivel de producción-transporte y distribución empleados.

TITULO VI[136]. Del Panel de Expertos

Artículo 130º

Serán sometidas al dictamen de un panel de expertos las discrepancias que se produzcan en relación con:

1. La determinación de las bases técnicas y administrativas definitivas previstas en el artículo 71-14;

2. El informe técnico basado en los resultados del estudio de transmisión troncal que le corresponde a la Comisión, de acuerdo al artículo 71-19;

3. Las bases de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión, indicado en el artículo 71-39;

4. La fijación del peaje de distribución, referido en el artículo 71-43;

5. La fijación de los peajes de subtransmisión, indicados en el artículo 71-40;

6. Las bases de los estudios para la determinación del valor anual de los sistemas eléctricos cuyo tamaño es inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación, en conformidad al artículo 97;

7. La fijación de los precios de los servicios no consistentes en suministros de energía a que se refiere el número 4 del artículo 90, en conformidad al artículo 107 bis;

136. Transcripción completa.

8. La determinación de los costos de explotación para las empresas distribuidoras de acuerdo a lo señalado en el artículo 116;

9. La fijación del valor nuevo de reemplazo, según lo previsto en el artículo 118;

10. Las discrepancias que surjan en la aplicación del régimen de acceso abierto en las líneas de los sistemas adicionales, señalados en el inciso segundo del artículo 71-5, y

11. Las demás discrepancias que las empresas eléctricas tengan entre sí con motivo de la aplicación técnica o económica de la normativa del sector eléctrico y que, de común acuerdo, sometan a su dictamen, y las demás que indique la ley.

Asimismo, se someterá a dictamen del panel de expertos los conflictos que se susciten en el interior de un CDEC, respecto de aquellas materias que se determinen reglamentariamente.

Artículo 131º

El panel de expertos estará integrado por siete profesionales, cinco de los cuales deberán ser ingenieros o licenciados en ciencias económicas, nacionales o extranjeros, y dos abogados, de amplia trayectoria profesional o académica y que acrediten, en materias técnicas, económicas o jurídicas del sector eléctrico, dominio y experiencia laboral mínima de tres años, designados por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, mediante concurso público de antecedentes fundado en condiciones objetivas, transparentes y no discriminatorias. El concurso público para conformar el panel de expertos deberá también ser publicado, a lo menos, en un diario de cada región.

El nombramiento de los integrantes así designados se efectuará mediante resolución del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Los integrantes del panel de expertos ejercerán su función por seis años y podrán ser designados por un nuevo período, para lo cual deberán participar en el concurso señalado en el número anterior. La renovación de los integrantes se efectuará parcialmente cada tres años.

Una vez constituido, el panel elegirá de entre sus integrantes, al experto que lo presidirá por los siguientes tres años. El quórum mínimo para sesionar será de cinco integrantes y los acuerdos se adoptarán por simple mayoría, decidiendo el voto del presidente en caso de empate.

Es incompatible la función de integrante del panel con la condición de funcionario público y también con la calidad de director, gerente, trabajador dependiente, asesor independiente, o la condición de tenedor, poseedor o propietario de acciones o derechos, por sí o a través de una persona jurídica, de empresas generadoras, transmisoras, comercializadoras y distribuidoras de energía eléctrica, sean o no concesionarias, o de sus matrices, filiales o coligadas. Las personas que al momento de su nombramiento detenten cualquiera de dichas condiciones deberán renunciar a ella. Las limitaciones contenidas en este artículo se mantendrán hasta un año después de haber terminado el período del integrante de que se trate. En todo caso, el desempeño como integrante del panel es compatible con funciones y cargos docentes.

Los integrantes del panel deberán inhabilitarse de intervenir en las discrepancias que se sometieren a su conocimiento, en caso que incurran personalmente en alguno de los motivos de abstención contemplados en el artículo 12 de la ley Nº 19.880, con excepción de su número 4, comunicándolo inmediatamente a las partes a través del secretario abogado. Sin perjuicio de ello, las partes podrán solicitar la inhabilitación directamente al panel de expertos, el que se pronunciará con exclusión del integrante cuya inhabilitación se solicita, previo informe del secretario abogado.

Artículo 132º

El panel contará con un secretario abogado, que tendrá las funciones indicadas en este Título y, especialmente, las siguientes:

a) recibir, registrar y certificar el ingreso de las discrepancias y demás presentaciones que se formulen al panel;

b) efectuar el examen de admisibilidad formal de las discrepancias que se presenten para conocimiento del panel, el cual se referirá exclusivamente al cumplimiento de los plazos fijados para cada discrepancia y de las materias indicadas en el artículo 130;

c) poner en conocimiento de los integrantes del panel, dentro de las veinticuatro horas siguientes a su presentación, las discrepancias que se sometan al dictamen del panel, y

d) las demás que señale el reglamento.

