

---

---

LEYES, REGLAMENTOS, DECRETOS Y RESOLUCIONES DE ORDEN GENERAL

---

---

Núm. 42.533

Viernes 20 de Diciembre de 2019

Página 1 de 45

---

Normas Generales

---

CVE 1699784

---

---

MINISTERIO DE ENERGÍA

APRUEBA REGLAMENTO DE LA COORDINACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Núm. 125.- Santiago, 19 de diciembre de 2017.

Vistos:

Lo dispuesto en los artículos 32 N° 6 y 35 de la Constitución Política de la República; en el decreto ley N° 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía; en el decreto con fuerza de ley N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija 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, en adelante e indistintamente la “Ley General de Servicios Eléctricos” o la “Ley”, y sus modificaciones posteriores; en la ley N° 20.936, que establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional; en el decreto supremo N° 244, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la Ley, en adelante el “Decreto N° 244”; en el decreto supremo N° 23, de 2015, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de operación y administración de los sistemas medianos establecidos en la Ley, en adelante el “Decreto N° 23”; en el decreto supremo N° 291, de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba reglamento que establece la estructura, funcionamiento y financiamiento de los Centros de Despacho Económico de Carga, en adelante el “Decreto N° 291”; en el decreto supremo N° 128, de 2016, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica, en adelante el “Decreto N° 128”; en la resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República; y

Considerando:

1. Que, la ley N° 20.936, que establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional, introdujo diversas modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos;
2. Que, para regular las disposiciones incorporadas a la Ley General de Servicios Eléctricos mediante la ley N° 20.936, se requiere dictar un reglamento, con miras a dar cabal cumplimiento a lo dispuesto en la Ley;
3. Que, con la finalidad de garantizar la coherencia en el ordenamiento jurídico nacional, el presente instrumento establece reglas para las derogaciones del Decreto N° 291 y del Decreto N° 128;
4. Que, con el objeto de adecuar la regulación normativa de los pequeños medios de generación distribuida y de los sistemas medianos a las disposiciones introducidas por la ley N° 20.936 a la regulación eléctrica, es necesario modificar el Decreto N° 244 y el Decreto N° 23, respectivamente; y
5. Que, el ejercicio de la potestad reglamentaria de ejecución implica dictar las disposiciones que se consideren necesarias para la plena aplicación de las leyes, potestad que se ejerce complementando las materias que han sido expresamente remitidas a un reglamento por la ley citada en los considerandos precedentes y colaborando para que todas sus disposiciones sean coherentes y armónicas entre sí, en un mismo acto administrativo para facilitar su comprensión y aplicación.

---

**CVE 1699784**

Director: Juan Jorge Lazo Rodríguez  
Sitio Web: www.diarioficial.cl

Mesa Central: +562 2486 3600 Email: consultas@diarioficial.cl  
Dirección: Dr. Torres Boonen N°511, Providencia, Santiago, Chile.

Decreto:

“Artículo primero: Apruébase el siguiente Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional:

## TÍTULO I

### DISPOSICIONES GENERALES

#### CAPÍTULO 1

##### OBJETIVO Y ALCANCE

**Artículo 1.-** El presente reglamento tiene por objeto establecer las disposiciones aplicables a la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, así como las demás materias necesarias para el adecuado ejercicio de las funciones del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, y los derechos y deberes de los entes sujetos a dicha coordinación.

Adicionalmente, el presente reglamento contiene las disposiciones aplicables a la programación de la operación que deba efectuar el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional de los Sistemas Medianos en que exista más de una empresa generadora en conformidad a la Ley General de Servicios Eléctricos.

