

## **TÍTULO I: Disposiciones generales**

### **Capítulo 1: Objetivo, definiciones, plazos, deber de información y comunicaciones**

**Artículo 1º.**– El presente reglamento establece las disposiciones aplicables a los procesos de cálculo y determinación de los precios de nudo de corto plazo, precios de nudo de largo plazo, y precio de nudo promedio; así como de los antecedentes requeridos para su determinación.

### **Artículo 2º.**– Definiciones

Para efecto de la aplicación de las disposiciones establecidas en el presente reglamento, se entenderá por:

- a) Año Calendario: Período de doce meses que se inicia el 1º de enero y termina el 31 de diciembre.
- b) Cargo por Armonización Tarifaria: cargo realizado por las empresas distribuidoras a los clientes sometidos a regulación de precios en aplicación de los dispuesto en el inciso primero del artículo 157º de la Ley General de Servicios Eléctricos, y cuyo objetivo es resguardar la debida coherencia entre la facturación de los contratos de suministro eléctrico en los puntos de compra y los retiros físicos asociados a dichos contratos, y la tarificación de los segmentos de transmisión.
- c) Clientes Libres: usuarios no sometidos a regulación de precios, de acuerdo con lo establecido en el artículo 147º de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- d) Clientes Regulados: usuarios sometidos a regulación de precios, de acuerdo con lo establecido en el artículo 147º de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- e) Comisión: Comisión Nacional de Energía.
- f) Contrato de Suministro o Contrato: Contrato de compraventa de energía eléctrica, incluyendo la potencia activa que corresponda, suscrito entre los adjudicatarios y las empresas distribuidoras por el suministro de energía para el servicio público de distribución a que se refiere el inciso primero del artículo 7º de la Ley General de Servicios Eléctricos.

g) Costo de Falla: valor representativo del costo en el que incurren los consumidores finales al verse interrumpido su abastecimiento eléctrico. Dicho costo varía según el tipo de cliente o consumidor afectado, así como la duración y profundidad de la interrupción del suministro. Se expresa como costo unitario por unidad de energía no suministrada.

h) Costo de Falla de Corta Duración: Costo de Falla ante una interrupción súbita y sin previo aviso.

Costo de Falla de Larga Duración: Costo de Falla ante una interrupción anunciada del suministro.

i) Costo de Racionamiento: costo por kilowatt-hora incurrido, en promedio, por los usuarios, de no disponer de energía eléctrica. Este costo estará constituido por el costo alternativo de tener que producirla con generadores de emergencia, si así conviniera.

j) Coordinador: Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, al que se refiere el artículo 212°-1 de la Ley.

k) Coordinados: Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere, a cualquier título, centrales generadoras, sistemas de transporte, instalaciones para la prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento de energía, instalaciones de distribución e instalaciones de Clientes Libres y que se interconecten al sistema eléctrico. Son también coordinados los medios de generación y sistemas de almacenamiento que se conecten directamente a instalaciones de distribución, a que se refiere el inciso sexto del artículo 149° de la Ley y que no cumplan con las condiciones y características indicadas en el artículo 149° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos.

l) Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento: central de generación renovable que utiliza recursos primarios variables, compuesta por una componente de generación y una componente de almacenamiento, ambas con el mismo punto de conexión al sistema eléctrico. La componente de generación corresponde al equipamiento tecnológico para transformar energía primaria en energía eléctrica, en tanto la componente de almacenamiento es aquel equipamiento capaz de transformar la energía eléctrica retirada desde el sistema eléctrico o producida por la componente de generación, en otro tipo de energía y almacenarla con el

objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla al sistema eléctrico.

- m) Empresa Distribuidora: concesionaria(s) del servicio público de distribución o todo aquel que preste el servicio de distribución, ya sea en calidad de propietario, arrendatario, usufructuario o que opere, a cualquier título, instalaciones de distribución de energía eléctrica.
- n) Empresa Generadora: todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere o explote, a cualquier título, centrales o unidades generadoras interconectadas al sistema eléctrico, de acuerdo con lo establecido en el artículo 72°-17 de la Ley.
- o) Factor AR: ajuste o recargo al que hace referencia el **Artículo 110°** del presente reglamento.
- p) Factor de Intensidad: corresponde a la razón entre la capacidad de generación instalada en cada comuna, expresada en kilowatts, y su número de Clientes Regulados.
- q) Factor de Referenciación: corresponde a una estimación de la proporción de la demanda de energía eléctrica de un punto de retiro aportada desde las barras o nudos de transmisión nacional.
- r) Factor Cargo o Descuento por Reconocimiento de Generación Local o Factor CD RGL: cargo o descuento, según corresponda, por aplicación de los mecanismos de reconocimiento de generación local y de reconocimiento de generación local adicional, de acuerdo con lo establecido en el artículo 157 de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- s) Factor Cargo o Descuento por Reconocimiento de Generación Territorial, en adelante Factor CD RGT o Factor 7° transitorio: cargo o descuento, según corresponda, por la aplicación del mecanismo a que se refiere el inciso segundo del artículo séptimo transitorio de la ley N° 21.667, de 2024, del Ministerio de Energía, que Modifica Diversos Cuerpos Legales en Materia de Estabilización Tarifaria.
- t) IPC: Índice de Precios al Consumidor que fija el Instituto Nacional de Estadísticas.

- u) Ley o Ley General de Servicios Eléctricos: Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, y sus modificaciones posteriores o disposición que la reemplace.
- v) Licitación de Suministro o Licitación: Proceso de licitación pública de suministro de energía cuyo objetivo es que Empresas Distribuidoras abastezcan los consumos de los Clientes Regulados.
- w) Ministerio: Ministerio de Energía.
- x) Precio Básico de la Energía: corresponde al valor actualizado del promedio del costo marginal de energía de cada barra, ponderado por la cantidad de energía asociada a la respectiva barra, ambos resultantes de la proyección de la operación del sistema eléctrico que minimice los costos de operación y racionamiento. Este valor no considera el ajuste al que refiere el artículo 167° de la Ley.
- y) Precio Básico de la Potencia de Punta: costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada en cada subsistema eléctrico, considerando las unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del respectivo subsistema. Dicho costo será incrementado en un porcentaje igual al margen de reserva de potencia teórico de cada subsistema eléctrico.
- z) Precio de Nudo de Corto Plazo: precio calculado semestralmente por la Comisión según lo dispuesto en el presente reglamento, contando con componentes de energía y potencia. Su componente de energía corresponderá al Precio Básico de la Energía ajustado según lo dispuesto en el artículo 167° de la Ley; mientras que su componente de potencia corresponderá al Precio Básico de la Potencia de Punta ajustado por los factores de penalización.
- aa) Precio de Nudo de Largo Plazo: aquel que deberá pagar una Empresa Distribuidora a su respectivo suministrador, acorde al Contrato de Suministro resultante de una Licitación, de acuerdo con lo establecido en el artículo 131° y siguientes de la Ley. Es posible distinguir un Precio de Nudo de Largo

Plazo de la potencia y un Precio de Nudo de Largo Plazo de la energía.

- bb) Precio de Nudo Promedio: valor que las Empresas Distribuidoras deben traspasar, mensualmente, a sus Clientes Regulados correspondiente al Precio de Nudo de energía y potencia, a nivel de generación-transporte, que resulte de promediar los Precios de Nudo de Largo Plazo vigentes para dichos suministros.
- cc) Precio Medio de Mercado: corresponde al cociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a Clientes Libres y Empresas Distribuidoras indicados en el **Artículo 69** y en el **Artículo 70°** del presente reglamento, debidamente reajustados según la variación que experimente el IPC, y el total de la energía asociada a dichos suministros, ambas ocurridas en el período de cuatro meses que culmina en el tercer mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico a que se refiere el Capítulo 11 del Título II del presente reglamento. Las referidas facturaciones deberán considerar los cargos a suministradores por retiros, en caso de que dichos cargos hayan sido directamente traspasados a sus clientes.
- dd) Precios de Nudo Zonales o Precios en Nivel de Distribución: precios que se definirán para todos los sistemas zonales de generación-transporte desde los cuales se efectúe el suministro. Los Precios de Nudo Zonales tendrán dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta. Los Precios de Nudo Zonales de energía considerarán la aplicación de los ajustes contemplados en la legislación vigente.
- ee) Precios Traspasables: precios que se definirán para todas las comunas en las cuales se efectúe el suministro desde sistemas zonales de generación-transporte. Los precios traspasables tendrán dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta. Los Precios Traspasables de energía considerarán la aplicación de los ajustes contemplados en la legislación vigente.
- ff) Programa de Obras: programa elaborado por la Comisión, en el contexto de la determinación de los Precios de Nudo de Corto Plazo, que incluye, al menos, obras de generación, sistemas de almacenamiento e instalaciones de transmisión.
- gg) Punto de Compra: Barra o nudo de un sistema eléctrico en

los cuales las Empresas Distribuidoras efectuarán las respectivas compras de energía y potencia destinadas a abastecer a sus Clientes Regulados, en conformidad a lo establecido en el Decreto Supremo N° 106, de 2015, del Ministerio de Energía, modificado por el Decreto Supremo N° 67, de 2017, del Ministerio de Energía.

hh) Punto de Oferta: Barra o nudo de un sistema eléctrico en el que los oferentes de la Licitación deben presentar sus propuestas, en conformidad a lo establecido en el Reglamento de Licitaciones.

ii) Punto de Retiro: Barra o nudo de un sistema eléctrico, considerado por el Coordinador para efectos del balance de inyecciones y retiros, y que corresponde a un punto de ingreso a las redes de distribución de las Empresas de Distribución, en conformidad a lo establecido en el Decreto Supremo N° 106, de 2015, del Ministerio de Energía, modificado por el Decreto Supremo N° 67, de 2017, del Ministerio de Energía.

jj) Reglamento de Licitaciones: Decreto Supremo N° 106, de 2015, del Ministerio de Energía, modificado por el Decreto Supremo N° 67, de 2017, del Ministerio de Energía, y sus modificaciones posteriores, o aquel que lo reemplace.

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

ll) Sistemas Medianos: sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts, que se encuentran regulados en el artículo 173º y siguientes de la Ley.

mm) Subestación Básica de Potencia: barra de referencia de cada subsistema eléctrico en la cual la Comisión calculará el Precio Básico de la Potencia de Punta. Esta pertenecerá a una subestación del sistema de transmisión nacional.

nn) Superintendencia: Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

oo) Usuario o Consumidor Final: usuario que utiliza el suministro de energía eléctrica para consumirlo. Se clasifica en Cliente Libre o Cliente Regulado.

**Artículo 3º.- Plazos**

Los plazos expresados en días que establece el presente reglamento serán de días hábiles, entendiéndose que son inhábiles los sábados, domingos y festivos.

**Artículo 4º.- Deber de información**

El Ministerio y la Comisión podrán requerir al Coordinador y a cualquier otro participante de la industria toda la información que se requiera para la correcta aplicación de lo dispuesto en el presente reglamento.

El Ministerio o la Comisión, según corresponda, deberán comunicar a la Superintendencia aquellas empresas eléctricas y/o entidades que incumplan con las exigencias de entrega de información establecidas en el presente reglamento.

La omisión en la entrega de la información requerida, así como la entrega de información falsa, incompleta o manifiestamente errónea, será sancionada por la Superintendencia.

**Artículo 5º.- Comunicaciones**

Las comunicaciones que se realicen por parte del Ministerio o de la Comisión, en el contexto de lo dispuesto en el presente reglamento, podrá realizarse a través de medios electrónicos.

La notificación de los estudios e informes técnicos a los que se refiere el presente reglamento, que deba realizar la Comisión a los Coordinados, podrá efectuarse a través de los medios de que disponga el Coordinador para la comunicación con los Coordinados.

## **Capítulo 2: Alcance del reglamento**

**Artículo 6°.-** Las disposiciones del presente reglamento, en lo relativo a los Precios de Nudo de Corto Plazo, Precios de Nudo de Largo Plazo, y Precio de Nudo Promedio, cuando corresponda, serán aplicables a los suministros de energía eléctrica en sistemas eléctricos con capacidad instalada de generación igual o superior a 200 MW, que a continuación se indican:

1. Los suministros a Usuarios Finales, cuya potencia conectada es inferior o igual a 5.000 kilowatts, ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución o que se conecten, mediante líneas de su propiedad o de terceros, a las instalaciones de distribución de la respectiva Empresa Distribuidora;
2. Los suministros a Usuarios Finales de potencia conectada inferior o igual a 5.000 kilowatts, efectuados desde instalaciones de generación o transporte de una empresa eléctrica; y
3. Los suministros que se efectúen a empresas eléctricas que no dispongan de generación propia, en la proporción en que estas últimas efectúen, a su vez, suministros sometidos a fijación de precios.

**Artículo 7°.-** Las disposiciones del presente reglamento en lo referente a Precios de Nudo de Corto Plazo de potencia de punta, serán aplicables sobre las transferencias de potencia entre empresas que participen del balance de potencia en los términos establecidos en el Decreto N° 62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba el reglamento de transferencias de potencia establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, o aquel que lo reemplace.

**Artículo 8°.-** Las disposiciones del presente reglamento en lo referente al cálculo y determinación de los Costos de Falla, aplicarán a los suministros de energía eléctrica en sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación igual o superior a 1.500 kW.

**Artículo 9°.-** Los suministros a que se refieren los numerales 1 y 2 del **Artículo 6°** del presente reglamento podrán ser contratados a precios libres y, por tanto, no se les aplicarán los precios regulados en este reglamento cuando:

1. Se trate de servicios por menos de 12 meses;

2. Se trate de calidades especiales de servicio a que se refiere el inciso segundo del Artículo 130° de la Ley;
3. El momento de carga del cliente respecto de la subestación de distribución primaria sea superior a 20 megawatts-kilómetro; o
4. El usuario final, en aplicación de lo dispuesto en la letra d) del penúltimo inciso y en el inciso final del artículo 147° de la Ley, hubiese optado por regirse por un régimen de tarifa libre.

**Artículo 10°.-** Se distinguirán cuatro niveles de precios:

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, de un valor agregado por concepto de costos de distribución y de los cargos señalados en los Artículos 115°, 116° y 212°-13 de la Ley;
3. Precios de Nudo Zonales; y,
4. Precios Traspasables.

**Artículo 11°.-** A los suministros indicados en los numerales 1 y 2 del **Artículo 6°** del presente reglamento, con las salvedades señaladas en el **Artículo 9°** del presente reglamento, les serán aplicables los Precios a Nivel de Distribución, los Precios de Nudo Zonales o los Precios Traspasables, según corresponda.

A los suministros indicados en el numeral 3 del **Artículo 6°** del presente reglamento, les serán aplicables los siguientes precios:

- a) Precio de nudo y cargos destinados a remunerar los sistemas de transmisión conforme señalan los Artículos 115° y 116° de la Ley: si el suministro se efectúa a partir de las instalaciones de generación-transporte de la empresa que efectúa la venta.
- b) 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 con lo señalado en el numeral 2 del **Artículo 10** del presente reglamento.

c) Cargo por Servicio Público a que hace referencia el Artículo 212°-13 de la Ley.

**Artículo 12°.-** Los Precios de Nudo de Corto Plazo de energía y potencia de punta se regulan en el Título II del presente reglamento, y serán fijados semestralmente mediante decreto expedido por el Ministerio bajo la fórmula "Por orden del Presidente de la República", previo informe de la Comisión.

Los Precios de Nudo de Largo Plazo de energía y potencia se regulan en el Título V del presente reglamento y se determinan como resultado de los procesos de Licitación a los que hacen referencia los Artículos 131 y ss. de la Ley.

Los Precios de Nudo Promedio de energía y potencia se regulan en el Título V del presente reglamento, y serán fijados semestralmente mediante decreto del Ministerio, expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", previo informe de la Comisión.

**Artículo 13°.-** Las empresas eléctricas de generación que efectúen ventas sometidas a fijación de precios tendrán siempre derecho a que la tarifa fijada por el Ministerio sea, como mínimo, la que se corresponde de acuerdo con lo establecido en la Ley y en los procedimientos señalados en el presente reglamento.

## **TITULO II: Del Precio de Nudo de Corto Plazo**

### **Capítulo 1: Consideraciones generales**

**Artículo 14º.**.- Los Precios de Nudo de Corto Plazo serán fijados semestralmente, previo informe técnico de la Comisión, mediante decreto expedido por el Ministerio, en el mes de febrero para el proceso del primer semestre y en el mes de agosto para el proceso del segundo semestre, de acuerdo con los plazos y etapas que al efecto señala la Ley y el presente reglamento. Los referidos informes técnicos contarán con una versión preliminar y definitiva.

Los Precios de Nudo de Corto Plazo y sus fórmulas de indexación entrarán en vigor a contar del 1º de abril y 1º de octubre, según se trate de la fijación de febrero y agosto, respectivamente.

**Artículo 15º.**.- Los Precios Básicos de la Energía serán calculados por la Comisión a partir de la modelación de la operación esperada del Sistema Eléctrico Nacional. Estos 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 eléctrica, en los precios de combustibles, entre otros.

Por otro lado, su componente de potencia se calculará a partir de la determinación del tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones nacionales del sistema eléctrico, conforme los balances de demanda y oferta de potencia en los subsistemas que corresponda.