El secretario abogado será designado por la Comisión Resolutiva o el Tribunal de Libre Competencia mediante un concurso público de antecedentes sujeto a las mismas condiciones establecidas para los integrantes del panel, permanecerá seis años en su cargo, pudiendo ser nombrado para un nuevo período y estará sujeto a las mismas incompatibilidades e inhabilidades señaladas en el artículo anterior.

Los postulantes deberán estar en posesión del título de abogado y acreditar, en materias jurídicas del sector eléctrico, dominio y experiencia laboral mínima de dos años. El nombramiento se efectuará mediante resolución del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Artículo 133º

La presentación de la discrepancia deberá efectuarse por escrito, exponer claramente los puntos o materias que la sustentan, de acuerdo con el procedimiento legal en que se haya originado, sin que puedan ser adicionados, rectificados o enmendados los antecedentes existentes al momento de surgir la discrepancia; e indicar el domicilio dentro de la ciudad de Santiago y el representante del requirente al cual deberán practicarse las notificaciones que correspondieren.

Requerida la intervención del panel de expertos, se convocará a una sesión especial dentro de los cinco días siguientes a la presentación de la discrepancia, debiendo establecer en ella un programa de trabajo que considerará una audiencia pública con las partes y los interesados de la que se dejará constancia escrita, entendiéndose siempre que la Comisión y la Superintendencia de Electri-

cidad y Combustibles tienen la condición de interesados en la esfera de sus respectivas atribuciones. El panel evacuará el dictamen dentro del plazo de treinta días contados desde la presentación de la discrepancia, salvo que la normativa legal o reglamentaria establezca un plazo diferente. El dictamen será fundado y todos los antecedentes recibidos serán públicos desde la notificación del dictamen.

El dictamen del panel de expertos se pronunciará exclusivamente sobre los aspectos en que exista discrepancia, debiendo optar por una u otra alternativa en discusión, sin que pueda adoptar valores intermedios. Será vinculante para todos los que participen en el procedimiento respectivo y no procederá ninguna clase de recursos, jurisdiccionales o administrativos, de naturaleza ordinaria o extraordinaria.

No obstante, el Ministro Presidente de la Comisión Nacional de Energía, con acuerdo del Consejo Directivo, mediante resolución exenta fundada, podrá, dentro del plazo de diez días contado desde la notificación del dictamen, declararlo inaplicable, por el período que determine la resolución exenta, en caso que se refiera a materias ajenas a las señaladas en el artículo 130, con excepción de aquellas materias señaladas en el Nº 11) de dicho artículo.

Artículo 134º

Los costos correspondientes al funcionamiento del panel de expertos serán determinados por el reglamento, considerando antecedentes históricos sobre el número, frecuencia, tipo y estimación de las discrepancias que se pudieren producir en conformidad a la ley.

Los costos de funcionamiento comprenderán los honorarios de los expertos y del secretario abogado, los gastos en personal administrativo y demás gastos generales. Estos costos serán de cargo de las empresas eléctricas de generación, transmisión y concesionarias de servicio público de distribución de energía eléctrica, mediante una prorrata que podrá considerar tanto el valor de sus activos como el número estimado de discrepancias que les afecten y la naturaleza o complejidad de éstas.

Corresponderá a la Comisión coordinar y ejecutar las actividades necesarias para la administración de estos gastos y para el funcionamiento del panel.

El financiamiento se efectuará en la forma que señale el reglamento, el cual deberá considerar un arancel fijo y periódico, en función de una proyección sobre el número, frecuencia y tipo de discrepancias.

Los honorarios mensuales de los integrantes del panel serán de trescientas veinte unidades tributarias mensuales, y los del secretario abogado, de ciento veinte unidades tributarias mensuales.

El panel tendrá su sede en la ciudad de Santiago y sesionará a lo menos una vez por semana para efectos de proveer el despacho de mero trámite, además de las sesiones que establezca en los programas de trabajo determinados para cada discrepancia sometida a su conocimiento.

Los integrantes del panel, el secretario abogado y el personal auxiliar del panel, no tendrán carácter de personal de la Administración del Estado. No obstante, les serán aplicables las normas sobre

responsabilidad administrativa y probidad en la ley Nº 18.575 y las previstas en el Título V del Código Penal sobre delitos de los empleados públicos, considerándoseles, por consiguiente, comprendidos en el artículo 260 del referido Código para estos efectos. Corresponderá a la Secretaría Ejecutiva de la Comisión o, en su caso, al Ministerio Público, ejercer la acción que corresponda según la naturaleza de la infracción.

Un reglamento, dictado mediante decreto supremo del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, desarrollará los procedimientos y materias que sean necesarios para ejecutar las disposiciones contenidas en este título.