**Artículo 2.-** Para los efectos de la aplicación de las disposiciones establecidas en el presente reglamento, se entenderá por:

a. Autodespacho: Régimen de operación de una instalación de generación interconectada al sistema eléctrico que no se encuentra sujeto al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador en los términos establecidos en el Decreto Supremo N° 244, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que Aprueba Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación Establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, o aquel que lo reemplace, y que puede ser aplicado en tanto se dé cumplimiento al principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.

b. Autoprodutor: Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote a cualquier título centrales generadoras, cuya generación de energía eléctrica ocurra como resultado o con el objetivo de abastecer los consumos asociados a procesos productivos propios, en el mismo punto de conexión a la red, y que puedan presentar excedentes de energía a ser inyectados al sistema eléctrico.

c. Central con Almacenamiento por Bombeo: Central de generación eléctrica formada por unidades hidráulicas que operan con dos reservorios de acumulación de agua, localizados de manera tal que exista una diferencia de altura entre ellos para permitir el bombeo de agua para su almacenamiento y posterior generación de electricidad, y que disponga de afluentes que representen anualmente un porcentaje de la capacidad de acumulación mayor a las pérdidas que se produzcan durante el proceso de almacenamiento en igual período.

d. Central Renovable 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 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.

e. Central Renovable con Capacidad de Regulación: Central de generación renovable que utiliza recursos primarios variables, con la capacidad de gestionar temporalmente su recurso energético primario, en forma de energía mecánica, térmica, electromagnética, entre otras, de forma previa a su transformación en energía eléctrica para la inyección al sistema eléctrico.

f. Cliente Libre: Usuario no sometido a regulación de precios.

g. Cliente Regulado: Usuario sometido a regulación de precios de acuerdo a lo establecido en el artículo 147° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

h. Comisión: Comisión Nacional de Energía.

i. Coordinador: Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, al que se refiere el artículo 212°-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

j. 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.

k. Empresa Generadora: Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere o explote, a cualquier título, centrales o unidades generadoras interconectadas al sistema eléctrico, de acuerdo a lo establecido en el artículo 72°-17 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

l. 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.

m. Ministerio: Ministerio de Energía.

n. Panel: Panel de Expertos establecido en el Título VI de la Ley.

o. Pequeño Medio de Generación: Medio de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts, de conformidad a lo dispuesto en el inciso quinto del artículo 149° de la Ley.

p. Pequeño Medio de Generación Distribuida: Medio de generación 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.

q. Servicios Complementarios o SSCC: Aquellos servicios definidos en el artículo 225°, letra z) de la Ley General de Servicios Eléctricos.

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

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

t. Sistemas Medianos: Sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea inferior a 200 megawatts y superior a 1.500 kilowatts.

u. Superintendencia: Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

v. Usuario o Consumidor Final: Usuario que utiliza el suministro de energía eléctrica para consumirlo. Corresponde a un Cliente Libre o un Cliente Regulado.

**Artículo 3.-** Los plazos expresados en días que establece el presente reglamento serán de días hábiles, entendiéndose que son inhábiles los días sábados, los domingos y los festivos.

**Artículo 4.-** La omisión del deber de información, sea que medie requerimiento de información o cuando proceda sin mediar aquél, así como la entrega de información falsa, incompleta o manifiestamente errónea, o el incumplimiento a lo dispuesto en el presente reglamento, serán sancionadas por la Superintendencia.

## CAPÍTULO 2

### PRINCIPIOS DE LA COORDINACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

**Artículo 5.-** La operación de las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, deberá coordinarse con el fin de:

1. Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico;
2. Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico; y
3. Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, en conformidad a lo establecido en la Ley y demás normativa vigente.

**Artículo 6.-** La coordinación de la operación a que se refiere el artículo anterior deberá efectuarse a través del Coordinador, de acuerdo a las disposiciones establecidas en la Ley, en la reglamentación pertinente y en las normas técnicas que determine la Comisión de conformidad a lo señalado en el artículo 72°-19 de la Ley.

**Artículo 7.-** Para el cumplimiento de sus funciones, el Coordinador formulará los programas de operación y mantenimiento, emitirá las instrucciones necesarias para el cumplimiento de los fines de la operación coordinada y podrá solicitar a los Coordinados la realización de ensayos a sus instalaciones o la certificación de la información proporcionada o de sus procesos, de modo que se verifique que el funcionamiento de sus instalaciones o aquellas operadas por él, no afecten la operación coordinada del Sistema Eléctrico Nacional. Asimismo, podrá definir la realización de auditorías e inspecciones periódicas de las instalaciones.