Para la determinación de estos precios, se considerarán los antecedentes y disposiciones a que se refieren los Títulos II, III y IV del presente reglamento.

**Artículo 16º.**.- Los Precios de Nudo de Corto Plazo, en su componente de energía, serán los que resulten de la comparación entre los Precios Básicos de la Energía y los precios aplicados por las empresas eléctricas a los suministros a que hacen referencia las letras f) y g) del **Artículo 6969º** del presente reglamento, conforme al procedimiento señalado en el Capítulo 8 del presente Título.

**Artículo 17º.-** Los Precios de Nudo de Corto Plazo se reajustarán en conformidad a lo estipulado en el Capítulo 9 del presente Título cuando, como resultado de aplicar las fórmulas de indexación que se hayan determinado en la fijación de tarifas vigente conforme con lo expuesto en el Capítulo 12 del presente Título, se observe una variación acumulada superior al diez por ciento en: (i) el precio de la energía; o, (ii) el precio de la potencia de punta en al menos una de las Subestaciones Básicas de Potencia determinadas según lo dispuesto en el presente Título.

BORRADOR

**Capítulo 2: De los antecedentes del proceso tarifario de fijación de los Precios de Nudo de Corto Plazo**

**Párrafo 1: Del horizonte y la resolución temporal de simulación**

**Artículo 18º.-** El horizonte de simulación considerado en la modelación que da lugar al cálculo y determinación de Precios de Nudo de Corto Plazo tendrá una extensión de diez años.

Este horizonte podrá adicionar, en la parte final del mismo, uno o más años con el objeto de valorizar adecuadamente los recursos gestionables en la simulación de la operación económica del Sistema Eléctrico Nacional.

El horizonte de simulación iniciará en enero y julio, en tanto el cálculo de los precios se realizará a partir de abril y octubre, según corresponda a los decretos tarifarios que inician vigencia el 1º de abril y 1º de octubre, respectivamente.

**Artículo 19º.-** El horizonte de simulación al que hace referencia el artículo precedente estará constituido por etapas que podrán ser modeladas con distintas resoluciones temporales. A su vez, dentro de cada etapa, se podrá considerar una subdivisión que refleje una adecuada modelación en bloques de tiempo, de aquellas variables que así lo requieran, tales como la demanda eléctrica, los perfiles de generación de centrales de energías renovables variables, sistemas de almacenamiento, entre otros.

**Párrafo 2: De la previsión de demanda eléctrica**

**Artículo 20º.-** Para cada fijación tarifaria, la Comisión utilizará una previsión de demanda de energía eléctrica que abarque, al menos, toda la extensión del horizonte de simulación. Esta previsión deberá considerar características topológicas y temporales de la demanda eléctrica, esto es, barras de consumo y número de bloques de demanda, curvas de duración de la demanda y desagregación por tipo de cliente, entre otras.

**Artículo 21º.-** La previsión de demanda eléctrica utilizada por la Comisión en el proceso de determinación de Precios de Nudo de Corto Plazo deberá guardar consistencia y coherencia con la información utilizada para otros procesos tarifarios y de planificación que lleva la Comisión. En este sentido, en cada proceso de fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo, la Comisión podrá considerar como antecedentes de previsión de demanda aquellos contenidos en los informes a que hace referencia el Título VI del presente reglamento.

**Artículo 22º.-** Sin perjuicio de lo señalado en el artículo precedente, la Comisión podrá realizar ajustes a la previsión de demanda a que hace referencia el artículo anterior, a partir de encuestas a clientes, información estadística, opinión de expertos, expectativas de variables macroeconómicas, o cualquier otro antecedente relevante para la determinación de los niveles de consumo esperados que se utilicen en los procesos de determinación de Precios de Nudo de Corto Plazo. En dicho caso, los antecedentes del ajuste deberán señalarse en el informe técnico al que hace referencia el Capítulo 10 del presente Título, y publicarse en el sitio web de la Comisión.

#### **Párrafo 3: De la proyección de precios de combustible**

**Artículo 23º.-** Los precios de los combustibles a utilizar para modelar las centrales térmicas del sistema eléctrico serán determinados por la Comisión en base a proyecciones que para tal efecto esta realice. La Comisión podrá basarse en precios históricos u otros antecedentes.

A efectos de la modelación, el costo variable combustible de las centrales térmicas se proyectará para las distintas etapas temporales del horizonte de simulación, utilizando para ello, tendencias o precios futuros de combustibles.

**Artículo 24º.-** Para efectos de lo dispuesto en el artículo precedente, anualmente y dentro de los primeros 10 días del mes de mayo, la Comisión publicará en su sitio web un informe de proyección de precios de combustibles.

La Comisión, en la fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo asociado al decreto cuya vigencia inicia durante el primer semestre del año siguiente, podrá realizar una actualización del informe a que hace referencia el presente artículo, cuando las condiciones o fuentes de información utilizadas presenten una variación relevante según lo determine la Comisión.

**Artículo 25º.-** El informe a que se refiere el artículo anterior deberá presentar proyecciones de precios de combustibles en base a precios históricos, proyecciones internacionales, o a cualquier otro antecedente que la Comisión considere relevante. De todas formas, la Comisión deberá propender a que las fuentes de información utilizadas sean de libre acceso y únicas para todos los combustibles considerados en la proyección.

**Artículo 26º.-** El horizonte de la proyección a la que se refiere

el artículo precedente deberá ser de una extensión tal que abarque, al menos, el horizonte de simulación a que hace referencia el **Artículo 18º** del presente reglamento.

**Artículo 27º.**.- El informe al que se refiere el presente Párrafo deberá señalar las metodologías utilizadas para representar adecuadamente los precios de los combustibles en el territorio nacional cuando corresponda, pudiendo considerar diversas agrupaciones de acuerdo con criterios que la Comisión defina en el informe.

**Artículo 28º.**.- Para la elaboración del referido informe, la Comisión deberá basarse en los resultados del estudio a que hace referencia el Párrafo 1 del Capítulo 3 del presente Título.

**Párrafo 4: De la disponibilidad de los insumos primarios de centrales térmicas**

**Artículo 29º.**.- En el caso de insumos primarios de generación que presenten incertidumbre respecto de la disponibilidad futura, su consideración en el cálculo de los Precios de Nudo de Corto Plazo estará sujeta a un tratamiento que represente niveles de restricción futuros para dichos insumos en las distintas etapas del horizonte de simulación. En todo caso, la Comisión deberá explicitar en cada informe técnico del Precio de Nudo de Corto Plazo, la forma en que se modela la disponibilidad del insumo en el futuro.

**Párrafo 5: Del tratamiento del recurso hidráulico**

**Artículo 30º.**.- Para efectos del proceso de fijación del Precio de Nudo de Corto Plazo, la Comisión podrá solicitar al Coordinador, en los formatos y fechas que aquella establezca, un informe requiriendo antecedentes respecto de las centrales hidroeléctricas y de las condiciones hidrológicas del Sistema Eléctrico Nacional, tales como:

- a) Niveles de agua en los embalses;
- b) Modelación de convenios de riego vigentes;
- c) Acuerdos operacionales aplicables a los convenios de riego;
- d) Afluentes semanales en régimen natural; y,
- e) Pronóstico de deshielo disponible.

La solicitud de información anterior no reemplazará la entrega de los antecedentes que el Coordinador debe comunicar de acuerdo con lo señalado en el Capítulo 9 del presente Título.

**Párrafo 6: De los Costos de Falla y el Costo de Racionamiento**

**Artículo 31°.-** Para determinar la operación óptima del sistema eléctrico, la Comisión deberá utilizar en cada proceso tarifario los Costos de Falla, los que se determinarán sobre la base de las disposiciones del Título III del presente reglamento.

**Artículo 32°.-** La Comisión deberá representar el comportamiento del sistema eléctrico ante situaciones de déficit en, al menos, tres niveles de profundidad de falla de acuerdo con lo que esta determine.

**Artículo 33°.-** En cuanto al Costo de Racionamiento, la Comisión deberá calcular un valor único representativo entre los diferentes niveles de déficit de suministro, actualizados conforme al Capítulo 3 del Título III del presente reglamento, y considerando la misma operación esperada del sistema eléctrico utilizada para la determinación de Precios de Nudo de Corto Plazo.

Este valor único representativo constituirá el Costo de Racionamiento a considerar en el caso de la dictación del decreto de racionamiento a que se refiere el artículo 163° de la Ley. Sin perjuicio de lo anterior, el Costo de Racionamiento no podrá superar, expresado en unidades de fomento, el promedio de los Costos de Racionamiento utilizados en las últimas seis fijaciones de precios de nudo, de acuerdo con lo expuesto en el penúltimo inciso del Artículo 163° de la Ley.

**Párrafo 7: De las instalaciones de generación, sistemas de almacenamiento y transmisión existentes, en construcción, así como de las comprometidas en procesos de licitación para el suministro de Clientes Regulados**

**Artículo 34°.-** Para efectos de la modelación del sistema eléctrico que se realiza con ocasión de la emisión del informe técnico preliminar a que se refiere el Capítulo 10 del presente Título, la Comisión deberá considerar aquellas instalaciones de generación, sistemas de almacenamiento y obras de transmisión que se encuentren declaradas en construcción hasta el mes anterior al de la emisión del referido informe, de conformidad con los requisitos señalados en el Artículo 72°-17 de la Ley y en las disposiciones reglamentarias aplicables.

**Artículo 35°.-** Para efectos de la modelación del sistema eléctrico que se realiza con ocasión de la emisión del informe técnico preliminar a que se refiere el Capítulo 10 del presente

Título, se considerarán como obras comprometidas aquellas instalaciones de generación o sistemas de almacenamiento que respaldan ofertas adjudicadas en el marco de los procesos de Licitación de Suministro.

Para la modelación de las centrales de generación o sistemas de almacenamiento comprometidos, la Comisión podrá utilizar como referencia los costos y características técnicas de instalaciones similares en cuanto a capacidad instalada, tecnología, ubicación o insumo primario de generación, entre otros.

**Artículo 36º.**.- Para efectos de la elaboración del informe técnico preliminar a que se refiere el Capítulo 10 del presente Título, el Coordinador deberá enviar a la Comisión, a más tardar el 23 de abril y el 24 de octubre, o al siguiente día hábil, si éste fuera feriado, según se trate de las fijaciones de Precio de Nudo de Corto Plazo de agosto o febrero, respectivamente, y en los formatos que determine la Comisión, los antecedentes respecto de las instalaciones de generación y sistemas de almacenamiento del sistema eléctrico, existentes y declaradas en construcción, las que deberán incluir, al menos, el nombre de la central o sistema de almacenamiento, el propietario de la misma, la potencia bruta y neta, el punto de conexión al sistema, índice de indisponibilidad forzada, entre otros.

Adicionalmente, el Coordinador deberá enviar:

1. Para las centrales térmicas:
  - a) Costos variables combustibles, costos variables no combustibles y rendimientos o consumos específicos correspondientes a los dos últimos meses, de aquellas centrales interconectadas al sistema eléctrico a la fecha de envío de la información, utilizados para los procesos de programación de la operación según indique la Comisión;
  - b) Costos variables combustibles, costos variables no combustibles y rendimientos o consumos específicos, de aquellas centrales declaradas en construcción por la Comisión;
  - c) Configuraciones de operación para centrales existentes y declaradas en construcción, incluyendo la potencia máxima por configuración; y,
  - d) Disponibilidad de combustibles para, al menos, los próximos 12 meses, de aquellas centrales interconectadas al sistema eléctrico a la fecha de envío de la información.

2. Para las centrales hidráulicas:

- a) Niveles de agua en los embalses existentes;
- b) Capacidad máxima de almacenamiento de los embalses existentes;
- c) Rendimiento de aquellas centrales existentes y declaradas en construcción por la Comisión;
- d) Modelación de los convenios de riego vigentes;
- e) Acuerdos operacionales aplicables a los convenios de riego;
- f) Topología de conectividad hidráulica;
- g) Afluentes semanales en régimen natural a partir del año 1960, para todas las centrales existentes y declaradas en construcción;
- h) Energía afluente anual por año hidrológico;
- i) Pronósticos de deshielo disponibles;
- j) Cotas estimadas para los embalses del Sistema Eléctrico Nacional para el primero de enero y primero de julio, según se trate de las fijaciones de febrero o agosto, respectivamente. Sin perjuicio de lo anterior, las cotas reales deberán ser enviadas en un plazo no mayor a 5 días a contar del primero de enero o primero de julio, según se trate de las fijaciones de febrero o agosto respectivamente; y,
- k) Capacidad de regulación de centrales hidroeléctricas.

3. Sistemas de almacenamiento:

- a) Eficiencia del ciclo de carga y descarga; y,
- b) Capacidad de almacenamiento en horas y/o MWh.

4. Para otras tecnologías:

- a) Costo variable no combustible correspondientes a los dos últimos meses, de aquellas centrales interconectadas al sistema eléctrico a la fecha de envío de la información, utilizados para las programaciones semanales de la operación;
- b) Costo variable no combustible de aquellas centrales declaradas en construcción por la Comisión;
- c) Perfiles horarios de generación histórica para aquellas centrales interconectadas al sistema eléctrico; y,
- d) Máxima capacidad de inyección en el punto de interconexión con el sistema para Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento.

Adicionalmente, para todas las tecnologías antes mencionadas el

Coordinador deberá informar el punto de inyección al sistema eléctrico.

Finalmente, el Coordinador deberá enviar a la Comisión la información que esta establezca como necesaria respecto de los programas de mantenimiento de las distintas centrales generadoras y sistemas de almacenamiento del sistema eléctrico, en los formatos y fechas que esta disponga, así como de otras restricciones operativas de las instalaciones sujetas a coordinación, a efectos de la correcta modelación del sistema en el proceso de determinación de Precios de Nudo de Corto Plazo.

El Coordinador podrá solicitar a los Coordinados, en los términos que este disponga, la información referida en este artículo.

**Artículo 37º.**.- Sin perjuicio de lo señalado en el artículo anterior, la Comisión podrá solicitar al Coordinador y a los Coordinados, en los plazos que esta determine, todos los otros antecedentes técnicos, económicos o comerciales que considere relevantes para lograr la correcta modelación de las instalaciones de generación y sistemas de almacenamiento en la simulación realizada para efectos de la determinación de los Precios de Nudo de Corto Plazo.

Sobre la base de los referidos antecedentes, y de las proyecciones que la Comisión establezca al efecto, esta determinará los modelos, parámetros y supuestos con los que modelará las distintas instalaciones del sistema eléctrico para efectos de simular su operación más económica.

**Artículo 38º.**.- Para las centrales de generación o sistemas de almacenamiento en construcción, la Comisión, según estime necesario, podrá utilizar como referencia los costos y características técnicas de centrales o sistemas de almacenamiento con similares características, en cuanto a capacidad instalada, tecnología, ubicación o insumo primario de generación, entre otros.

#### **Párrafo 8: De los costos de inversión de tecnologías de generación y sistemas de almacenamiento**

**Artículo 39º.**.- Para efectos de la modelación del sistema eléctrico que se realiza con ocasión de la emisión del informe técnico preliminar a que se refiere el Capítulo 10 del presente Título, la Comisión elaborará anualmente un informe de costos de inversión de tecnologías de generación y sistemas de almacenamiento, el cual contendrá, para cada tecnología de

generación y/o sistema de almacenamiento considerado, al menos:

- a) Costos de inversión, así como una proyección de estos para un horizonte de al menos diez años;
- b) Costos de operación no combustibles, y costos de mantenimiento y administración;
- c) Plazo de desarrollo del proyecto;
- d) Consumos específicos; y,
- e) Supuestos y criterios que dan origen a los resultados del informe.

**Artículo 40°.**.- Con el objetivo de elaborar el informe al que se refiere el artículo precedente, la Comisión deberá considerar, al menos, los resultados del estudio indicado en el Párrafo 2 del Capítulo 3 del presente Título, actualizados de acuerdo con las fórmulas de indexación del mismo estudio, según corresponda, y la información de proyectos declarados en construcción en conformidad con lo establecido en el Artículo 72°-17 de la Ley.

**Artículo 41°.**.- La Comisión podrá contemplar proyectos en estudio y otras fuentes de información de que disponga para efectos de la elaboración del estudio al que se refiere el **Artículo 39°** del presente reglamento. Para estos efectos, podrá solicitar anualmente a las empresas propietarias de centrales generadoras, sistemas de almacenamiento y desarrolladoras de proyectos, información relativa a proyectos de generación y sistemas de almacenamiento que tengan en estudio.

#### **Párrafo 9: De los subsistemas eléctricos**

**Artículo 42°.**.- Para efectos de la determinación de los subsistemas eléctricos a que se refiere el Párrafo 2 del Capítulo 5 del presente Título, la Comisión deberá elaborar un informe preliminar de subsistemas eléctricos que deberá contener, al menos, los subsistemas definidos en base a los resultados del estudio al que se refiere el Párrafo 3 del Capítulo 3 del presente Título, y establecer las principales variables que conllevan una eventual actualización en la definición de cada uno de ellos.

El referido informe deberá realizarse cada 4 años, y de forma coordinada con el informe de periodo de control de punta al que hace referencia el Decreto Supremo N°62, de 2006, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento de Transferencias de Potencia Establecidas en la Ley General De Servicios Eléctricos.