TITULO VII[137]
Disposiciones Penales

Artículo 135º

El que intencional o maliciosamente cortare los conductores de electricidad, arrancare o destruyere postes o ejecutare algún otro acto tendiente a interrumpir un servicio, será castigado con reclusión menor en su grado mínimo.

Si del hecho resultaren accidentes, la pena será de reclusión menor en su grado máximo.

Si de estos accidentes resultare lesionada alguna persona, la pena será de reclusión menor en su grado máximo; y, finalmente si se produce la muerte de alguien, la pena será de presidio mayor en su grado mínimo.

Artículo 136º

El autor de los hechos que hubiere producido el accidente, no sólo está obligado a reparar los daños que el concesionario experimentare, sino también los que experimentaren terceros.

Artículo 137º

El que sustrajere energía eléctrica, directa o indirectamente mediante conexiones clandestinas o fraudulentas, incurrirá en las penas señaladas en el artículo 446º del Código Penal. En los casos de reiteración, se procederá en conformidad a lo prevenido en el artículo 451º del Código.

Artículo 138º

Toda infracción de las disposiciones de esta ley que no tenga expresamente señalada una sanción, será castigada con multa aplicada por la Superintendencia, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 16 A de la ley Nº 18.410.

137. Transcripción completa.

TITULO VIII[138]
Disposiciones Varias

Artículo 143º

En caso de guerra externa o calamidad pública, el Gobierno podrá tomar a su cargo el uso de los servicios eléctricos, abonando al concesionario una compensación que se determinará tomando por base el término medio de las utilidades que hubiere tenido la empresa en los últimos tres años precedentes. Si la empresa requerida no hubiere completado tres años de explotación o no efectuare servicios remunerados, la compensación se determinará por tasación de peritos. La comisión pericial se constituirá en la forma establecida en el artículo 118º.

Lo dispuesto en el inciso anterior, es sin perjuicio de los derechos de los afectados para recurrir a la Justicia Ordinaria, la que regulará la indemnización que proceda.

Artículo 145º

La energía eléctrica producida en instalaciones concedidas en conformidad a la presente ley, no podrá ser exportada sin previa autorización otorgada por decreto supremo del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, con informe de la Superintendencia.

Artículo 146º

Los concesionarios podrán abrir, de acuerdo a la reglamentación de las Municipalidades, los pavimentos de calzadas y aceras de las vías públicas para la ejecución de los trabajos propios al aprovechamiento de cualesquiera de las concesiones a que se refiere esta ley o a la explotación de sus servicios.

Artículo 147º

El trazado de líneas aéreas por bienes nacionales de uso público deberá efectuarse de modo que, en lo posible, no se corten o poden los árboles ubicados a lo largo del trazado de la línea. Si no existiere alternativa a la poda o corta de estos árboles, el propietario de las líneas aéreas deberá dar aviso por carta certificada, con diez días de anticipación, a la Dirección de Vialidad o a la Municipalidad, según proceda, y a los propietarios afectados, pactándose las indemnizaciones que correspondan, de acuerdo con lo que establezcan los reglamentos.

Artículo 148º

No será requisito para poner en servicio nuevas instalaciones eléctricas, la aprobación de éstas, pero deberán ser comunicadas a la Superintendencia acompañando además los antecedentes requeridos, según lo establezcan los reglamentos.

Es responsabilidad de los propietarios de todo tipo de instalaciones eléctricas el cumplir con las normas técnicas y reglamentos que se establezcan en virtud de la presente ley; el no cumplimiento de

138. Transcripción parcial.

estas normas o reglamentos podrá ser sancionado por la Superintendencia con multas y/o desconexión de las instalaciones correspondientes, en conformidad a lo que establezcan los reglamentos respectivos.

Podrán ejecutar instalaciones eléctricas, y en consecuencia firmar los planos correspondientes, los que posean licencia de instalador eléctrico, o bien los que posean título en las profesiones que determinen los reglamentos.

Artículo 150º

Para los efectos de la aplicación de la presente Ley se entiende por:

a) Sistema eléctrico: conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución, interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica.

b) Centro de Despacho Económico de Carga: organismo encargado de determinar la operación del conjunto de instalaciones de un sistema eléctrico, incluyendo las centrales eléctricas generadoras; líneas de transmisión a nivel troncal, subtransmisión y adicionales; subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución y barras de consumo de usuarios no sometidos a regulación de precios abastecidos directamente desde instalaciones de un sistema de transmisión; interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica de un sistema eléctrico, de modo que el costo del abastecimiento eléctrico del sistema sea el mínimo posible, compatible con una confiabilidad prefijada.