**Artículo 8.-** Sin perjuicio de lo establecido en el presente reglamento, el Coordinador deberá coordinar la operación del Sistema Eléctrico Nacional de acuerdo a lo dispuesto en los decretos de Emergencia Energética y de Racionamiento a que hacen referencia los artículos 72°-21 y 163° de la Ley, según corresponda, cuando éstos se encuentren vigentes.

**Artículo 9.-** El Coordinador será responsable de la coordinación de la operación técnica y económica de los sistemas de interconexión internacional, definidos en el artículo 78° de la Ley, debiendo preservar la seguridad y calidad de servicio en el sistema eléctrico nacional, y asegurar la utilización óptima de los recursos energéticos del sistema en el territorio nacional. Para tales efectos, podrá considerar los sistemas de interconexión internacional y la energía asociada a los mismos como recursos disponibles con el fin de preservar la seguridad y calidad de servicio. Para ello, deberá sujetarse a las disposiciones establecidas en el decreto supremo al que hace referencia el artículo 82° de la Ley, los tratados, protocolos u otros acuerdos internacionales vigentes, y los protocolos y acuerdos operativos, que en cada caso, deberán ser establecidos en conjunto con el organismo correspondiente del país respectivo.

### CAPÍTULO 3

#### DE LOS COORDINADOS

**Artículo 10.-** Son Coordinados todos los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes operen o exploten, a cualquier título, las siguientes instalaciones que se interconecten al sistema eléctrico:

- a. Centrales o unidades generadoras, incluidas aquellas de Autoproductores;
- b. Sistemas de transmisión;
- c. Instalaciones destinadas a la prestación de servicios complementarios;
- d. Sistemas de Almacenamiento de Energía;
- e. Instalaciones de distribución;
- f. Instalaciones de Clientes Libres; y
- g. Pequeños Medios de Generación Distribuida.

**Artículo 11.-** En caso que las instalaciones eléctricas señaladas en el artículo anterior sean operadas o explotadas directamente por personas distintas a su propietario, éste y la empresa que opere o explote dichas instalaciones, deberán comunicar este hecho al Coordinador, acompañando el título con el que operan o explotan las instalaciones, la duración del mismo, los demás antecedentes que le solicite el Coordinador, y la manifestación de que esta empresa lo reemplace en su calidad de Coordinado por dichas instalaciones para los efectos de la relación con el Coordinador, sin perjuicio de las responsabilidades que la Ley le asigna a los propietarios de las instalaciones.

Para cada instalación, deberá existir un único titular que se entenderá como el Coordinado para efectos de todas las disposiciones y exigencias establecidas en el presente reglamento.

**Artículo 12.-** Todos los Coordinados estarán obligados a sujetarse a la coordinación del Sistema Eléctrico Nacional que efectúe el Coordinador de acuerdo a la normativa vigente.

El Coordinador deberá coordinar la operación de las instalaciones señaladas en el artículo 10 del presente reglamento que se encuentren interconectadas directamente a los sistemas de transmisión. En el caso de las instalaciones que se encuentren interconectadas en el sistema de distribución, deberá efectuar la coordinación sólo a efectos de monitorear y verificar el cumplimiento de los principios de la coordinación a que se refiere el artículo 5 del presente reglamento, debiendo instruir a las Empresas Distribuidoras las medidas pertinentes para el adecuado cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad de servicio en el Sistema Eléctrico Nacional.

No obstante lo señalado en el inciso precedente, todo lo relativo a la operación en tiempo real de las instalaciones de distribución será efectuado por la respectiva Empresa Distribuidora.

Los Clientes Libres conectados directamente a sistemas de transmisión deberán sujetarse a las instrucciones del Coordinador, en conformidad a las disposiciones establecidas en la norma técnica respectiva.

**Artículo 13.-** Los Autoprodutores deberán demostrar al Coordinador que están en condiciones de aportar excedentes al Sistema Eléctrico Nacional, a partir de su capacidad instalada de generación en relación a la demanda eléctrica máxima que utiliza para el desarrollo de sus procesos productivos y consumos eléctricos en general. El Coordinador deberá considerar adecuadamente para los diferentes procesos que lleve a cabo, tanto el excedente de potencia señalado, como la demanda respectiva.