**Artículo 43°.**.- La Comisión notificará al Coordinador y a los

Coordinados, y publicará en su sitio web, a más tardar el día hábil siguiente a dicha notificación, el informe a que se refiere el artículo precedente.

Los Coordinados, así como el Coordinador, podrán enviar sus observaciones a la Comisión en un plazo no superior a 20 días, contado desde la publicación del referido informe preliminar en el sitio web de la Comisión.

Finalmente, la Comisión deberá elaborar un informe definitivo de subsistemas eléctricos, aceptando total o parcialmente, o rechazando fundadamente las observaciones recibidas al informe preliminar. Dicho informe deberá ser publicado en el sitio web de la Comisión y notificado al Coordinador y a los Coordinados.

**Artículo 44º.**.- Los subsistemas eléctricos definidos sobre la base del informe a que hacen referencia los artículos precedentes, deberán ser incorporados en el informe técnico de fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo asociado al decreto cuya vigencia inicia durante el primer semestre del año respectivo.

Sin perjuicio de lo anterior, a partir de las metodologías y criterios definidos en el estudio de subsistemas eléctricos, la Comisión podrá actualizar los subsistemas eléctricos establecidos en dicho estudio, lo cual deberá ser incorporado en el informe técnico a que hace referencia el inciso anterior.

Por su parte, el informe técnico de fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo, asociado al decreto cuya vigencia inicia durante el segundo semestre del año respectivo, deberá mantener la misma definición de subsistemas eléctricos establecida en el decreto cuya vigencia inicia durante el primer semestre de dicho año.

#### **Párrafo 10: Otros antecedentes y consideraciones**

**Artículo 45º.**.- Los costos e índices que se utilicen en cada proceso tarifario de Precios de Nudo de Corto Plazo deberán ser expresados en los valores vigentes de acuerdo con lo determinado en las fórmulas de indexación de sus respectivos estudios o informes.

**Artículo 46º.**.- El tipo de cambio a efectos de la determinación y aplicación de los Precios de Nudo de Corto Plazo en moneda nacional, corresponderá al promedio del dólar observado de los Estados Unidos de América del segundo mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico definitivo, publicado por el Banco Central de Chile.

**Artículo 47º.**– La tasa de actualización utilizada en cada proceso tarifario de determinación de Precios de Nudo de Corto Plazo corresponderá a la establecida en el Artículo 165º de la Ley o el que lo reemplace.

**Capítulo 3: De los estudios requeridos para el proceso tarifario de fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo**

**Párrafo 1: Estudio de proyección de precios de combustibles para centrales térmicas**

**Artículo 48º.**– Para efectos de dar cumplimiento al Párrafo 3 del Capítulo 2 del Título II del presente reglamento, la Comisión deberá realizar, a más tardar cada cuatro años, un estudio que determine las metodologías, parámetros de cálculo y fuentes empleadas en la proyección de precios de combustibles. Dicho estudio podrá ser contratado por la Comisión, conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas vigentes.

**Artículo 49º.**– La Comisión notificará al Coordinador y a los Coordinados, y publicará en su sitio web, a más tardar el día hábil siguiente a dicha notificación, el estudio a que se refiere el artículo precedente.

Los Coordinados, así como el Coordinador, deberán enviar sus observaciones a la Comisión en un plazo no superior a 15 días, contado desde la publicación del referido estudio en el sitio web de la Comisión. Esta última deberá analizar las observaciones recibidas, las que podrá aceptar o rechazar, total o parcialmente, y deberá publicar en su sitio web, dentro de los 30 días siguientes a la recepción de estas, una versión definitiva del estudio junto con la respuesta a las observaciones recibidas.

**Párrafo 2: Estudio de costos de inversión de tecnologías de generación y sistemas de almacenamiento**

**Artículo 50º.**– Para efectos de dar cumplimiento a lo dispuesto en el Párrafo 8 del Capítulo 2 del presente Título, la Comisión, a más tardar cada cuatro años, realizará un estudio de costos de inversión de tecnologías de generación y sistemas de almacenamiento, que dé cuenta para cada tecnología de generación y/o sistema de almacenamiento considerado, al menos:

- a) Costos de inversión, así como una proyección de estos

- para un horizonte de al menos diez años;
- b) Costos de operación no combustibles, y costos de mantenimiento y administración;
  - c) Plazo de desarrollo del proyecto;
  - d) Consumos específicos;
  - e) Fórmulas de indexación que permitan actualizar los resultados del estudio; y,
  - f) Costo nivelado de desarrollo.

Dicho estudio podrá ser contratado a un tercero por la Comisión conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas vigentes.

**Artículo 51°.-** La Comisión notificará al Coordinador y a los Coordinados, y publicará en su sitio web, a más tardar el día hábil siguiente a dicha notificación, el estudio a que se refiere el artículo precedente.

Los Coordinados, así como el Coordinador, deberán enviar sus observaciones a la Comisión en un plazo no superior a 15 días, contados desde la publicación del referido estudio en el sitio web. La Comisión deberá analizar las observaciones recibidas, las que podrá aceptar o rechazar, total o parcialmente, y deberá publicar en su sitio web, dentro de los 30 días siguientes a la recepción de estas, una versión definitiva del estudio en conjunto con las respuestas a las observaciones recibidas.

### **Párrafo 3: Estudio de subsistemas eléctricos**

**Artículo 52°.-** Los subsistemas eléctricos definidos por la Comisión a los que hace referencia el Párrafo 9 del Capítulo 2 del presente Título serán determinados sobre la base de un estudio de subsistemas eléctricos, el cual se realizará, a más tardar, cada cuatro años, y de forma coordinada con el estudio de periodo de control de punta al que hace referencia el Decreto Supremo N°62, de 2006, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento de Transferencias de Potencia Establecidas en la Ley General De Servicios Eléctricos. Asimismo, en dicho estudio se deberán determinar los factores de carga del Sistema Eléctrico Nacional y de sus respectivos subsistemas.

El estudio de subsistemas eléctricos podrá ser contratado a un tercero por la Comisión conforme a las disposiciones legales y reglamentarias vigentes.

**Artículo 53°.-** En el estudio de subsistemas eléctricos al que hace referencia el artículo precedente, se deberá analizar en

detalle la operación esperada del Sistema Eléctrico Nacional para un horizonte de simulación de, al menos, cinco años.

Asimismo, dicho estudio deberá considerar los antecedentes contenidos en el último informe técnico definitivo de Precios de Nudo de Corto Plazo que se encuentre disponible a la fecha de inicio del referido estudio. Dichos antecedentes podrán ser actualizados cuando se prevean modificaciones relevantes en la operación del sistema o subsistema eléctrico, según lo determine la Comisión.

**Artículo 54°.-** El estudio de subsistemas eléctricos deberá realizarse sobre la base de simulaciones de operación económica del Sistema Eléctrico Nacional, considerando, al menos, la variable hidrológica de forma estocástica. A partir de dichas simulaciones, y considerando los antecedentes indicados en el artículo precedente, el referido estudio deberá determinar los subsistemas eléctricos del Sistema Eléctrico Nacional, evaluando, al menos, las siguientes variables:

- a) Desacoplos de costos marginales de energía esperados en el Sistema Eléctrico Nacional, en los horarios de control de punta proyectados, para los primeros cuatro años contenidos en el horizonte de simulación; y,
- b) Los niveles de oferta y demanda en los horarios de control de punta proyectados, considerando eventuales indisponibilidades de centrales generadoras y sistemas de almacenamiento, para los primeros cuatro años contenidos en el horizonte de simulación.

Adicionalmente, en el estudio de subsistemas se deberán determinar metodologías y criterios con el fin de poder actualizar los subsistemas con ocasión del informe técnico de fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo de energía y potencia, si corresponde.

Por otro lado, para efectos de determinar los factores de carga a que hace referencia el **Artículo 77°** del presente reglamento, deberá considerarse, al menos, la base de la operación histórica del Sistema Eléctrico Nacional y de los respectivos subsistemas.

#### **Párrafo 4: Estudio de análisis de estadística hidrológica**

**Artículo 55°.-** Para efectos de representar la variabilidad hidrológica a que hace referencia el inciso segundo del **Artículo 15°** del presente reglamento, la Comisión realizará, a más tardar, cada cuatro años, un estudio de revisión y actualización de la

modelación de las series hidráulicas utilizadas a efectos de representar la variabilidad e incertidumbre del recurso hídrico en el futuro.

El estudio podrá ser contratado a un tercero por la Comisión, conforme a las disposiciones legales y reglamentarias vigentes.

**Artículo 56º.-** La Comisión notificará al Coordinador y a los Coordinados, y publicará en su sitio web, a más tardar el día hábil siguiente a dicha notificación, el estudio a que se refiere el artículo precedente.

Los Coordinados, así como el Coordinador, deberán enviar sus observaciones a la Comisión en un plazo no superior a 15 días, contado desde la publicación del referido estudio en el sitio web de la Comisión. Esta última deberá analizar las observaciones recibidas, las que podrá aceptar o rechazar, total o parcialmente, y deberá publicar en su sitio web, dentro de los 30 días siguientes a la recepción de estas, una versión definitiva del estudio en conjunto con las respuestas a las observaciones recibidas.

#### **Párrafo 5: Estudio de cargos por energía reactiva**

**Artículo 57º.-** Para dar cumplimiento a lo expuesto en el literal h) del **Artículo 83º** del presente reglamento, la Comisión realizará, a más tardar cada cuatro años, un estudio de revisión y actualización de los cargos por energía reactiva a aplicar a cada Empresa Distribuidora o Cliente Libre, el que podrá contratar a un tercero conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas vigentes.

Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión, en caso de que lo estime pertinente y de manera fundada, podrá no realizar el estudio al que hace referencia el inciso anterior dentro del periodo señalado. En este último caso, mantendrá los resultados del último estudio, actualizándolo según lo indicado en el inciso tercero del **Artículo 58º** del presente reglamento.

**Artículo 58º.-** La Comisión notificará al Coordinador, a los Coordinados y a las empresas eléctricas que operen en Sistemas Medianos y publicará en su sitio web un informe preliminar de cargos por energía reactiva, basado en los resultados del estudio a que se refiere el inciso primero del artículo precedente. Los Coordinados y el Coordinador podrán enviar sus observaciones a la Comisión en un plazo no superior a 20 días contado desde la fecha de la publicación del referido informe preliminar.

La Comisión deberá elaborar un informe definitivo, aceptando total o parcialmente, o rechazando fundadamente las observaciones recibidas al informe preliminar, en un plazo no superior a 30 días contado desde la fecha de vencimiento del plazo para presentar las observaciones. Dicho informe deberá ser publicado en el sitio web de la Comisión y notificado al Coordinador, a los Coordinados y a las empresas eléctricas que operen en Sistemas Medianos.

Durante el periodo de cuatro años, los cargos por energía reactiva deberán actualizarse en cada proceso tarifario, mediante fórmulas que den cuenta del cambio en el valor de sus principales componentes. Dichas fórmulas deberán estar contenidas en los informes preliminar y definitivo a que hacen referencia los incisos precedentes.

#### **Capítulo 4: Programa de Obras**

**Artículo 59º.**.- Para cada fijación semestral de Precios de Nudo de Corto Plazo, la Comisión elaborará un Programa de Obras que considere las instalaciones (i) en construcción de acuerdo con el **Artículo 34º** del presente reglamento, (ii) comprometidas de acuerdo con el **Artículo 35º** del presente reglamento, y (iii) las obras indicativas destinadas a satisfacer los requerimientos del sistema eléctrico durante el horizonte de simulación a mínimo costo, según corresponda.

Para la determinación de su componente indicativa, la Comisión deberá considerar, al menos, lo siguiente:

- a) Un único escenario de obras de generación, sistemas de almacenamiento e instalaciones de transmisión, el que deberá contemplar obras existentes, en construcción, y comprometidas de acuerdo con el **Artículo 35º** del presente reglamento;
- b) La demanda eléctrica;
- c) Los stocks de agua en los embalses;
- d) Los costos de operación de las instalaciones y los costos de racionamiento; y,
- e) La tasa de actualización indicada en el literal d) del Artículo 165º de la Ley.

Para la determinación de la componente indicativa del Programa de Obras se deberá minimizar el costo total actualizado de abastecimiento correspondiente a la suma de los costos esperados actualizados de inversión, operación, mantenimiento,

administración y racionamiento, durante el horizonte de simulación.

El Programa de Obras estará contenido en el informe técnico preliminar y definitivo asociados a cada fijación tarifaria, y se utilizará para la determinación del Precio de Nudo de Corto Plazo.

**Artículo 60°.-** Para la elaboración del Programa de Obras indicativo, la Comisión podrá evaluar diferentes escenarios de expansión de la generación y de los sistemas de almacenamiento, considerando para tal efecto distintas alternativas de desarrollo de la matriz energética del Sistema Eléctrico Nacional.

Las alternativas de generación y sistemas de almacenamiento que la Comisión incorpore en el Programa de Obras indicativo podrán considerar, en lo relativo a su caracterización técnico-económica, el análisis y monitoreo que la Comisión realice respecto de distintos proyectos de generación y/o sistemas de almacenamiento en estudio o desarrollo en el Sistema Eléctrico Nacional, así como aquellos considerados en los procesos de planificación energética a que hace referencia el Capítulo II del Título III de la Ley y el informe a que hace referencia el **Artículo 39°** del presente reglamento.

Asimismo, la Comisión, a efectos de identificar los requerimientos futuros del sistema eléctrico y determinar el Plan de Obras indicativo, podrá hacer uso de un *software* o modelos de características multinodal y multiembalse, cuando corresponda. A efectos de elaborar la base de datos a utilizar, la Comisión podrá emplear diferentes criterios de modelación y evaluación, tales como, simplificaciones del sistema de transmisión, agrupaciones de proyectos de generación, sistemas de almacenamiento y/o demanda, entre otros.

**Artículo 61°.-** La Comisión podrá incluir en el Programa de Obras indicativo, instalaciones de transmisión consideradas en los procesos de planificación de la transmisión, así como instalaciones de transmisión que surjan del análisis de congestiones de transmisión, desacople de subsistemas, análisis de suficiencia, entre otros.

Dichas obras tendrán el objetivo de minimizar el costo total actualizado de abastecimiento y podrán incluirse en la simulación, siempre y cuando inician su construcción en períodos posteriores al de la determinación de los Precios de Nudo de Corto Plazo.

**Artículo 62º.-** Para efectos de la modelación de las centrales y sistemas de almacenamiento que formen parte del Programa de Obras, la Comisión podrá utilizar como referencia parámetros de centrales o sistemas de almacenamiento existentes con similares características técnicas.

Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión podrá realizar agrupaciones de centrales o sistemas de almacenamiento y utilizar criterios de simplificación en la modelación de estas, cuando existan fundamentos técnicos y de modelación que lo permitan, y siempre que ello no comprometa el cumplimiento de los objetivos del proceso de determinación de Precios de Nudo de Corto Plazo en los plazos establecidos.

**Capítulo 5: De la determinación de los Precios Básicos de la Energía y de los Precios de Nudo de Corto Plazo de la potencia de punta**

**Párrafo 1: Precios Básicos de la Energía**

**Artículo 63º.-** La Comisión determinará los Precios Básicos de la Energía sobre la base de la operación esperada del sistema eléctrico que minimice la suma del costo actualizado de operación y de racionamiento, considerando el Programa de Obras definido en el Capítulo 4 precedente, y los antecedentes indicados en los Capítulos 2 y 3 del Título II del presente reglamento. Para tales efectos, la Comisión deberá emplear modelos de operación económica de sistemas eléctricos capaces de representar múltiples nodos, múltiples embalses y de caracterizar adecuadamente el valor de los recursos energéticos gestionables.

Cada Precio Básico de la Energía se determinará a partir de los costos marginales esperados, incluida la componente de racionamiento, y la energía en la respectiva barra de la subestación del sistema de transmisión nacional asociada a consumos de Clientes Finales. Dicha energía se compondrá del consumo en la referida barra más los consumos de aquellas barras que esta tenga asociadas aguas abajo y que cuenten con suministro de energía a Usuarios Finales, según la asignación que determine la Comisión.

Para efectos de lo señalado en el inciso precedente, se utilizarán los costos marginales esperados de los primeros meses de operación, con un mínimo de veinticuatro y un máximo de cuarenta y ocho meses, considerando todos los bloques de tiempo usados en la modelación de la demanda eléctrica.

Los valores de costos marginales así obtenidos se promediarán considerando los factores de ponderación correspondientes a las demandas eléctricas actualizadas de energía durante dicho periodo.

Cada Precio Básico de Energía se determinará mediante la siguiente expresión:

$$PBE_j = \frac{\sum_{i=1}^N \frac{CMg_{ij}E_{ij}}{(1+r)^{i-1}}}{\sum_{i=1}^N \frac{E_{ij}}{(1+r)^{i-1}}}$$

Donde:

- $PBE_j$  : Precio Básico de la Energía en la barra j.
- $CMg_{ij}$  : Costo marginal mensual en el mes i-ésimo en la barra j-ésima.
- $E_{ij}$  : Energía mensual en el mes i-ésimo asociada a la barra j-ésima.
- $i$  : mes i-ésimo.
- $j$  : barra j-ésima.
- $r$  : Tasa de actualización señalada en el **Artículo 47°** del presente reglamento.
- $N$  : Número de meses del periodo de cálculo.