   Cada Centro de Despacho Económico de Carga contará con un Directorio y los organismos técnicos necesarios para el cumplimiento de su función. Existirán, al menos, una Dirección de Operación y una Dirección de Peajes. El Director y el personal de cada Dirección, deberán reunir condiciones de idoneidad e independencia que garanticen su adecuado desempeño. Estos organismos, eminentemente técnicos y ejecutivos, desarrollarán su función conforme a la ley y su reglamento.

c) Curva de carga: gráfico que representa la potencia producida en el sistema eléctrico en función del tiempo.

d) Potencia de punta: potencia máxima en la curva de carga anual.

e) Margen de reserva teórico: mínimo sobre-equipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la potencia de punta en un sistema o subsistema eléctrico con una suficiencia determinada, dadas las características de las unidades generadoras y de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico.

f) Costo marginal de suministro: costo en que se incurre para suministrar una unidad adicional de producto para un nivel dado de producción. Alternativamente, dado un nivel de producción, es el costo que se evita al dejar de producir la última unidad.

g) Tasa de actualización: tasa de descuento.

h) Costo total actualizado: suma de costos incurridos en distintas fechas, actualizadas a un instante determinado.

i) Instalación económicamente adaptada: es la instalación que permite producir una cantidad determinada al menor costo.

j) Línea de distribución de servicio público: línea de distribución establecida por una empresa distribuidora haciendo uso de una concesión de servicio público.

k) Usuario o consumidor final: usuario que utiliza el suministro de energía eléctrica para consumirlo.

l) Potencia conectada: potencia máxima que es capaz de demandar un usuario final dada la capacidad del empalme.

m) Áreas típicas de distribución: áreas en las cuales los valores agregados por la actividad de distribución para cada una de ellas son parecidos entre sí.

n) Sectores de distribución: áreas territoriales en las cuales los precios máximos de distribución a usuarios finales, son los mismos.

ñ) Aportes de terceros: instalaciones que fueron aportadas por los usuarios a la empresa distribuidora sin costo para ésta, existentes a la fecha de promulgación de la presente ley.

o) Subestación de distribución primaria: subestación que reduce el voltaje desde el nivel de transporte al de alta tensión en distribución.

p) Momento de carga: es el producto de la potencia conectada del usuario medida en megawatts y de la distancia comprendida entre el punto de empalme con la concesionaria y la subestación de distribución primaria, medida en kilómetros a lo largo de las líneas eléctricas.

q) Usuario o cliente: es la persona natural o jurídica que acredite dominio sobre un inmueble o instalaciones que reciben servicio eléctrico. En este inmueble o instalación quedarán radicadas todas las obligaciones derivadas del servicio para con la empresa suministradora.

No obstante, si el concesionario no suspendiere el servicio por la causal indicada en el artículo 84º, las obligaciones por consumos derivadas del servicio para con la empresa suministradora que se generen desde la fecha de emisión de la siguiente boleta o factura no quedarán radicadas en dicho inmueble o instalación, salvo que para ello contare con la autorización escrita del propietario.

r) Confiabilidad: cualidad de un sistema eléctrico determinada conjuntamente por la suficiencia, la seguridad y la calidad de servicio.

s) Suficiencia: atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda.

t) Seguridad de servicio: capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos y de servicios complementarios.

u) Calidad de servicio: atributo de un sistema eléctrico determinado conjuntamente por la calidad del producto, la calidad de suministro y la calidad de servicio comercial, entregado a sus distintos usuarios y clientes.

v) Calidad del producto: componente de la calidad de servicio que permite calificar el producto entregado por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por la magnitud, la frecuencia y la contaminación de la tensión instantánea de suministro.

w) Calidad del suministro: componente de la calidad de servicio que permite calificar el suministro entregado por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por la frecuencia, la profundidad y la duración de las interrupciones de suministro.

x) Calidad de servicio comercial: componente de la calidad de servicio que permite calificar la atención comercial prestada por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por el plazo de restablecimiento de servicio, la información proporcionada al cliente, la puntualidad en el envío de boletas o facturas y la atención de nuevos suministros.

y) Ingreso tarifario por tramo: es la diferencia que resulta de la aplicación de costos marginales, producto de la operación del sistema eléctrico, respecto de las inyecciones y retiros de energía y potencia en un determinado tramo.

z) Servicios complementarios: recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión, distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 81. Son servicios complementarios aquellas prestaciones que permiten efectuar, a lo menos, un adecuado control de frecuencia, control de tensión y plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias.

Diseño y Producción Berthelon & Asociados
Impresiôm Litografía Valente

GOBIERNO DE CHILE
COMISION NACIONAL DE ENERGIA

Comisión Nacional de Energía
Gobierno de Chile

Teatinos 120, piso 7
Fono: 56 – 2 / 365.68.00 - Fax: 365.68.34
Sitio web: www.cne.cl
Email: energia@cne.cl
Santiago de Chile