**Artículo 14.-** Los Coordinados serán responsables individualmente por el cumplimiento de las obligaciones que emanen de la ley, la reglamentación vigente, las normas técnicas que dicte la Comisión y de los procedimientos, instrucciones y programaciones que el Coordinador establezca.

**Artículo 15.-** Los Coordinados estarán obligados a proporcionar oportunamente al Coordinador y actualizar toda la información, en forma cabal, completa y veraz, que éste requiera para el cumplimiento de sus funciones. Para tales efectos, el Coordinador deberá disponer de plataformas informáticas que faciliten a los Coordinados el envío de toda la información requerida en tiempo y forma.

El Coordinador podrá efectuar solicitudes de información simplificadas a aquellas instalaciones que se encuentren conectadas en distribución, en tanto no se afecte la seguridad y calidad de servicio del sistema.

El Coordinador podrá realizar auditorías a la información a la que se refiere el inciso precedente, de acuerdo a lo establecido en el Título V del presente reglamento.

**Artículo 16.-** Toda Empresa Generadora deberá constituir sociedades de giro de generación eléctrica con domicilio en Chile, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 8 bis de la Ley.

Asimismo, todo Coordinado de instalaciones para la prestación de servicios complementarios o Sistemas de Almacenamiento de Energía que se interconecten al Sistema Eléctrico Nacional deberá constituir una sociedad con domicilio en el país.

Finalmente, las empresas operadoras o propietarias de los sistemas de transmisión nacional deberán estar constituidas como sociedades anónimas abiertas o cerradas sujetas a las obligaciones de información y publicidad a que se refiere el inciso séptimo del artículo 2° de la Ley N° 18.046, sobre Sociedades Anónimas.

## TÍTULO II

### DE LAS INSTALACIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

#### CAPÍTULO 1

#### DE LA DECLARACIÓN EN CONSTRUCCIÓN, PUESTA EN SERVICIO Y ENTRADA EN OPERACIÓN DE LAS INSTALACIONES AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

**Artículo 17.-** Toda nueva instalación de generación y transmisión que se interconecte al sistema eléctrico deberá previamente haber sido declarada en construcción por la Comisión.

**Artículo 18.-** A los Pequeños Medios de Generación Distribuida les serán aplicables las disposiciones establecidas en el Decreto Supremo N° 244, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que Aprueba Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación Establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, o aquel que lo reemplace.

**Artículo 19.-** Para los efectos de lo dispuesto en el artículo 17 del presente reglamento, los propietarios u operadores de las instalaciones señaladas, deberán presentar a la Comisión una solicitud de declaración en construcción de la instalación respectiva.

Para efectos de lo anterior, los titulares de las señaladas nuevas instalaciones deberán acompañar lo siguiente, según corresponda:

- a. Antecedentes que acrediten la constitución de la persona jurídica de que se trate, su vigencia y el representante legal de la misma;
- b. Nombre del proyecto y sus principales características, según el tipo de instalación de que se trate;
- c. Cronograma, en el que se especifique, al menos, la fecha de inicio de construcción del proyecto en terreno, la fecha en que se alcanzará el 50% de avance de la obra y la fecha estimada de interconexión y entrada en operación;
- d. Autorización de conexión a los sistemas de transmisión otorgada por el Coordinador, o autorización de uso de la capacidad técnica disponible en los sistemas de transmisión dedicada, según corresponda y de acuerdo a lo señalado en la Ley;
- e. Resolución de Calificación Ambiental favorable vigente, emitida por la autoridad ambiental competente, tratándose de proyectos susceptibles de causar impacto ambiental y que deban someterse al sistema de evaluación de impacto ambiental, conforme a lo dispuesto en el artículo 10 de la Ley N° 19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente y en el artículo 3 del Decreto Supremo N° 40, de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente, que aprueba el reglamento del sistema de evaluación de impacto ambiental, o el que lo reemplace;
- f. Informe Favorable para la Construcción otorgado por la autoridad competente, en caso de ser procedente;
- g. Órdenes de compra del equipamiento eléctrico, electromagnético o electromecánico principal respecto del cual se solicita la declaración en construcción, junto con los documentos de recepción y aceptación por parte del respectivo proveedor y/o, contrato de ingeniería, adquisición y construcción del proyecto, donde se indiquen montos e hitos de pago, junto con comprobantes de pago realizados a la fecha de la solicitud de declaración en construcción;
- h. Título habilitante para usar el o los terrenos en los cuales se ubicarán o construirán las instalaciones del proyecto, sea en calidad de propietario, usufructuario, arrendatario, concesionario o titular de servidumbres, o el contrato de promesa relativo a la tenencia, uso, goce o disposición del terreno que lo habilite para desarrollar el proyecto;
- i. Información relativa a los costos de inversión del respectivo proyecto, según el formato que establezca la Comisión al efecto; y
- j. Declaración jurada sobre la veracidad y autenticidad de los antecedentes que respaldan la solicitud de declaración en construcción del respectivo proyecto, según el formato que establezca la Comisión al efecto.

Los titulares de los proyectos deberán enviar a la Comisión los antecedentes asociados a la declaración en construcción en el formato que ésta determine. Asimismo, los titulares de los proyectos deberán enviar la totalidad de los antecedentes y documentación requeridos antes del último día hábil de cada mes, con el objeto que dichas instalaciones puedan ser incorporadas en la resolución correspondiente al mes siguiente.

**Artículo 20.-** La entrega de información falsa, incompleta o manifiestamente errónea, por parte del solicitante, será sancionada por la Superintendencia de acuerdo a las normas establecidas en la Ley N° 18.410, que Crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

**Artículo 21.-** La Comisión, dentro de los últimos cinco días hábiles de cada mes, dictará una resolución en la cual declarará en construcción todas aquellas instalaciones que cumplan con las exigencias establecidas en la Ley y en la normativa vigente para obtener dicha declaración. La resolución deberá contener un listado actualizado de las instalaciones declaradas en construcción a la fecha de dictación de la referida resolución.

Se deberán excluir del listado de instalaciones declaradas en construcción aquellos proyectos que hayan iniciado su etapa de puesta en servicio, de acuerdo a lo informado por el Coordinador. Adicionalmente, serán retirados del listado señalado aquellos proyectos a los que les sea revocada la declaración en construcción, en virtud de lo dispuesto en la Ley y en el presente reglamento.

La resolución a la que se refiere el presente artículo deberá ser notificada al Coordinador y ser publicada en el sitio web de la Comisión.

**Artículo 22.-** Se considerarán también como instalaciones en construcción aquellos proyectos de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo que formen parte de los

planes de expansión respectivos, conforme a las características técnicas y plazos con los cuales los proyectos señalados figuren en dichos planes.

La Comisión deberá incluir en la resolución mensual de declaración en construcción las instalaciones señaladas en el presente artículo, y no deberán presentar la documentación establecida en el artículo 19 del presente reglamento.

**Artículo 23.-** El titular de un proyecto declarado en construcción, deberá informar a la Comisión el cumplimiento del avance de la obra de acuerdo al cronograma presentado. Asimismo, deberá informar toda modificación que altere el cumplimiento del cronograma originalmente informado en un plazo máximo de 15 días, contados desde su conocimiento.

No obstante la obligación señalada en el inciso precedente, la Comisión, en cualquier momento, podrá solicitar información adicional para verificar el estado de avance y/o el cumplimiento del cronograma presentado por el propietario u operador de la respectiva instalación.

**Artículo 24.-** La Comisión podrá revocar la declaración en construcción de una instalación cuando no se dé cumplimiento a los hitos o avances establecidos en el cronograma presentado sin causa justificada, o se realicen cambios significativos al proyecto que impliquen una nueva declaración en construcción. Se entenderá por cambio significativo el aumento o disminución de la potencia instalada del proyecto, el cambio de tecnología de alguno de los equipos que serán parte de la instalación, la incorporación de un nuevo equipo o la eliminación de alguno respecto de lo declarado inicialmente, cambio en el trazado original de la línea de transmisión, entre otros, que puedan cambiar las características técnicas del proyecto que impliquen un cambio en el mismo.