La Comisión determinará el Precio Básico de Energía en las barras del sistema de transmisión nacional desde las que se efectúe el suministro, entendiéndose por ello aquellas que tengan asignada energía en los términos establecidos en el inciso segundo del presente artículo, conforme la expresión precedente.

#### **Párrafo 2: Precio Básico de la Potencia de Punta**

**Artículo 64°.-** La Comisión calculará, para cada subsistema definido de acuerdo con lo señalado en el Párrafo 9 del Capítulo 2 del Título II del presente reglamento, un Precio Básico de Potencia de Punta. Este precio será determinado en la Subestación Básica de Potencia.

**Artículo 65°.-** El Precio Básico de la Potencia de Punta en cada subsistema será determinado a partir del tipo de unidades señaladas en el Título IV del presente reglamento.

#### **Párrafo 3: Factores de penalización de la potencia de punta**

**Artículo 66°.-** La Comisión determinará el Precio de Nudo de la

Potencia de Punta en cada barra a que hace referencia el último inciso del **Artículo 63°** del presente reglamento. Para ello, se calculará un factor de penalización de potencia de punta que, multiplicado por el Precio Básico de la Potencia de Punta del subsistema correspondiente, dará lugar al Precio de Nudo de Corto Plazo de potencia de punta en la barra respectiva del sistema eléctrico.

Dicho factor de penalización se calculará para cada una de las barras referidas en el inciso anterior que no pertenezcan a la respectiva Subestación Básica de Potencia. Los señalados factores de penalización deberán considerar las pérdidas marginales de transmisión de potencia de punta, resultantes de la modelación de la operación esperada del sistema eléctrico, en los bloques de mayor demanda del horario de control de punta correspondientes al periodo definido en el tercer inciso del **Artículo 63°** del presente reglamento. Para lo anterior se utilizará una expresión equivalente a la señalada en el inciso quinto del **Artículo 63°** del presente reglamento, considerando el cociente entre la referida expresión evaluada en la respectiva barra y en la barra de la Subestación Básica de Potencia.

El factor de penalización de potencia tendrá un valor unitario en cada Subestación Básica de Potencia, de conformidad con lo dispuesto en el Párrafo 2 del Capítulo 5 del presente Título.

## **Capítulo 6: De los Factores de Modulación**

**Artículo 67°.**– Para efectos de determinar los precios en los Puntos de Compra conforme a lo dispuesto en el artículo 133° inciso cuarto de la Ley, y de la comparación de los Precios de Nudo Promedio de energía que se deban traspasar a los clientes finales de conformidad al artículo 157° de la Ley, la Comisión determinará factores, para energía y potencia, que permitan dar cumplimiento a lo anterior, según corresponda, en adelante “Factores de Modulación”. Estos se calcularán con ocasión de la elaboración de los informes técnicos a que hacen referencia los Capítulos 10 y 11 del presente Título.

Dichos factores se calcularán para cada barra del sistema de transmisión nacional, considerando como referencia una única barra de una subestación denominada “Subestación Básica de Energía y Potencia”, que permita representar el comportamiento del sistema eléctrico. Adicionalmente, los factores se calcularán a partir de los resultados de la simulación en los primeros meses de operación, con un mínimo de veinticuatro y un máximo de cuarenta y ocho meses, considerando todos los bloques de tiempo

usados en la modelación de la demanda eléctrica.

Para lo anterior, se utilizará una expresión equivalente a la señalada en el inciso quinto del **Artículo 63º** del presente reglamento, considerando el cociente entre la referida expresión evaluada en la respectiva barra del sistema de transmisión nacional y en la barra de la Subestación Básica de Energía y Potencia.

## **Capítulo 7: Precio Medio de Mercado**

**Artículo 68º.**– El Precio Medio de Mercado será determinado y publicado por la Comisión en su sitio web institucional con ocasión de la elaboración del informe técnico a que se refiere el Capítulo 11 del presente Título.

Se entenderá por Precio Medio de Mercado al cociente entre la suma de las facturaciones efectuadas por todos los suministros de energía y potencia a Clientes Libres y Empresas Distribuidoras, y el total de la energía asociada a dichos suministros, ambos ocurridos en el periodo de cuatro meses que culmina con el tercer mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico a que se refiere el Capítulo 11 del presente Título.

Adicionalmente, y para efectos de la indexación a que se refiere el Capítulo 9 del presente Título, si corresponde, la Comisión deberá calcular y publicar en su sitio web institucional el Precio Medio de Mercado dentro de los primeros cinco días de cada mes, manteniendo la misma metodología y considerando una ventana de cálculo de cuatro meses que culmina con el tercer mes anterior a su fecha de publicación.

**Artículo 69º.**– Para el cálculo del Precio Medio de Mercado, cada empresa suministradora deberá enviar a la Comisión, antes del último día de cada mes, respecto de sus Clientes Libres y Empresas Distribuidoras, al menos la siguiente información correspondiente al segundo mes anterior al del envío de información:

- a) La individualización del Cliente Libre o Empresa Distribuidora;
- b) La potencia contratada y suministrada, tanto en punta como fuera de punta, y sus cargos asociados;
- c) Las fechas de duración del contrato bajo el que se efectúa el suministro;
- d) La energía suministrada y su cargo asociado;

- e) Los puntos de suministro y venta correspondientes;
- f) El precio medio cobrado por las ventas efectuadas a precio libre;
- g) El precio medio cobrado por las ventas efectuadas a Precios de Nodo de Largo Plazo; y,
- h) Documento tributario electrónico respectivo, desglosado en cada uno de los ítems o cargos que la constituyen, especificando, al menos, los cargos por transmisión en sus distintos segmentos, los cargos por distribución, según corresponda, y los cargos asociados a los retiros de energía.

Para el caso de los Clientes Libres que reciban suministro desde instalaciones de distribución, la Comisión descontará los cargos por concepto de distribución eléctrica correspondientes, con el objeto de referir el precio de ese retiro al punto de inyección al sistema de distribución respectivo.

**Artículo 70º.**.- Sin perjuicio de lo establecido en el artículo anterior, las Empresas Distribuidoras deberán informar a la Comisión, con la periodicidad definida en el artículo anterior, lo siguiente:

- a) La potencia comprada, tanto en punta como fuera de punta y la suministrada;
- b) La energía comprada;
- c) Los puntos de compra y de suministro correspondientes;
- d) El precio medio pagado por las compras efectuadas a Precios de Nodo de Largo Plazo; y
- e) Documento tributario electrónico respectivo, desglosada en cada uno de los ítems o cargos que la constituyen, especificando los cargos por transmisión en los segmentos que correspondan y peajes o cargos por distribución, según corresponda.

**Artículo 71º.**.- Los precios medios informados conforme a los artículos anteriores deberán estar circunscritos al suministro de energía y potencia, no pudiendo incluir el cobro o pago por parte de los Clientes Libres de los siguientes ítems:

- a) Intereses de ningún tipo ni origen;
- b) Impuesto al Valor Agregado;
- c) Multa por atrasos o mora;
- d) Arriendo y/o mantenimiento de equipos y/o instalaciones;
- e) Amortización o pago de equipos y/o instalaciones;
- f) Amortización o pago de cuotas por acuerdos financieros;
- g) Los cargos asociados a la acreditación de energía renovable

- no convencional a que se refiere el artículo 150° bis de la Ley;
- h) Los pagos asociados a emisiones a que se refiere el inciso vigésimo tercero del artículo 8° de la Ley N° 20.780, de 2014; y,
- i) Cualquier otro impuesto o cargo no consistente en suministro de energía o potencia.

Sin perjuicio de lo anterior, en caso de que el cliente haya pagado alguno de los ítems señalados precedentemente, las empresas deberán informarlo a la Comisión con el fin que ésta pueda verificar el total facturado.

**Artículo 72°.**.- Los precios medios señalados en el **Artículo 69°** y en el **Artículo 70°** del presente reglamento deberán ser informados por las respectivas empresas en términos nominales en moneda nacional. Sin perjuicio de lo anterior, y a efectos del cálculo del Precio Medio de Mercado, la Comisión deberá expresar dichos precios en moneda real al final del periodo informado. Los montos se actualizarán según la variación que experimente el Índice de Precios del Consumidor dentro de la ventana de cuatro meses aplicable a cada fijación del Precio Medio de Mercado.

**Artículo 73°.**.- Sin perjuicio de lo señalado en el **Artículo 68°** y siguientes del presente reglamento, las empresas deberán realizar el envío mensual de la información requerida conforme lo dispuesto por la Comisión mediante resolución en lo que respecta a la forma, fechas, entre otros. Para estos efectos, la Comisión dispondrá de los recursos tecnológicos y/o computacionales para la correcta recepción, tratamiento y tenencia de la información.

**Artículo 74°.**.- Las empresas a las que hacen referencia el **Artículo 69°** y el **Artículo 70°** del presente reglamento, deberán enviar copia de toda la información remitida de conformidad con lo señalado en los artículos precedentes a la Superintendencia, junto con la debida documentación de respaldo, en las mismas fechas requeridas para el envío a la Comisión, a efectos de que esta entidad pueda verificar los antecedentes entregados a la Comisión.

La Comisión podrá solicitar a la Superintendencia, según estime necesario, que requiera a los Coordinados bajo apercibimiento de ejercer sus facultades fiscalizadoras y sancionadoras, cuando la información enviada sea incompleta, extemporánea o falsa.

## **Capítulo 8: Del ajuste de precios de energía a la banda de precios de mercado**

**Artículo 75º.**.- Los Precios de Nudo de Corto Plazo definitivos de energía que la Comisión determine en cada proceso tarifario, deberán ser tales que el precio medio teórico que se define en el **Artículo 76º** del presente reglamento, se encuentre dentro de la banda de precios de mercado a que se refiere el **Artículo 77º** del presente reglamento.

**Artículo 76º.**.- A partir de las medidas de energía y potencia de los suministros efectuados a Clientes Libres y Empresas Distribuidoras, informados en conformidad a lo dispuesto al Capítulo 7 del presente Título, la Comisión determinará el precio medio teórico. Éste se calculará como el cociente entre la facturación teórica, que resulta de valorizar los suministros recién señalados a los Precios Básicos de la Energía y a los Precios de Nudo de Corto Plazo de potencia de punta determinados por la Comisión en sus respectivos puntos de suministro y nivel de tensión, incluidos los cargos destinados a remunerar los sistemas de transmisión, y el total de la energía asociada a estos suministros, ambas ocurridas en el período de cuatro meses establecido para el cálculo del Precio Medio de Mercado.

**Artículo 77º.**.- A efectos de comparar el Precio Medio de Mercado y el precio medio teórico, los límites de la banda de precios de mercado se calcularán de acuerdo con lo siguiente:

1. A partir de los Precios Básicos de Energía y de los Precios de Nudo de Corto Plazo de la potencia de punta, expresados en moneda chilena y determinados por la Comisión conforme al presente Título, se calculará un precio medio denominado precio medio básico, en una subestación del sistema de transmisión nacional denominada subestación básica de ajuste de banda, conforme a la siguiente expresión:

$$PMB \left[ \frac{\$}{kWh} \right] = PBE \left[ \frac{\$}{kWh} \right] + PBP' \left[ \frac{\$}{kW} \right] \cdot \frac{12[mes]}{8.760[h] \cdot fc}$$

Donde:

**PBE** : Precio Básico de la Energía en la subestación básica de ajuste de banda.

**PBP'** : Precio de Nudo de Corto Plazo de la potencia de punta en la subestación básica de ajuste de banda.

**fc** : Factor de carga del sistema eléctrico, determinado por la Comisión sobre la base del estudio a que hace

referencia el Párrafo 3 del Capítulo 3 del presente Título.

2. Se determinará la diferencia porcentual entre el precio medio básico y el Precio Medio de Mercado publicado en los meses de enero o julio, según se trate de la fijación de febrero o agosto, respectivamente, como se indica a continuación:

$$DIF\%_{PMB-PMM} = \left| \frac{PMB - PMM'}{PMM'} \right| \cdot 100\%$$

3. Si la diferencia porcentual entre el precio medio básico y el Precio Medio de Mercado, calculada de conformidad al numeral 2 precedente, es inferior a un 30%, la banda de precios de mercado será igual al 5%, respecto del Precio Medio de Mercado;
4. Si la diferencia porcentual entre el precio medio básico y el ya citado Precio Medio de Mercado es igual o superior a 30% e inferior a 80%, la banda de precios de mercado será igual a las dos quintas partes de la diferencia porcentual entre ambos precios medios, menos el 2%;
5. Si la diferencia porcentual entre el precio medio básico y el Precio Medio de Mercado ya definido es igual o superior a 80%, la banda de precios de mercado será igual a un 30%.

**Artículo 78º.** - La comparación a la que se refiere el artículo precedente deberá realizarse resguardándose la debida coherencia entre el Precio Medio de Mercado y el Precio Medio Teórico. Para ello, y únicamente para efectos de la referida comparación, se deberán:

- a) Descontar del Precio Medio de Mercado todos aquellos cargos que no se encuentren representados en el Precio Medio Teórico, lo cual deberá quedar debidamente explicitado y justificado en el informe técnico definitivo al que se refiere el Capítulo 11 del presente Título; y,
- b) Adicionar al Precio Medio de Mercado los cargos destinados a remunerar los sistemas de transmisión.

Con todo, respecto de la comparación dispuesta en el artículo anterior, ninguno de los referidos precios deberá considerar las compensaciones a las cuales diera origen el mecanismo de estabilización de precios establecido en el artículo 149º de la Ley.

**Artículo 79º.**.- La determinación de los Precios de Nudo de Corto Plazo se realizará previa determinación y comparación de los Precios Medios de Mercado y del precio medio teórico.

Si el precio medio teórico se encuentra dentro de la banda de precios de mercado a que se refiere el artículo anterior, los Precios de Nudo de Corto Plazo determinados previamente por la Comisión, esto es, los Precios Básicos de Energía, serán aceptados y pasarán a constituir los Precios de Nudo de Corto Plazo definitivos de energía. En caso contrario, la Comisión deberá multiplicar todos los Precios Básicos de Energía por un coeficiente único, de modo que el nuevo valor, denominado precio medio teórico ajustado, alcance el límite más próximo, superior o inferior, de la banda de precios de mercado. Los precios resultantes de esta multiplicación pasarán a ser la componente de energía de los Precios de Nudo de Corto Plazo definitivos.

#### **Capítulo 9: De la indexación de los Precios de Nudo de Corto Plazo**

**Artículo 80º.**.- La Comisión deberá publicar dentro de los primeros cinco días de cada mes, en su sitio web, la variación que experimenten los indexadores definidos tanto para el Precio de Nudo de Corto Plazo de la energía como para el Precio de Nudo de Corto Plazo de la potencia de punta. Los indexadores definidos y las fórmulas de indexación que se considerarán para los Precios de Nudo de Corto Plazo de la energía y potencia de punta estarán contenidos, para cada fijación, en los informes técnicos preliminar y definitivo a que hacen mención los Capítulos 10 y 11, respectivamente, del presente Título.

**Artículo 81º.**.- Si dentro del período de vigencia de la última fijación semestral de Precios de Nudo de Corto Plazo, los precios deben modificarse en virtud de lo señalado en el **Artículo 17º** del presente reglamento, la Comisión calculará los nuevos valores de los Precios de Nudo de Corto Plazo que resulten de aplicar las fórmulas de indexación correspondientes y los comunicará a las empresas suministradoras que correspondan y al Coordinador, en un plazo máximo de 15 días contados desde la fecha en que se registró la referida variación, y los publicará en su página web. El Coordinador, dentro del siguiente día hábil a su recepción, deberá comunicar dichos valores a los Coordinados, así como las respectivas fórmulas de indexación.

**Artículo 82º.**.- Las empresas suministradoras deberán publicar los nuevos precios en un diario de circulación nacional dentro de los siguientes quince días de la recepción de la comunicación de la Comisión, y proceder a su reliquidación en la primera factura

o boleta conforme a la vigencia señalada en el artículo anterior.

La aplicación retroactiva de las reliquidaciones de precios se regirá por lo señalado en el **Artículo 93º** del presente reglamento, y su entrada en vigencia corresponderá a la fecha de la comunicación por parte de la Comisión.

#### **Capítulo 10: Informe técnico preliminar de los Precios de Nudos de Corto Plazo**

**Artículo 83º.-** Para cada fijación semestral, dentro de los primeros quince días del mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico definitivo a que se refiere el Capítulo 11 del presente Título, la Comisión deberá poner en conocimiento del Coordinador y de los Coordinados, un informe técnico preliminar, aprobado mediante resolución de la Comisión, del cálculo de los Precios de Nudo de Corto Plazo, según el procedimiento indicado en el Artículo 162º de la Ley y lo dispuesto en el presente reglamento, el que deberá contener, al menos, lo siguiente:

- a) La previsión de demanda del sistema eléctrico;
- b) El Programa de Obras;
- c) Los costos de combustibles, Costos de Falla y otros costos variables de operación que resulten pertinentes;
- d) La tasa de descuento utilizada en los cálculos;
- e) El Costo de Racionamiento;
- f) Los valores resultantes para los Precios Básicos de Energía y los Precios de Nudo de Corto Plazo de potencia de punta;
- g) Las fórmulas de indexación que se aplicarán a efectos de lo establecido en el Artículo 160º de la Ley y de acuerdo con lo dispuesto en el Capítulo 9 del presente Título;
- h) Los cargos por energía reactiva y condiciones de aplicación.
- i) La definición de los subsistemas eléctricos;
- j) El periodo de control de punta para cada subsistema eléctrico; y
- k) Los factores de modulación.