Asimismo, la Comisión podrá revocar la declaración en construcción de una instalación cuando alguna de las autorizaciones, permisos, títulos, y demás antecedentes señalados en el artículo 19 del presente reglamento, sean revocados, caducados o dejen de tener vigencia, según corresponda.

Las instalaciones cuya declaración en construcción haya sido revocada por la Comisión serán excluidas de la resolución mensual a que hace referencia el artículo 21 del presente reglamento.

**Artículo 25.-** Conjuntamente con la solicitud de declaración en construcción, el titular del proyecto deberá señalar la fecha estimada de interconexión al sistema eléctrico a la Comisión, al Coordinador y a la Superintendencia.

El aviso de interconexión deberá ser efectuado, al menos, tres meses antes de la fecha de interconexión.

**Artículo 26.-** Los titulares de estas instalaciones deberán cumplir cabalmente los plazos y fechas de interconexión informados. Todo atraso o prórroga en los mismos deberá informarse al Coordinador y deberá estar debidamente justificado por un informe de un consultor independiente contratado al efecto, el que podrá ser auditado por el Coordinador.

No obstante, en casos calificados y previo informe del Coordinador, la Comisión podrá eximir del cumplimiento de los plazos señalados en el inciso anterior. El referido informe del Coordinador deberá resguardar que se cumplan los principios establecidos en el artículo 72°-1 de la Ley y las exigencias establecidas en la norma técnica relativas al proceso de interconexión.

**Artículo 27.-** Se entenderá como etapa de puesta en servicio aquella que se inicia con la interconexión y energización de la respectiva instalación, previa autorización del Coordinador y hasta el término de las respectivas pruebas.

Sólo podrán iniciar su puesta en servicio, aquellas instalaciones que hayan sido declaradas en construcción por la Comisión y que cuenten con la respectiva autorización por parte del Coordinador para energizar dichas instalaciones. Desde el inicio de la etapa de puesta en servicio, el titular o quien explote las respectivas instalaciones, adquiere la calidad de Coordinado.

**Artículo 28.-** De manera previa a la puesta en servicio de un proyecto y en conformidad a lo establecido en la norma técnica, el interesado deberá acordar con el Coordinador un cronograma de puesta en servicio en el que se establecerán las actividades a realizar y los plazos asociados a dichas actividades. Cualquier modificación de dichos plazos deberá ser comunicada al Coordinador quien podrá aprobar o rechazar justificadamente dicha modificación. Todo incumplimiento en los plazos establecidos para el período de puesta en servicio deberá ser

comunicado por el Coordinador a la Superintendencia pudiendo aplicarse las sanciones que correspondan.

Asimismo, deberá comunicar al Coordinador el cumplimiento de las exigencias establecidas en el artículo 16 del presente reglamento, acompañando los antecedentes pertinentes.

**Artículo 29.-** Concluida la etapa de puesta en servicio, el Coordinado de la respectiva instalación deberá presentar al Coordinador una declaración jurada de fiel cumplimiento de la normativa vigente, pudiendo este último verificar tal circunstancia. Posteriormente, el Coordinador emitirá su aprobación para la entrada en operación del respectivo proyecto, en los plazos que establezca la norma técnica respectiva.

**Artículo 30.-** Sólo las instalaciones de generación que se encuentren en operación, tendrán derecho a participar en las transferencias de potencia. Las inyecciones de energía en la etapa de puesta en servicio, se remunerarán por las normas generales de transferencias. Sin perjuicio de lo anterior, las unidades de generación que se encuentren en etapa de puesta en servicio no determinarán el costo marginal del sistema, ni deberán considerarse para la repartición de ingresos por potencia.