Adicionalmente, el informe deberá contener los resultados pertinentes de los antecedentes referidos en el Capítulo 2 del presente Título.

El informe técnico preliminar deberá ser publicado en el sitio web institucional de la Comisión.

**Artículo 84º.-** Adicionalmente a lo indicado en el artículo precedente, el informe técnico preliminar de la Comisión contendrá los principales supuestos y criterios que dan origen a los precios contenidos en el referido informe.

Las bases de datos de los modelos utilizados, los antecedentes técnicos de respaldo, anexos y cualquier otra información relevante del proceso, serán enviados al Coordinador, y a los Coordinados, o puestos a disposición en la página web de la Comisión, a más tardar dos días después de vencido el plazo a que hace referencia el **Artículo 83º** del reglamento.

**Artículo 85º.-** Los Coordinados y el Coordinador deberán comunicar a la Comisión, a más tardar el segundo día hábil del mes de enero y julio, para efectos de las fijaciones de febrero y agosto, respectivamente, sus observaciones al informe técnico preliminar de Precios de Nudo de Corto Plazo.

La Comisión deberá analizar dichas observaciones, las que podrá aceptar o rechazar fundadamente, de forma total o parcial, incluyendo las modificaciones que correspondan a efectos de la elaboración y comunicación del informe técnico definitivo a que se refiere el Capítulo 11 del presente reglamento.

#### **Capítulo 11: Informe técnico definitivo de los Precios de Nudo de Corto Plazo**

**Artículo 86º.-** De acuerdo con lo establecido en el Artículo 169º de la Ley, para efectos de cada fijación semestral de Precios de Nudo de Corto Plazo, la Comisión comunicará al Ministerio de Energía, al Coordinador y a los Coordinados, un informe técnico definitivo del cálculo de los Precios de Nudo de Corto Plazo, aprobado mediante resolución de la Comisión, el 31 de enero y 31 de julio de cada año, según corresponda a la fijación de febrero o agosto, o al siguiente día hábil.

**Artículo 87º.-** En la etapa definitiva del proceso tarifario de fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo, la Comisión deberá:

- a) Incorporar modificaciones al informe, cálculos o simulaciones a partir del análisis de las observaciones de los Coordinados y el Coordinador referidas en el **Artículo 86**, si corresponde.
- b) Determinar los Precios de Nudo de Corto Plazo definitivos, previa comparación de los precios medios teóricos y de mercado, según lo indicado en los Artículos 167º y 168º de

la Ley, y en los términos establecidos en el Capítulo 8 del presente Título.

- c) Calcular la componente de energía de los Precios Medios de Mercado a efectos de cumplir lo establecido en los Artículos 72-20° y 135° quinquies de la Ley.

**Artículo 88°.**— Para las fijaciones a las que hace referencia el Artículo 135° quinquies de la Ley, la Comisión calculará semestralmente la componente de energía del Precio Medio de Mercado, el que será incluido en el informe técnico definitivo del Precio de Nudo de Corto Plazo, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$CEPMM \left[ \frac{\text{US\$}}{\text{MWh}} \right] = PMM \left[ \frac{\text{US\$}}{\text{MWh}} \right] - \text{Precio Nudo Potencia} \left[ \frac{\text{US\$}}{\text{MW} \cdot \text{mes}} \right] \cdot \frac{12[\text{mes}]}{8760[\text{h}] \cdot fc}$$

Donde:

- a) CEPMM: Componente de energía del Precio Medio de Mercado, expresado en dólares.
- b) PMM: Precio Medio de Mercado a que hace referencia el numeral 1) del artículo 167° de la Ley, expresado en dólares.
- c) Precio Nudo Potencia: Precio de Nudo de Corto Plazo de la potencia en la subestación básica de ajuste de banda, expresado en dólares por Megawatt mes.
- d) fc: Factor de carga a que se refiere el **Artículo 77°**, numeral 1, del presente Reglamento.

**Artículo 89°.**— A efectos de la elaboración del informe técnico definitivo de cada fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo, la Comisión deberá determinar los Precios de Nudo de Corto Plazo definitivos, previa comparación señalada en el Capítulo 8 del del presente Título.

El informe técnico definitivo de Precios de Nudo de Corto Plazo será elaborado utilizando los parámetros y supuestos de simulación de la operación económica del sistema eléctrico determinados por la Comisión, con base en los antecedentes utilizados en el informe técnico preliminar y las observaciones enviadas por el Coordinador y los Coordinados.

**Artículo 90°.**— A más tardar dentro de los 10 días siguientes a la publicación del informe técnico definitivo, la Comisión publicará en su sitio web institucional las respuestas a las observaciones al informe técnico preliminar y cualquier otro

antecedente adicional que corresponda. Las respuestas a las observaciones podrán ser agrupadas de acuerdo con temáticas que tengan similar impacto en la modelación o determinación de precios, y en atención a la necesidad de realizar análisis conjuntos de las mismas.

**Artículo 91º.**.- Las bases de datos de los modelos utilizados, los antecedentes técnicos de respaldo, anexos y cualquier otra información relevante respecto del informe técnico definitivo, será enviada al Coordinador y a los Coordinados, o puesta a disposición en la página web de la Comisión, a más tardar cinco días después de vencido el plazo para el envío del informe técnico definitivo.

## **Capítulo 12: Decretos de Precio de Nudo de Corto Plazo**

**Artículo 92º.**.- Los decretos que fijen Precios de Nudo de Corto Plazo y sus fórmulas de indexación, deberán dictarse por el Ministerio de Energía, a más tardar, dentro de los diez días siguientes de recibido el informe técnico a que hace referencia el Capítulo 11 del presente Título, y deberán contener al menos:

- a) Los Precios de Nudo de Corto Plazo;
- b) Las respectivas fórmulas de indexación de los Precios de Nudo de Corto Plazo;
- c) Aquellas condiciones que permitan una aplicación armónica y consistente de los valores contenidos en los decretos, en relación con otras leyes y normativas que señalen o utilicen el decreto de Precios de Nudo de Corto Plazo o alguno de sus parámetros o indexadores;
- d) Los precios de energía y potencia obtenidos en las licitaciones reguladas en el Artículo 131º y siguientes de la Ley, y sus fórmulas de indexación, cuando corresponda conforme a lo establecido en el Artículo 156º de la Ley;
- e) Los cargos por energía reactiva y sus condiciones de aplicación;
- f) El periodo de control de punta; y,
- g) Los factores de modulación según se establece en el Capítulo 6 del presente Título.

**Artículo 93º.**.- Una vez vencido el período de vigencia del decreto tarifario señalado precedentemente, éste continuará rigiendo, incluidas sus cláusulas de indexación, mientras no sea publicado en el Diario Oficial el nuevo decreto que fije Precios de Nudo de Corto Plazo.

### **TÍTULO III: Costos de Falla**

#### **Capítulo 1: Consideraciones generales**

**Artículo 94º.-** El Costo de Falla, incluyendo el Costo de Falla de Larga Duración y el Costo de Falla de Corta Duración serán utilizados en los distintos procesos de programación, planificación y tarificación a que se refiere la normativa vigente, según corresponda.

#### **Capítulo 2: Estudio e informe técnico de Costos de Falla**

**Artículo 95º.-** Para determinar los Costos de Falla, la Comisión realizará, a más tardar cada cuatro años, un estudio de Costo de Falla de Corta y Larga duración en el sistema eléctrico, el que podrá contratar a un tercero conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas vigentes.

El estudio de Costo de Falla deberá considerar el análisis del comportamiento ante situaciones de déficit de Clientes Libres de diferentes tamaños, actividad económica y ubicación geográfica, entre otros aspectos. Respecto de los Clientes Regulados, la metodología de análisis podrá emplear herramientas o algoritmos matemáticos que representen, de manera consistente y armónica la forma en que estos consumidores se ven afectados al no contar con suministro eléctrico.

El estudio deberá representar el comportamiento del sistema eléctrico ante situaciones de déficit en, al menos, tres niveles de profundidad de falla de acuerdo con lo que determine la Comisión.

**Artículo 96º.-** La Comisión deberá revisar, corregir y adecuar, si corresponde, los resultados del estudio a que se refiere el artículo precedente, y elaborar un informe técnico preliminar sobre la base de dichos resultados. La Comisión notificará al Coordinador y a los Coordinados, y publicará el referido informe en su sitio web institucional a más tardar el día hábil siguiente a dicha notificación.

Los Coordinados, así como el Coordinador, podrán enviar sus observaciones al referido informe a la Comisión en un plazo no superior a 20 días hábiles, contados desde la notificación señalada en el inciso anterior.

La Comisión deberá analizar las observaciones recibidas, las que podrá aceptar o rechazar, total o parcialmente, y publicará una

versión definitiva del informe técnico en su sitio web institucional. El referido informe técnico definitivo deberá contener, al menos, los valores base de Costos de Falla de Corta y Larga Duración por nivel de profundidad, y las fórmulas de indexación que den cuenta del cambio en el valor de las principales componentes de dichos costos.

El informe técnico a que hace referencia el inciso anterior deberá ser considerado en el siguiente proceso tarifario de Precios de Nudo de Corto Plazo, siempre que entre su publicación y la fecha de publicación del informe a que hace referencia el Capítulo 10 del Título II del presente reglamento medie un plazo de al menos 20 días. En caso contrario, deberá ser considerado en el proceso tarifario del siguiente semestre.

Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión podrá elaborar o encargar un nuevo estudio de Costos de Falla, en tanto existan razones fundadas para ello.

### **Capítulo 3: Indexación de los Costos de Falla**

**Artículo 97º.**– Dentro del período de cuatro años contados desde la publicación del informe técnico definitivo de Costos de Falla, los costos para cada nivel de déficit deberán actualizarse en cada proceso tarifario de Precios de Nudo de Corto Plazo. Lo anterior, mediante fórmulas que den cuenta del cambio en el valor de sus principales componentes de costo, las cuales deberán estar contenidas en el informe técnico a que hace referencia el **Artículo 96º** del presente reglamento.

Para ello, la Comisión, en un plazo no superior a quince días contados desde la comunicación a que hace referencia el **Artículo 86º** del presente reglamento, publicará en el Diario Oficial una resolución exenta que fijará los valores actualizados de Costos de Falla de Corta y Larga Duración de los sistemas eléctricos.

### **TÍTULO IV: Costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta**

#### **Capítulo 1: Consideraciones generales**

**Artículo 98º.**– La Comisión deberá determinar el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual en una o más subestaciones del sistema de transmisión nacional, conforme los balances de demanda y oferta de potencia en los subsistemas que corresponda.

Para lo anterior, la Comisión deberá elaborar un informe técnico de acuerdo con las disposiciones contenidas en los artículos siguientes.

**Capítulo 2: Estudio e informe técnico de costos de la unidad de punta**

**Artículo 99º.**– A más tardar cada cuatro años, la Comisión deberá establecer los costos de inversión, costos fijos y costos variables de operación de la unidad de punta en los respectivos subsistemas eléctricos definidos de conformidad con el Párrafo 9 del Capítulo 2 del presente reglamento. Dichos costos serán determinados sobre la base de un estudio de costos de unidades de punta para los respectivos subsistemas eléctricos, el cual podrá ser contratado a un tercero por la Comisión conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas vigentes.

En el estudio de costos de unidades de punta se deberán analizar metodologías y criterios, a efectos de evaluar el tipo de unidad generadora más económica para suministrar la potencia adicional en una o más subestaciones del sistema eléctrico.

Adicionalmente, para efectos de determinar los costos variables de operación de la unidad de punta, se deberá considerar, al menos, un consumo específico, un costo variable no combustible y un costo de combustible, asociados al tipo de unidad e insumo primario de generación que utilice dicha unidad. Para el caso del costo de combustible, la Comisión podrá considerar como referencia los costos de combustibles declarados por los Coordinados al Coordinador, de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente.

El estudio señalado en el inciso primero del presente artículo deberá considerar, al menos, diferentes alternativas de tamaño de unidades, tecnologías, ubicación en el sistema eléctrico, infraestructura existente, conexión al sistema eléctrico, y disponibilidad del insumo primario de generación, incluyendo la logística necesaria para obtener dicho insumo, capacidad de almacenamiento, entre otros aspectos.

Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión podrá encargar o realizar un nuevo estudio, en tanto existan razones fundadas para ello.

**Artículo 100º.**– La Comisión notificará al Coordinador y a los

Coordinados, y publicará en su sitio web institucional, una versión preliminar de un informe técnico basado en los resultados del estudio a que se refiere el artículo anterior.

Los Coordinados y el Coordinador podrán enviar a la Comisión sus observaciones al referido informe en un plazo no superior a 20 días, contado desde la publicación de este. La Comisión deberá analizar las observaciones recibidas, las que podrá aceptar o rechazar, total o parcialmente, y publicará una versión definitiva del informe en su sitio web institucional.

**Artículo 101°.-** Sobre la base del informe definitivo señalado en el artículo precedente, la Comisión definirá los nuevos valores de costos de la o las unidades de punta que se utilizarán a efectos de la determinación de los Precios Básicos de la Potencia de Punta.

El informe técnico a que hace referencia el inciso anterior deberá ser considerado en el siguiente proceso tarifario de Precios de Nudo de Corto Plazo, siempre que entre su publicación y la fecha de publicación del informe a que hace referencia el Capítulo 10 del Título II del presente reglamento, medie un plazo de al menos 20 días. En caso contrario, deberá ser considerado en el proceso tarifario del siguiente semestre.

En el informe técnico preliminar de Precios de Nudo de Corto Plazo, la Comisión deberá establecer y justificar los parámetros y antecedentes que caracterizarán la unidad de punta, considerando, al menos, tecnología, insumo primario de generación, tamaño y requerimientos para asegurar la disponibilidad del insumo primario de generación.

### **Capítulo 3: Indexación de los costos de la unidad de punta**

**Artículo 102°.-** Durante la vigencia del informe técnico definitivo de costos de unidades de punta, el valor del costo de inversión y costo fijo de operación contenidos en dicho informe deberán actualizarse en cada proceso tarifario, mediante fórmulas que den cuenta del cambio en el valor de sus principales componentes de costos. Dichas fórmulas deberán estar contenidas en el referido informe técnico.

### **TÍTULO V: Precios de Nudo Promedio**

#### **Capítulo 1: Precios de Nudo de Largo Plazo**

**Artículo 103°.-** Los Precios de Nudo de Largo Plazo, expresados en dólares de los Estados Unidos de América, se reajustarán de

acuerdo con las fórmulas de indexación contenidas en los respectivos Contratos, con ocasión de cada fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo y de conformidad con lo dispuesto en el Reglamento de Licitaciones. Los precios que resulten de dicha indexación entrarán en vigencia a partir de la fecha que la origine y se aplicarán una vez que se dicte el decreto semestral de Precios de Nudo Promedio correspondiente.

Asimismo, la Comisión revisará semestralmente la variación mensual acumulada que experimenten los precios de los Contratos de Suministro, conforme a sus respectivas fórmulas de indexación. En caso de que el precio de un Contrato de Suministro, expresado en dólares de los Estados Unidos de América, presente una variación acumulada superior al diez por ciento, éste será reajustado, debiendo la Comisión calcular los nuevos precios promedio de cada Empresa Distribuidora según lo señalado en el artículo 157º de la Ley. Dicha variación deberá ser incorporada en el Precio de Nudo Promedio de la respectiva Empresa Distribuidora en la fijación semestral que corresponda, de conformidad con lo indicado en el **Artículo 120º** del presente reglamento.

Los Precios de Nudo de Largo Plazo, reajustados según lo dispuesto en el presente artículo, entrarán en vigencia a partir de la fecha que origine la indexación y se aplicarán una vez que se dicte el decreto semestral de Precios de Nudo Promedio correspondiente.

**Artículo 104º.**.- Los Precios de Nudo de Largo Plazo debidamente indexados de acuerdo con lo establecido en el artículo precedente, serán utilizados para determinar los Precios de Nudo Promedio que cada Empresa Distribuidora deberá traspasar a sus Clientes Regulados, conforme al procedimiento indicado en los artículos siguientes.

En cuanto a los Precios de Nudo de Largo Plazo presentes en los decretos tarifarios, y para efectos de la facturación que las empresas suministradoras realizan a las Empresas Distribuidoras, estos deberán ser referenciados a los Puntos de Compra. Ello se realizará a través de la razón entre el factor de modulación en el Punto de Compra y el factor de modulación en Punto de Oferta, ambos correspondientes al decreto de fijación de Precios de Nudo Promedio que da origen a los Precios de Nudo de Largo Plazo señalados.

Para referenciar la demanda desde las distintas subestaciones primarias de distribución a los Puntos de Compra, se deberán

utilizar los Factores de Referenciación semestrales publicados por el Coordinador, conforme lo indicado en el **Artículo 105°** del presente reglamento.

**Artículo 105°.**.- Para efectos de la facturación de los Contratos de Suministro, el Coordinador definirá semestralmente los Factores de Referenciación de la demanda de energía eléctrica desde los Puntos de Retiro hacia el nivel de transmisión nacional.

Para efectos de la facturación del primer semestre de cada año, el Coordinador deberá enviar a la Comisión y publicar en su sitio web, a más tardar el 10 de septiembre del año anterior, los referidos Factores de Referenciación, los cuales tendrán un período de vigencia comprendido entre enero y junio del año respectivo. Asimismo, para efectos de la facturación del segundo semestre de cada año, el Coordinador deberá enviar a la Comisión y publicar en su sitio web, a más tardar el 10 de marzo del mismo año, los referidos Factores de Referenciación, los cuales tendrán un período de vigencia comprendido entre julio y diciembre del año respectivo.

Para efectos de la determinación de los Factores de Referenciación, el Coordinador sólo considerará aquellas barras o nudos de transmisión nacional que se interconectan directamente con el sistema de transmisión zonal asociado al Punto de Retiro. La suma de los Factores de Referenciación asociados a un Punto de Retiro debe ser igual a uno. Las barras o nudos de transmisión nacional consideradas para tales efectos deberán estar contenidas en el último informe técnico definitivo de Precios de Nudo de Corto Plazo que se encuentre publicado.

Los Factores de Referenciación deberán ser calculados por el Coordinador, en función de los flujos de energía esperados, a través de los distintos tramos de transmisión zonal requeridos para abastecer las demandas proyectadas de los Puntos de Retiro. Para dichos efectos, el Coordinador deberá considerar una condición hidrológica media. El período para evaluar las condiciones de operación esperada del sistema para el cálculo de los Factores de Referenciación de la energía corresponderá al período de vigencia de estos.

**Artículo 106°.**.- Para efectos de la determinación de los volúmenes de energía y potencia a facturar en los Puntos de Compra por los Contratos de Suministro, a partir de los consumos medidos en los Puntos de Retiro, se deberán utilizar los factores de pérdidas asociados a los sistemas de transmisión zonal del correspondiente

mes.

Dentro de los primeros 10 días de cada mes, el Coordinador determinará los factores de pérdidas de energía y potencia de cada sistema de transmisión zonal del mes anterior. El factor de pérdidas de energía se calculará como el cociente entre el total de energía que ingresó al sistema de transmisión zonal durante el correspondiente mes y el total de la energía que fue retirada de dicho sistema de transmisión zonal en el referido mes. Por su parte, el factor de pérdidas de potencia para un determinado mes de un sistema de transmisión zonal se calculará como el promedio, para las horas de punta del sistema durante los últimos doce meses, del cociente entre el total de potencia que ingresó al sistema de transmisión zonal y el total de la potencia que fue retirada de dicho sistema de transmisión zonal.

Para los efectos de lo dispuesto en el inciso anterior, se considerarán ingresos al sistema de transmisión zonal todo aporte recibido de energía y potencia proveniente de centrales de generación, otros sistemas de transmisión, instalaciones de distribución u otro Coordinado. Asimismo, se considerarán retiros de energía y potencia de sistemas de transmisión zonal todo retiro de energía y potencia realizado desde las instalaciones del sistema de transmisión zonal para transferir energía y potencia a otros sistemas de transmisión o para abastecer el consumo de clientes finales, instalaciones de distribución u otro Coordinado.

**Artículo 107º.** - Conjuntamente con el envío a la Comisión de los Factores de Referenciación señalados en el **Artículo 105º** del presente reglamento, el Coordinador deberá enviar a la Comisión y publicar en su sitio web, los factores esperados de pérdidas de energía asociados a cada sistema de transmisión zonal. El referido factor se calculará como el cociente entre el total de energía que se proyecte que ingrese al sistema de transmisión zonal durante el correspondiente período de evaluación a que hace referencia el señalado **Artículo 105º** del presente reglamento y el total de la energía que se proyecte que sea retirada de dicho sistema de transmisión zonal durante el referido período.

Los factores esperados de pérdidas de energía asociados a cada sistema de transmisión zonal serán utilizados como factores de expansión de pérdidas de los consumos esperados en los Puntos de Retiro en la elaboración del informe técnico de Precios de Nudo Promedio, para la determinación de las ventas esperadas de energía y potencia en los correspondientes Puntos de Compra por los Contratos de Suministro, de conformidad con la metodología

de referenciación indicada en el **Artículo 105º** del presente reglamento. En la elaboración del informe técnico de Precios de Nudo Promedio se utilizará como factor esperado de pérdidas de potencia el último factor de pérdidas de potencia calculado por el Coordinador de acuerdo con lo dispuesto en el **Artículo 106º** del presente reglamento.

## **Capítulo 2: Cálculo de los Precios de Nudo Promedio**

**Artículo 108º.**.- Las Empresas Distribuidoras deberán traspasar mensualmente a todos sus Clientes Regulados los Precios de Nudo Promedio, y los correspondientes cargos y ajustes definidos en la Ley y en el presente reglamento.

Los Precios de Nudo Promedio serán fijados semestralmente, previo informe de la Comisión, mediante decreto expedido por el Ministerio de Energía bajo la fórmula "Por orden del Presidente de la República", a más tardar, los días 15 de mayo y 15 de noviembre de cada año, o al día hábil siguiente, si éste fuera inhábil.

**Artículo 109º.**.- El promedio de los Precios de Nudo de Largo Plazo vigentes para dichos suministros conforme a sus respectivos Contratos, se obtendrá ponderando los precios por el volumen de suministro correspondiente, según el procedimiento señalado a continuación.

En caso de que una Empresa Distribuidora tenga contratados suministros sujetos a Precio de Nudo de Corto Plazo, el Precio de Nudo Promedio se obtendrá considerando esos suministros como si se tratara de un Contrato de Suministro.

Los Precios de Nudo Promedio se aplicarán a todos los Clientes Regulados de una determinada Empresa Distribuidora y deberán ser ajustados, si correspondiese, conforme lo señalado en los artículos siguientes.

**Artículo 110º.**.- Para determinar el Precio de Nudo Promedio de energía que en definitiva deberá traspasar una Empresa Distribuidora a sus Clientes Regulados, la Comisión deberá comparar el Precio de Nudo Promedio de energía de cada Empresa Distribuidora con el Precio de Nudo Promedio de energía de todas las Empresas Distribuidoras de los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts. Para efectos de la comparación señalada, los Precios de Nudo Promedio de energía deberán referirse a una misma subestación del sistema eléctrico. Para ello, se utilizarán los factores de modulación contenidos

en el decreto de Precios de Nudo de Corto Plazo vigente a octubre y abril, para las fijaciones del primer y segundo semestre, respectivamente.

En caso de que el Precio de Nudo Promedio de energía de una Empresa Distribuidora sobrepase en más del 5% el Precio de Nudo Promedio ponderado de energía de todas las Empresas Distribuidoras de los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts, el Precio de Nudo Promedio de energía de dicha empresa deberá ajustarse de modo de suprimir dicho exceso. El ajuste mencionado se deberá realizar de forma tal que ningún Precio de Nudo Promedio de energía determinado por Empresa Distribuidora supere en más de un 5% el Precio de Nudo Promedio ponderado de energía de las Empresas Distribuidoras referidas anteriormente, calculado conforme se señala en el presente Título.

Dicho exceso será absorbido en los Precios de Nudo Promedio de energía de las demás Empresas Distribuidoras, a prorrata de las respectivas energías suministradas a Clientes Regulados.

Para efectos del cumplimiento de lo señalado en los incisos anteriores, la Comisión determinará para cada Empresa Distribuidora, un ajuste o recargo al Precio de Nudo Promedio.

El Precio de Nudo Promedio, incluyendo los ajustes y recargos a los que se refiere el presente artículo, y las pérdidas zonales a las que se refiere el **Artículo 107°**, se denominará Precio de Nudo Zonal de energía.

**Artículo 111°.**— Adicionalmente, en aquellas comunas intensivas en generación eléctrica ubicadas en los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts, se aplicará un descuento a la componente de energía del precio de nudo establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución que las Empresas Distribuidoras traspasan a los Clientes Regulados. Este descuento se efectuará luego de aplicado el mecanismo contemplado en el Artículo 191° de la Ley y se calculará en función del Factor de Intensidad de cada comuna, de acuerdo con la siguiente escala:

Descuento según Factor de Intensidad		
Factor de Intensidad kW/Nº Clientes Regulados		Descuento [%]
Máximo	Mínimo	
	> 2.000	50,00%
2.000	>1.500	45,00%
1.500	>1.000	40,00%
1.000	> 350	35,00%
350	> 75	17,50%
75	> 15	8,75%
15	2,5	4,38%

El Factor de Intensidad de cada comuna será calculado por la Comisión sobre la base de los datos que el Coordinador proporcione, actualizados a la fecha del último día hábil de enero y julio de cada año, para la fijación del segundo y primer semestre, respectivamente. Dicha información será remitida a la Comisión, a más tardar, el último día hábil de febrero y de agosto de cada año, para la fijación del segundo y primer semestre, respectivamente, o cuando la Comisión lo solicite.

Los descuentos señalados en el inciso primero del presente artículo serán absorbidos por los Clientes Regulados de las comunas no intensivas en generación, a través de un cargo en la componente de energía del precio de nudo establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución. La metodología del presente artículo será aplicada sobre los Precios de Nudo Zonales de energía.

**Artículo 112º.**– En aquellas comunas en que se emplacen centrales cuya energía eléctrica generada, en su conjunto, sea mayor al 5% de la energía eléctrica generada por las centrales interconectadas a los sistemas de capacidad instalada superior a 200 megawatts, se aplicará un descuento adicional al establecido en el artículo precedente.

Los descuentos adicionales a que dé lugar la aplicación del presente artículo serán absorbidos por todos los Clientes Regulados de las comunas no intensivas en generación. El descuento se aplicará en la misma forma señalada en el artículo anterior y de acuerdo con la siguiente tabla:

Descuento según porcentaje de aporte		
% de aporte sobre la energía generada		Descuento (%)
Máximo	Mínimo	
>15%		25%
15%	>10%	20%
10%	>5%	15%

Para estos efectos, se considerará como energía eléctrica generada por una central generadora, aquella energía que hubiese sido inyectada al sistema durante los doce meses continuos anteriores al mes de febrero, si corresponde a la fijación del segundo semestre, o al mes de agosto, si corresponde a la fijación del primer semestre. Será deber del Coordinador informar a la Comisión la cantidad de energía eléctrica generada por central generadora, a más tardar, el último día hábil de febrero y de agosto de cada año, respectivamente, o cuando la Comisión lo solicite.

Sin perjuicio de lo anterior, en caso de que una determinada comuna favorecida por el mencionado descuento pase a aportar menos del 5% sobre la energía generada, la comuna recibirá un descuento equivalente al 7,5% hasta la siguiente fijación semestral, en los mismos términos indicados en el presente artículo.

La metodología del presente artículo será aplicada sobre los Precios de Nudo Zonales de energía.

**Artículo 113º.-** Para el caso de las centrales hidráulicas productoras de energía eléctrica cuyas instalaciones principales, tales como la bocatoma, la sala de máquina, la represa y el embalse, se emplacen en el territorio de más de una comuna, las metodologías señaladas en los **Artículo 111º** y **Artículo 112º** del presente reglamento serán aplicables a todas las comunas donde se emplace la central, de acuerdo con el Factor de Intensidad de dichas comunas y a su porcentaje de aporte a la energía generada.

Lo señalado en el inciso precedente también aplicará para el caso de las centrales definidas en el literal ab) del Artículo 225 de la Ley que se emplacen en el territorio de más de una comuna. Para efectos de determinar la ubicación de las centrales generadoras, la Comisión podrá requerir a otros servicios o

autoridades antecedentes sobre la ubicación de éstas.

**Artículo 114º.-** Los descuentos a los que se refiere el inciso primero del artículo 191º bis de la Ley, deberán ser contabilizados por la Comisión a efectos de incorporar dichos montos en la fijación de precios a que se refiere el artículo 158º de la Ley, los que luego serán traspasados a las Empresas Distribuidoras. La Comisión, mediante resolución, establecerá las reglas necesarias para la implementación y operación de lo dispuesto en este artículo, de conformidad con lo establecido en el inciso segundo del artículo 191º bis de la Ley.

**Artículo 115º.-** Las reliquidaciones entre Empresas Distribuidoras a que den origen los ajustes señalados en el presente título, serán calculadas por el Coordinador a partir del mecanismo establecido a continuación.

Para cada Empresa Distribuidora se deberá reliquidar, a más tardar dentro de los primeros 15 días corridos de cada mes, respecto del mes anterior, los montos asociados a la aplicación del Factor AR y del Factor CD RGL, establecidos en el respectivo decreto de Precios de Nudo Promedio, considerando lo siguiente:

- a) Para cada Empresa Distribuidora y a partir de los volúmenes de energía facturados para el suministro de Clientes Regulados, se deberá calcular el monto asociado a la valorización, producto de la aplicación del Factor AR correspondiente de sus Clientes Regulados. Cuando la energía facturada esté conformada por fracciones de tiempo en que se hayan incluido distintos ajustes o recargos, el monto recaudado se determinará a partir de la proporción de días en los cuales se encuentre vigente el ajuste o recargo, entendiéndose dicha vigencia como la cantidad de días que estuvo vigente en el Diario Oficial cada uno de los decretos tarifarios según corresponda.
- b) Para cada Empresa Distribuidora y a partir de los volúmenes de energía facturados para el suministro de Clientes Regulados, se deberá calcular el monto asociado a la valorización producto de la aplicación del Factor CD RGL correspondiente de sus Clientes Regulados. Cuando la energía facturada esté conformada por fracciones de tiempo en que se hubiesen incluido distintos cargos o descuentos, el monto recaudado se determinará a partir de la proporción de días en los cuales se encuentre vigente el cargo o descuento, entendiéndose dicha vigencia como la cantidad de días que estuvo vigente en el Diario Oficial cada uno de los decretos

tarifarios, según corresponda.

- c) El Coordinador deberá validar la información entregada por las Empresas Distribuidoras. Asimismo, deberá determinar la totalidad de la valorización de los ajustes, de los recargos, de los cargos y descuentos del sistema.
- d) La totalidad de la valorización de recargos del sistema deberá ser transferida a las Empresas Distribuidoras con ajustes a prorrata de las respectivas valorizaciones de ajustes. Por su parte, las Empresas Distribuidoras que hayan aplicado recargos por concepto de Factor AR en sus tarifas finales, deberán transferirlos a prorrata de sus respectivas valorizaciones de recargo. Sin perjuicio de lo anterior, en caso de que la totalidad de la valorización de recargos por concepto de Factor AR del sistema sea superior a la totalidad de la valorización de ajustes del Factor AR del sistema, el monto total a transferir por las Empresas Distribuidoras que aplican recargos por Factor AR será igual a la valorización total de ajustes por concepto de Factor AR del sistema. Los saldos, a favor o en contra, que resulten, deberán ser considerados en el siguiente ejercicio de reliquidación.
- e) La totalidad de la valorización de los cargos por concepto de Factor CD RGL del sistema deberá ser transferida a las Empresas Distribuidoras con descuentos por concepto de Factor CD RGL a prorrata de las respectivas valorizaciones de descuentos por aplicación del Factor CD RGL. Por su parte, las Empresas Distribuidoras que hubiesen aplicado cargos por Factor CD RGL en sus tarifas finales, deberán transferirlos a prorrata de sus respectivas valorizaciones de cargos por concepto de Factor CD RGL. Sin perjuicio de lo anterior, en caso de que la totalidad de la valorización de cargos por Factor CD RGL del sistema sea superior a la totalidad de la valorización de descuentos por Factor CD RGL del sistema, el monto total a transferir por las Empresas Distribuidoras que aplican cargos será igual a la valorización total de descuentos por concepto de Factor CD RGL del sistema. Los saldos a favor o en contra que resulten deberán ser considerados en el siguiente ejercicio de reliquidación.
- f) Las Empresas Distribuidoras deberán hacer efectiva la reliquidación, procediendo a realizar el pago correspondiente, a más tardar 3 días contados desde la determinación de los montos a reliquidar por el Coordinador. Asimismo, deberán informar a este último los pagos recibidos o realizados con ocasión de dicha reliquidación, conforme al

formato que para ello establezca el Coordinador.

- g) El Coordinador deberá contabilizar de forma desagregada por Empresa Distribuidora los montos correspondientes a los saldos resultantes de la aplicación de las reliquidaciones, de modo que ellos sean considerados en las reliquidaciones posteriores que mensualmente efectúe.
- h) El Coordinador deberá informar a la Comisión, a más tardar, los días 15 de febrero y 15 de agosto de cada año, o al día hábil siguiente si éste fuera inhábil, para las fijaciones del segundo y primer semestre, respectivamente, o cuando la Comisión lo solicite, el detalle de los resultados de las reliquidaciones indicadas en las letras d) y e) anteriores y los volúmenes de energía determinados de acuerdo con las letras a) y b) de este artículo.
- i) Junto con el envío de la información a la que hace referencia la letra anterior, el Coordinador deberá informar a la Comisión los volúmenes de energía y potencia asociados a los contratos de suministro referidos a nivel de subestación primaria, de acuerdo con los formatos que ésta establezca.
- j) Para la determinación de los montos afectos a reliquidación a que se referencia desde las letras a) hasta la i) del presente artículo, por parte del Coordinador, las Empresas Distribuidoras deberán entregar toda la información requerida en la forma que para dichos efectos la Comisión establezca, a más tardar dentro de los primeros 8 días corridos de cada mes.
- k) Los cálculos que realicen el Coordinador y la Comisión en la aplicación de las reliquidaciones que correspondan de acuerdo con el presente artículo, deberán incluir el cálculo de los intereses y reajustes que procedan.

Estas reliquidaciones no afectarán las obligaciones de las Empresas Distribuidoras de pagar íntegramente a sus suministradores el Precio de Nudo de Largo Plazo de la energía y potencia efectivamente recibida, en los términos establecidos en el decreto correspondiente.

**Artículo 116°** - El mecanismo de reliquidación de las diferencias de facturación entre Empresas Distribuidoras, originadas por la aplicación de lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 191° de la Ley, será establecido por la Comisión mediante resolución. Para estos efectos, las Empresas Distribuidoras deberán

proporcionar toda la información que sea requerida por el Coordinador y la Comisión.

**Artículo 117º.** - La Comisión determinará, a través de un balance, los excedentes o déficit de recaudación de cada Empresa Distribuidora asociado a las compras y retiros de energía y potencia para el abastecimiento de sus consumos regulados.

Para la realización de dicho balance, al menos, se deberá considerar:

- a) Adicionar la recaudación a nivel de subestación primaria de distribución, valorizadas a Precios de Nudo Zonales sin considerar la aplicación del Factor AR, según corresponda. Se considerará la proporción de días en los cuales se encuentre vigente cada uno de los Precios de Nudo Promedio, entendiéndose dicha vigencia como la cantidad de días que estuvo vigente de acuerdo con las fechas de publicación en el Diario Oficial cada uno de los decretos tarifarios, según corresponda;
- b) Descontar las compras reales en los Puntos de Compra, valorizadas a los Precios de Nudo de Largo Plazo a nivel de Punto de Compra que las Empresas Distribuidoras pagan a sus suministradores por sus respectivos Contratos. Se considerará como precio de facturación, el precio vigente de acuerdo con las fechas de publicación en el Diario Oficial al décimo día del mes siguiente al mes en el cual se están valorizando las compras reales a nivel de subestación primaria;
- c) Adicionar o descontar las transferencias recibidas o realizadas producto de lo dispuesto en los literales d) y e) del **Artículo 115º** del presente reglamento;
- d) Adicionar el resultado del balance de las Empresas Distribuidoras del período anterior. Este podrá tomar valores positivos o negativos, dependiendo de la condición de excedente o déficit, respectivamente;
- e) Adicionar o descontar las transferencias recibidas o realizadas a otras Empresas Distribuidoras, según corresponda, producto de la ejecución de las instrucciones de pago mandatadas por el balance del período anterior. En el caso de que la referida instrucción de pago no se encuentre ejecutada, se deberán adicionar o descontar las transferencias que se originen del balance establecido en el informe técnico del período anterior, debiendo el balance del período tarifario siguiente considerar las diferencias que se produzcan entre dicho valor contabilizado y el valor efectivamente ejecutado;

- f) Adicionar o descontar los saldos asociados a los factores de equidad tarifaria residencial a los que se refiere el Artículo 191º de la Ley;
- g) Adicionar o descontar los saldos resultantes del mecanismo asociado a la aplicación del Factor CD RGL al que se refiere el decreto de Precios de Nudo Promedio respectivo.
- h) Adicionar o descontar los saldos resultantes del mecanismo asociado a la aplicación de los ajustes o recargos a los que se refiere el artículo 157º de la Ley.
- i) Adicionar o descontar los descuentos o abonos, según corresponda, realizados por las Empresas Distribuidoras a sus empresas suministradoras por concepto de diferencias de facturación;
- j) Adicionar las multas y garantías cobradas por las Empresas Distribuidoras a los suministradores en virtud de los Contratos de Suministro o a los oferentes de los procesos de Licitación de Suministro; y,
- k) Descontar los pagos de peajes de distribución efectuados a otras Empresas Distribuidoras, para el caso de aquellas Empresas Distribuidoras que utilicen las redes de otras empresas para su abastecimiento.

**Artículo 118º.-** Una vez identificados los balances a que se refiere el artículo anterior, las Empresas Distribuidoras que cuenten con un balance positivo deberán realizar transferencias a aquellas que cuenten con un balance negativo. Para estos efectos, el Coordinador establecerá un cuadro de pago de acuerdo con lo establecido en el informe técnico definitivo de fijación de Precios de Nudo Promedio, en un plazo de 5 días hábiles desde la publicación del decreto de Precios de Nudo Promedio respectivo.

En caso de que la suma total de los balances negativos sea superior a la suma total de los balances positivos, el cuadro de pagos considerará que las Empresas Distribuidoras que cuenten con balance positivo realicen transferencias por la totalidad de su balance positivo a las Empresas Distribuidoras con balance negativo, a prorrata de los respectivos balances negativos. Adicionalmente, los informes técnicos preliminar y definitivo de fijación de Precios de Nudo Promedio determinarán para cada Empresa Distribuidora la diferencia neta que persista del balance de la Empresa Distribuidora y las transferencias indicadas en el párrafo anterior, denominada "Déficit Semestral de la Distribuidora". Dicho déficit será reajustado de acuerdo con el interés corriente vigente para operaciones no reajustables en moneda nacional de más de 90 días y para montos superiores a las 5.000 unidades de fomento. Todos los montos considerados serán

reajustados por IPC, según corresponda. En caso de existir un Déficit Semestral de la Distribuidora, este será incluido en la determinación de los Precios de Nudo Zonales de energía de cada Empresa Distribuidora.

Por su parte, en caso de que la suma total de los balances positivos sea superior a la suma total de los balances negativos, el cuadro de pagos considerará que el monto total a transferir por parte de cada Empresa Distribuidora con balance positivo será igual a una fracción de éste, correspondiente a la razón entre la suma total de los balances negativos de las Empresas Distribuidoras y la suma total de los balances positivos de las Empresas Distribuidoras. Adicionalmente, la asignación de tales transferencias entre las distintas Empresas Distribuidoras con balances negativos será a prorrata de los respectivos balances negativos. El informe técnico determinará para cada Empresa Distribuidora la diferencia neta que persista del balance de la Empresa Distribuidora y las transferencias indicadas en el párrafo anterior, denominada "Excedente Semestral de la Distribuidora". La totalidad del Excedente Semestral de la Distribuidora será descontado en la determinación de los Precios de Nudo Zonales de energía de cada Empresa Distribuidora.

**Artículo 119º.-** El tipo de cambio para efectos de la determinación y aplicación de los Precios de Nudo Promedio en moneda nacional en cada fijación semestral, será el promedio diario del dólar observado de los Estados Unidos de América de los seis meses anteriores al mes establecido para el envío del informe técnico preliminar señalado en el **Artículo 131º** del presente reglamento.

**Artículo 120º.-** Las Empresas Distribuidoras pagarán a sus suministradores los niveles de precios de los Contratos respectivos considerados en el decreto semestral de Precios de Nudo Promedio vigente a que se refiere el **Artículo 134º** del presente reglamento.

Los precios asociados a los Contratos señalados comenzarán a regir a partir de la fecha en que se inicie el suministro, conforme indique el Contrato respectivo, y se aplicarán una vez que se dicte el decreto semestral de Precios de Nudo Promedio correspondiente. Sólo en el caso de Contratos que inicien su suministro durante el periodo de vigencia del respectivo decreto, y mientras éste no se haya publicado, las Empresas Distribuidoras pagarán a sus suministradores los precios del correspondiente Contrato establecidos en el referido decreto que se encuentre dictado. En caso de que un Contrato de Suministro inicie su

vigencia sin que el decreto semestral de Precios de Nudo Promedio correspondiente haya sido dictado, la Comisión calculará los precios de los respectivos Contratos según su precio de adjudicación y fórmula de indexación, el cual será informado por la Comisión a las empresas suministradoras, con copia a la Superintendencia, para efectos del proceso de facturación de dichos Contratos. Las diferencias que pudiesen producirse respecto de los valores establecidos en el decreto publicado correspondiente serán consideradas en el informe de Precios de Nudo Promedio siguiente.

Asimismo, los precios que resulten de la indexación de los precios de los Contratos entrarán en vigencia a partir de la fecha que origine la indexación y se aplicarán una vez que se dicte el decreto semestral de Precios de Nudo Promedio correspondiente.

No obstante, la Empresa Distribuidora pagará o descontará al suministrador a más tardar hasta el siguiente período semestral las correspondientes diferencias de facturación. Las diferencias de facturación serán igual a la diferencia entre la facturación a los niveles de precios indexados mensuales, respecto de la facturación a los precios efectivamente pagados por las Empresas Distribuidoras a las empresas suministradoras en sus procesos de facturación. Los precios efectivamente pagados corresponderán a los precios vigentes en el Diario Oficial al quinto día del mes siguiente al mes de suministro a los Clientes Regulados. Asimismo, tales diferencias de facturación deberán ser traspasadas a los Clientes Regulados a través de las tarifas del decreto semestral siguiente, mediante su incorporación en el cálculo de los Precios de Nudo Zonales de energía, reajustadas de acuerdo con lo establecido en el artículo **Artículo 122º** del presente reglamento.

Para efectos de determinar los niveles de precios fijados en el Contrato a que hace referencia el inciso anterior, se deberán considerar los respectivos Precios de Nudo de Largo Plazo, expresados en dólares de los Estados Unidos de América, debidamente indexados de conformidad al **Artículo 103º** del presente reglamento, utilizando, para su conversión a pesos, el tipo de cambio correspondiente al promedio mensual del dólar observado de los Estados Unidos de América del respectivo mes de facturación publicado por el Banco Central de Chile.

Para efectos de las diferencias de facturación señaladas en el presente artículo, se deberá considerar el período semestral para el cual fueron calculados los Factores de Referenciación de

conformidad con el **Artículo 105º** del presente reglamento.

**Artículo 121º.-** En cada fijación de Precios de Nudo Promedio se calculará el saldo a remunerar por concepto de diferencias de facturación de cada Contrato de Suministro a partir de la suma de las diferencias de facturación del respectivo contrato para una ventana de tiempo de seis meses, correspondiente al mismo semestre del año anterior al de la vigencia del decreto de Precios de Nudo Promedio respectivo.

**Artículo 122º.-** Las diferencias de facturación definidas en el artículo precedente, serán reajustadas de acuerdo con el IPC y al interés corriente para operaciones reajustables en moneda nacional de menos de un año, o aquel que lo reemplace, vigente a la fecha de publicación de los nuevos precios de nudo. Estas diferencias deberán abonarse o cargarse en los precios de nudo siguientes, según corresponda.

### **Capítulo 3: Ajustes y cargos por armonización tarifaria**

**Artículo 123º.-** De conformidad con lo establecido en el inciso primero del Artículo 157º de la Ley, el mecanismo de traspaso de los Precios de Nudo Promedio deberá resguardar la debida coherencia entre la facturación de los Contratos de Suministro en los Puntos de Compra y los retiros físicos asociados a dichos Contratos, y la tarificación de los segmentos de transmisión.

Para efectos de lo anterior, las diferencias que resulten de la aplicación de lo señalado precedentemente deberán incorporarse en los Precios de Nudo Zonales de energía, mediante un Cargo por Armonización Tarifaria. A su vez, dichas diferencias deberán ser pagadas al suministrador en cuotas mensuales en los correspondientes períodos de facturación de energía a la Empresa Distribuidora. Los señalados cargos y cuotas deberán ser definidos en los correspondientes decretos tarifarios de Precios de Nudo Promedio.

Solo para estos efectos, se entenderá por suministrador a aquellas empresas de generación eléctrica que cuenten con uno o varios contratos de suministro obtenidos en las Licitaciones de Suministro.

**Artículo 124º.-** El Coordinador deberá calcular, para cada mes, las diferencias por compras de cada Contrato de Suministro destinado al abastecimiento de los Clientes Regulados de las Empresas Distribuidoras y para cada sistema de transmisión zonal

desde el que la Empresa Distribuidora se abastezca. Estas diferencias por compras corresponderán a la suma, sobre todas las horas del mes correspondiente, de las diferencias entre los retiros físicos de energía del respectivo Contrato de Suministro de cada hora valorizados a los costos marginales en los correspondientes Puntos de Retiro asociados al respectivo sistema de transmisión zonal, y las compras de energía en los Puntos de Compra en la señalada hora asociadas a dichos retiros, valorizadas a los costos marginales de los correspondientes Puntos de Compra. Estas diferencias por compras pueden resultar en valores positivos o negativos.

Las compras de energía en los Puntos de Compra asociadas a los retiros de los Contratos con Empresas Distribuidoras se determinarán a partir de los retiros físicos de energía en los correspondientes Puntos de Retiro asociados a dichos Contratos, referidos a los Puntos de Compra por medio de la metodología de referenciación de la demanda eléctrica de las Empresas Distribuidoras desde los sistemas de distribución hacia el nivel de transmisión nacional, en conformidad con los Factores Referenciación de la demanda y los factores de pérdidas asociados a los sistemas de transmisión zonal establecidos en el **Artículo 105°** y el **Artículo 106°** del presente reglamento.

El Coordinador, mensualmente y dentro de los cinco días hábiles siguientes a la publicación del balance de inyecciones y retiros definitivo, deberá enviar a la Comisión y publicar en su sitio web, un informe con la determinación de las diferencias por compras del mes anterior para cada Contrato de Suministro eléctrico de las Empresas Distribuidoras, y para cada sistema de transmisión zonal desde el que se abastece. Las diferencias por compras serán determinadas en moneda nacional del respectivo mes, utilizando para ello el mismo tipo de cambio empleado por el Coordinador para las transferencias económicas de energía del respectivo mes.

En caso de que las empresas informen al Coordinador correcciones a los retiros físicos de energía de los respectivos Contratos de Suministro, los montos a los que se refiere el inciso anterior, así como también aquellos que se utilicen para el cálculo del balance al que se refiere el **Artículo 117°** del presente reglamento y para las diferencias a las que se refiere el **Artículo 120°** del presente reglamento, solo podrán ser rectificados antes de transcurridas diez fijaciones semestrales de Precios de Nudo Promedio a contar de la fecha en la cual dichos retiros fueron efectuados.

**Artículo 125º.**– La Comisión, en el informe técnico preliminar de Precios de Nudo Promedio a que se refiere el **Artículo 131º** del presente reglamento, determinará para cada Contrato de Suministro eléctrico de las Empresas Distribuidoras las cuotas por concepto de diferencias por compras.

En cada fijación de Precios de Nudo Promedio, se calculará el saldo a remunerar por concepto de diferencias por compra de cada Contrato de Suministro eléctrico a partir de la suma de las diferencias por compras del respectivo Contrato de Suministro para una ventana de tiempo de seis meses, correspondiente al mismo semestre del año anterior al de la vigencia del decreto de Precios de Nudo Promedio respectivo y considerando todos los sistemas de transmisión zonal desde los que se abastece el Contrato.

Para tales efectos, las diferencias por compras deberán ser previamente ajustadas a una misma base monetaria, para lo cual la Comisión actualizará los valores determinados por el Coordinador conforme a las variaciones mensuales del IPC. La fecha de referencia monetaria corresponderá a septiembre para el caso del decreto de Precios de Nudo Promedio que inicia su vigencia en el mes de enero del año siguiente y marzo para el caso del decreto de Precios de Nudo Promedio que inicia su vigencia en el mes de julio del mismo año.

El monto de diferencias por compra a remunerar de cada Contrato de Suministro, conforme lo señalado precedentemente, deberá ser pagado por la Empresa Distribuidora por medio de 6 cuotas mensuales iguales, determinadas en el informe técnico de Precios de Nudo Promedio, en los correspondientes períodos mensuales de facturación, a partir de la publicación del correspondiente decreto tarifario.

Los suministradores de los Contratos de Suministro deberán incluir en sus facturas a las correspondientes Empresas Distribuidoras, el cobro de las correspondientes cuotas mensuales de diferencias por compra señaladas en el presente artículo.

**Artículo 126º.**– La Comisión, en el informe técnico preliminar de Precios de Nudo Promedio a que se refiere el **Artículo 131º** del presente reglamento, determinará para cada Empresa Distribuidora y para cada sistema de transmisión zonal desde el cual se abastezca, el Cargo por Armonización Tarifaria traspasable a sus Clientes Regulados, el cual se incorporará en el cálculo del Precio de Nudo Zonal del período semestral siguiente, de la correspondiente Empresa Distribuidora.

El Cargo por Armonización Tarifaria correspondiente a un sistema de transmisión zonal de una Empresa Distribuidora se determinará como la suma de las diferencias por compras asociadas al respectivo sistema de transmisión zonal, considerando todos los Contratos de dicha empresa, para una ventana de tiempo de 6 meses, correspondiente al mismo semestre del año anterior al de la vigencia del decreto de Precios de Nudo Promedio respectivo, dividida por la previsión de demanda de la Empresa Distribuidora, en los Puntos de Retiro asociados al correspondiente sistema de transmisión zonal, para el período semestral de vigencia del decreto de Precios de Nudo Promedio asociado al informe técnico señalado.

**Artículo 127º.**.- En caso de aplicarse en sistemas de transmisión zonal el mecanismo de reasignación de ingresos tarifarios a que se refiere el Artículo 114º bis de la Ley, el Coordinador deberá ajustar la determinación de las diferencias por compras de manera de evitar los dobles pagos y resguardar la debida coherencia entre la facturación de los Contratos de Suministro en los Puntos de Compra y los retiros físicos asociados a dichos Contratos, y la tarificación de los segmentos de transmisión.

Para dichos efectos, el Coordinador deberá descontar del cálculo de las diferencias por compras de cada Contrato de Suministro y para cada sistema de transmisión zonal desde el cual la Empresa Distribuidora respectiva se abastezca, los ingresos tarifarios, asociados al correspondiente sistema de transmisión zonal, que le han sido reasignados al suministrador, en virtud de los retiros realizados para dar cumplimiento del señalado Contrato de Suministro, para el período correspondiente.

**Artículo 128º.**.- El Cargo por Armonización Tarifaria de cada Empresa Distribuidora y cada sistema de transmisión zonal calculado conforme al **Artículo 126º****Artículo 127º** del presente reglamento, será adicionado al Precio de Nudo Zonal de energía de la correspondiente Empresa Distribuidora para el sistema de transmisión zonal respectivo.

Los Cargo por Armonización Tarifaria y las cuotas de diferencias por compras calculados por la Comisión de acuerdo a los artículos anteriores serán individualizados en los informes técnicos de Precios de Nudo Promedio semestrales a que se refieren el **Artículo 130º** y el **Artículo 131º** del presente reglamento, así como también en los decretos tarifarios que fijen los Precios de Nudo Promedio correspondientes a que se refiere el **Artículo 134º** del presente reglamento.

#### **Capítulo 4: Proceso de fijación de los Precios De Nudo Promedio y de sus informes técnicos**

**Artículo 129º.**.- La Comisión iniciará los procesos de fijación de Precios de Nudo Promedio dentro de los diez primeros días del mes de marzo y septiembre de cada año, respectivamente.

**Artículo 130º.**.- A más tardar los días 1º de mayo y 1º de noviembre de cada año, respectivamente, o al día hábil siguiente si éste fuera inhábil, la Comisión comunicará al Ministerio de Energía y a las empresas eléctricas, un informe técnico definitivo de cálculo de los Precios de Nudo Promedio y sus respectivos anexos de respaldo.

**Artículo 131º.**.- Dentro de los diez primeros días del mes anterior al establecido para la comunicación del informe técnico definitivo a que se refiere el artículo precedente, la Comisión enviará al Ministerio y a las empresas eléctricas un informe técnico preliminar del cálculo de los Precios de Nudo Promedio, con sus respectivos anexos de respaldo.

**Artículo 132º.**.- La Comisión deberá publicar en su página web los informes técnicos preliminar y definitivo de fijación de Precios de Nudo Promedio, con sus respectivos anexos, los que contendrán la información necesaria para permitir, en todo momento, realizar la trazabilidad del cálculo de los Precios de Nudo Promedio. Se deberán publicar, al menos, los siguientes antecedentes:

- a) Valor actualizado de los Precios de Nudo de Largo Plazo;
- b) Precios de Nudo Promedio por Empresa Distribuidora;
- c) Precios de Nudo Zonales por Empresa Distribuidora, sin considerar la aplicación del Factor AR;
- d) Precios Traspasables;
- e) Factor AR;
- f) Factor CD RGL;
- g) Los factores de equidad tarifaria residencial a que dé origen el mecanismo señalado en el inciso segundo del Artículo 191º de la Ley;
- h) Los Cargos por Armonización Tarifaria para cada Empresa Distribuidora y cuotas mensuales de diferencias por compra de cada Contrato de Suministro, de conformidad a lo dispuesto en el capítulo 3 del del presente Título; y,
- i) Otros recargos o descuentos del Precio de Nudo Promedio que determine la legislación vigente.

**Artículo 133º.**.- Las empresas eléctricas podrán enviar a la

Comisión sus observaciones al informe técnico preliminar señalado en el **Artículo 131º** anterior, en un plazo no superior a cinco días hábiles contados desde la recepción de dicho informe, según el formato definido por la Comisión. Para efectos de la elaboración del informe técnico definitivo, la Comisión deberá analizar dichas observaciones, pudiendo aceptarlas o rechazarlas, total o parcialmente.

**Artículo 134º.**.- Los decretos tarifarios que fijen Precios de Nudo Promedio deberán dictarse por el Ministerio de Energía, a más tardar el 15 de mayo y el 15 de noviembre de cada año, o al día hábil siguiente si este fuera inhábil, y tendrán una vigencia semestral. Los contenidos mínimos serán los siguientes:

- a) Los Precios de Nudo de Largo Plazo;
- b) Los Precios Traspasables;
- c) El Factor AR;
- d) El Factor CD RGL;
- e) Los factores de equidad tarifaria residencial a que dé origen el mecanismo señalado en el inciso segundo del Artículo 191º de la Ley;
- f) Los Cargos por Armonización Tarifaria para cada Empresa Distribuidora y cuotas mensuales de diferencias por compra de cada Contrato de Suministro, de conformidad a lo dispuesto en el capítulo 3 del del presente Título;
- g) Las condiciones de aplicación de los Precios de Nudo Promedio, así como el período de vigencia de estas; y,
- h) La fecha de entrada en vigencia de los precios.

**Artículo 135º.**.- Una vez vencido el período de vigencia de los decretos tarifarios señalados precedentemente, éstos continuarán rigiendo mientras no sea publicado en el Diario Oficial el decreto que fije nuevos precios.

**Artículo 136º.**.- Los nuevos Precios de Nudo Promedio de cada Empresa Distribuidora entrarán en vigencia a contar del 1º de julio y 1º de enero, según la fijación semestral que corresponda de conformidad a lo señalado en el **Artículo 130º** del presente reglamento.

## **TÍTULO VI: Previsión de demanda**

**Artículo 137º.**.- La Comisión, anualmente, y a más tardar en el mes de diciembre, deberá publicar el informe preliminar de previsión de demanda que contendrá las proyecciones de consumo eléctrico de los Clientes Regulados y de los Clientes Libres del Sistema Eléctrico Nacional y de los Sistemas Medianos. El

referido informe preliminar deberá ser aprobado mediante resolución y se publicará en el sitio web de la Comisión. Adicionalmente, el informe preliminar se notificará en la misma oportunidad al Coordinador, a los Coordinados, y a las empresas generadoras y distribuidoras que operen en Sistemas Medianos.

El referido informe preliminar contendrá los aspectos técnicos del análisis de las proyecciones de demanda.

**Artículo 138º.**.- Los Coordinados que determine la Comisión, las empresas generadoras y distribuidoras que operen en Sistemas Medianos y el Coordinador deberán informar, en los plazos y formatos que defina la Comisión, en forma justificada, detallada y documentada, los antecedentes necesarios para la previsión de demanda, tales como proyecciones de consumos, necesidades de suministro y los supuestos y metodologías utilizadas para realizar dicha proyección.

**Artículo 139º.**.- Los Coordinados y las empresas generadoras y distribuidoras que operen en Sistemas Medianos y el Coordinador podrán realizar observaciones al informe preliminar, en un plazo no superior a 15 días contados desde su publicación. Dichas observaciones se deberán referir a aspectos o materias de carácter técnico y deberán remitirse por vía electrónica a la dirección y en el formato que la Comisión disponga al efecto, debiendo adjuntar a las mismas todos los antecedentes que le sirvan de sustento. Las observaciones técnicas formuladas y los antecedentes que les sirvan de sustento tendrán carácter público y serán publicadas en el sitio web de la Comisión.

**Artículo 140º.**.- Dentro de los 30 días siguientes al vencimiento del plazo para formular observaciones técnicas al informe preliminar de previsión de demanda, la Comisión deberá publicar en su sitio web el documento que contenga las respuestas a las observaciones recibidas y el informe definitivo de previsión de demanda que incluya las modificaciones resultantes de las observaciones que hubiesen sido acogidas. El referido informe definitivo de previsión de demanda deberá ser aprobado mediante resolución de la Comisión.

La Comisión tendrá a la vista el informe definitivo de previsión de demanda y sus antecedentes, para la ejecución de sus diversas funciones y procesos, en especial, aquellos relativos al desarrollo de procesos de planificación y de tarificación.

**Artículo 141º.**.- De manera excepcional y en casos debidamente justificados, tales como cambios macroeconómicos no anticipados,

efectos socioeconómicos no esperados o variaciones relevantes de los supuestos considerados, la Comisión podrá actualizar el informe definitivo de previsión de demanda a que se refiere el **Artículo 140º** del presente reglamento, debiendo incluir en dicha actualización la metodología, información y supuestos empleados. Para tales efectos, la Comisión deberá emitir un informe preliminar con el objeto de que sea sometido a observaciones técnicas, en los mismos plazos y condiciones establecidos en el **Artículo 137º** y el **Artículo 139º** del presente reglamento.

Para la elaboración de esta actualización, la Comisión podrá requerir información a las empresas generadoras y distribuidoras en Sistemas Medianos, los Coordinados y el Coordinador, según corresponda, quienes deberán enviarla en los plazos y formatos que ésta defina, en forma justificada, detallada y documentada.

**Artículo 142º.**.- Para efecto de establecer las comunicaciones a través de correo electrónico con los Coordinados y las empresas generadoras y distribuidoras que operen en Sistemas Medianos, éstas deberán comunicar a la Comisión sus casillas de correo electrónico, a más tardar, dentro de los 5 primeros días del mes de marzo de cada Año Calendario. Además, deberán informar inmediatamente cualquier cambio que efectúen.

En el evento que los Coordinados y las empresas generadoras y distribuidoras que operen en Sistemas Medianos no comuniquen sus casillas de correo electrónico en el plazo señalado, las comunicaciones se podrán realizar a las últimas casillas de correo electrónico que se hubiesen informado.

## **TÍTULO VII: Indicadores de Precios de Mercado**

**Artículo 143º.**.- A partir de los precios medios informados conforme a lo dispuesto en el Capítulo 7 del Título II del presente reglamento, la Comisión publicará, al menos semestralmente, en su sitio web institucional, indicadores de precios que entreguen referencias del mercado de contratos de suministro eléctrico. Dichos indicadores se agruparán bajo el concepto de "Indicador de Precios de Mercado", los cuales deberán presentar distintas desagregaciones de precios. De todas formas, la Comisión deberá explicitar la metodología de cálculo utilizada para cada indicador.

Los Indicadores de Precios de Mercado no deberán incluir los cargos destinados a remunerar sistemas de transmisión según lo dispuesto en el artículo 115º de la Ley.

En todo caso, la Comisión deberá implementar las desagregaciones a las que se refiere el inciso primero de este artículo siempre y cuando se resguarde la confidencialidad de los contratos celebrados entre las empresas suministradoras y los Clientes Libres y lo dispuesto en el numeral 2 del artículo 21 de la Ley N°20.285 sobre acceso a la información pública.

## **DISPOSICIONES TRANSITORIAS**

**Artículo Primero.**– Las disposiciones del Título II del presente reglamento entrarán en vigencia a partir del primero de abril del año siguiente a la publicación del presente reglamento en el Diario Oficial.

**Artículo Segundo.**– Si los estudios que den origen a las metodologías, criterios o parámetros utilizados para la elaboración del informe a que hace referencia el Capítulo 10 del Título II no hubiesen sido publicados a la fecha de inicio del referido estudio, la Comisión podrá establecer nuevas metodologías, criterios o parámetros debidamente fundados, o mantener las que se encuentren vigentes en conformidad con la fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo vigente al momento de la publicación del presente reglamento en el Diario Oficial.

**Artículo Tercero.**– Los estudios a que hacen referencia los **Artículo 48°, Artículo 50°** y **Artículo 55°** del presente reglamento deberán iniciarse en un plazo no superior a 18 meses desde la publicación del presente reglamento en el Diario Oficial.

**Artículo Cuarto.**– El estudio a que hace referencia el **Artículo 57°** deberá iniciarse en un plazo no superior a 30 meses desde la publicación del presente reglamento en el Diario Oficial.

**Artículo Quinto.**– La Comisión deberá realizar el primer informe a que hace referencia el párrafo 9 del Capítulo 2 del Título II del presente reglamento, de manera coordinada con el informe referido en el artículo segundo transitorio del Decreto Supremo N°70, de 2023, que Modifica Decreto Supremo N° 62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento Y Reconstrucción, que Aprueba Reglamento de Transferencias de Potencia Entre Empresas Generadoras Establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos e Introduce Modificaciones a los Decretos que Indica.

**Artículo Sexto.**– El informe a que hace referencia el **Artículo 52°** deberá ser implementado en la fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo inmediatamente siguiente a su publicación, siempre que entre esta y la fecha de publicación del informe a que hace

referencia el Capítulo 10 del Título II del presente reglamento, medie un plazo de al menos 20 días. En caso contrario, deberá ser considerado en el proceso tarifario siguiente.

**Artículo Séptimo.-:** Los factores de intensidad y descuentos a los que hacen referencia los **Artículo 111º** y **Artículo 112º** del presente reglamento no se recalcularán durante el periodo de vigencia de la Ley N°21.472, de 2022, manteniéndose los mismos valores establecidos en el informe técnico definitivo que dio origen al Decreto Supremo N° 9T, de 2022, del Ministerio de Energía.

**Artículo Octavo.-:** Durante el periodo de vigencia de la Ley N°21.472, las reliquidaciones entre Empresas Distribuidoras a que den origen los ajustes a que se refiere el inciso segundo del artículo séptimo transitorio de la ley N° 21.667, serán calculadas por el Coordinador a partir del siguiente mecanismo de reliquidación:

Para cada empresa se deberá reliquidar, a más tardar dentro de los primeros 15 días corridos de cada mes, respecto del mes anterior, los montos asociados a la aplicación del Factor CD RGT, establecido en el respectivo decreto de Precios de Nudo Promedio, considerando lo siguiente:

- a) Para cada Empresa Distribuidora y a partir de los volúmenes de energía facturados para el suministro de Clientes Regulados, se deberá calcular el monto asociado a la valorización, producto de la aplicación del Factor CD RGT correspondiente de sus Clientes Regulados. Cuando la energía facturada esté conformada por fracciones de tiempo en que se hayan incluido distintos cargos o descuentos, el monto recaudado se determinará a partir de la proporción de días en los cuales se encuentre vigente el cargo o descuento, entendiéndose dicha vigencia como la cantidad de días que estuvo vigente en el Diario Oficial cada uno de los decretos tarifarios, según corresponda.
- b) El Coordinador deberá validar la información entregada por las Empresas Distribuidoras. Asimismo, deberá determinar la totalidad de la valorización de los cargos y descuentos del sistema.
- c) La totalidad de la valorización de los cargos por concepto de Factor CD RGT del sistema deberá ser transferida a las Empresas Distribuidoras con descuentos por concepto de Factor CD RGT a prorrata de las respectivas valorizaciones de

descuentos por aplicación del Factor CD RGT. Por su parte, las Empresas Distribuidoras que hayan aplicado cargos por Factor CD RGT en sus tarifas finales, deberán transferirlos a prorrata de sus respectivas valorizaciones de cargos por concepto de Factor CD RGT. Sin perjuicio de lo anterior, en caso de que la totalidad de la valorización de cargos por Factor CD RGT del sistema sea superior a la totalidad de la valorización de descuentos por Factor CD RGT del sistema, el monto total a transferir por las Empresas Distribuidoras que aplican cargos será igual a la valorización total de descuentos por concepto de Factor CD RGT del sistema. Los saldos a favor o en contra que resulten deberán ser considerados en el siguiente ejercicio de reliquidación.

- d) Las Empresas Distribuidoras deberán hacer efectiva la reliquidación, procediendo a realizar el pago correspondiente, a más tardar 3 días contados desde la determinación de los montos a reliquidar por el Coordinador. Asimismo, deberán informar a este último los pagos recibidos o realizados con ocasión de dicha reliquidación, conforme al formato que para ello establezca el Coordinador.
- e) El Coordinador deberá contabilizar de forma desagregada por Empresa Distribuidora los montos correspondientes a los saldos resultantes de la aplicación de las reliquidaciones, de modo que ellos sean considerados en las reliquidaciones posteriores que mensualmente efectúe.
- f) El Coordinador deberá informar a la Comisión, a más tardar, los días 15 de febrero y 15 de agosto de cada año, o al día siguiente hábil si éste fuera inhábil, para las fijaciones del segundo y primer semestre, respectivamente, o cuando la Comisión lo solicite, el detalle de los resultados de las reliquidaciones indicadas en la letra c) anterior y los volúmenes de energía determinados de acuerdo con la letra a) de este artículo.
- g) Para la determinación de los montos afectos a reliquidación a que hacen referencia las letras a) a f) del presente artículo, por parte del Coordinador, las Empresas Distribuidoras deberán entregar toda la información requerida en la forma que para dichos efectos la Comisión establezca, a más tardar dentro de los primeros 8 días corridos de cada mes.
- h) Los cálculos que realicen el Coordinador y la Comisión en la aplicación de las reliquidaciones que correspondan de acuerdo

con el presente artículo, deberán incluir el cálculo de los intereses y reajustes que procedan.

Estas reliquidaciones no afectarán las obligaciones de las Empresas Distribuidoras de pagar íntegramente a sus suministradores el Precio de Nudo de Largo Plazo de la energía y potencia efectivamente recibida, en los términos establecidos en el decreto correspondiente.

**BORRADOR**