## CAPÍTULO 2

### DEL RETIRO, MODIFICACIÓN Y DESCONEXIÓN DE INSTALACIONES

**Artículo 31.-** El retiro, modificación relevante, desconexión, o cese de operaciones sin que éste obedezca a fallas o mantenimientos programados, de unidades del parque generador y de las instalaciones del sistema de transmisión, deberán comunicarse por escrito al Coordinador, la Comisión y la Superintendencia, con una antelación no inferior a 24 meses en el caso de unidades generadoras y 36 meses respecto de instalaciones de transmisión.

Las modificaciones de instalaciones que no tengan el carácter de relevante, de acuerdo a la norma técnica, deberán ser comunicadas por escrito al Coordinador en un plazo no inferior a 30 días.

Para el caso de los Pequeños Medios de Generación Distribuida, les aplicarán las disposiciones establecidas en el citado Decreto Supremo N° 244, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, o aquel que lo reemplace.

**Artículo 32.-** Tratándose de instalaciones del sistema de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo, su retiro, modificación relevante, desconexión, o cese de operaciones sin que éste obedezca a fallas o mantenimientos programados, además de cumplir con la obligación y el plazo señalado en el artículo anterior, deberá ser autorizado previamente por la Comisión, previo informe de seguridad del Coordinador. En estos casos, la Comisión podrá negar el retiro, modificación relevante, desconexión, o cese de operaciones, basado en el carácter de servicio público de los servicios que sustentan dichas instalaciones.

**Artículo 33.-** La Comisión podrá prorrogar hasta por 12 meses los plazos establecidos en el inciso primero del artículo 31 del presente reglamento, en caso de determinar que el retiro, modificación, desconexión o cese de operaciones de una instalación del sistema puede generar riesgos para la seguridad del mismo, previo informe de seguridad del Coordinador.

**Artículo 34.-** En casos calificados y previo informe de seguridad del Coordinador, la Comisión, mediante resolución, podrá eximir a una empresa del cumplimiento de los plazos indicados en el artículo 31 del presente reglamento.

Para efectos de lo señalado en el inciso anterior, el Coordinado respectivo deberá presentar a la Comisión una solicitud de exención de plazo, indicando las causas del retiro, modificación relevante, desconexión, o cese de operaciones sin que éste obedezca a fallas o mantenimientos programados, y los motivos por los cuales no le es posible cumplir con los plazos establecidos en el artículo 31 del presente reglamento.

**Artículo 35.-** El Coordinador deberá elaborar el informe de seguridad a que se refieren los artículos 33 y 34 anteriores en la forma y plazo que determine la Comisión. Dicho informe deberá contener la evaluación de la afectación de los objetivos establecidos en el artículo 72°-1 de la Ley.

## TÍTULO III

## DE LA COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

## CAPÍTULO 1

## DE LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

**Artículo 36.-** El Coordinador deberá efectuar la programación de la operación de las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional, proceso mediante el cual se optimiza y programa el uso de las instalaciones del sistema eléctrico sujetas a su coordinación.

La programación de la operación deberá garantizar la operación más económica para el conjunto de instalaciones, minimizando el costo total actualizado de abastecimiento, esto es, la suma de los costos totales esperados de operación, reservas y falla, para un determinado horizonte de tiempo, preservando la seguridad y calidad del servicio en el sistema eléctrico. La programación de la operación determinará el valor de los recursos de la energía embalsada o almacenada, en adelante, energía gestionable, el nivel de colocación de las energías y reservas, y el uso óptimo de las instalaciones, según corresponda, conforme al presente reglamento y a la norma técnica respectiva. El Coordinador deberá realizar la programación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional optimizando de manera conjunta el nivel de colocación de la energía para abastecer la demanda y las reservas operacionales necesarias que permitan cumplir adecuadamente los principios de la coordinación a que se refiere el artículo 5 del presente reglamento.

Este proceso deberá considerar los insumos necesarios para cumplir los objetivos señalados en el inciso anterior, tales como características técnicas de las instalaciones, la programación y coordinación de los mantenimientos, las solicitudes de trabajos en las instalaciones, costos variables declarados por los Coordinados, información proporcionada por los Coordinados, estudios desarrollados o mandatados por el Coordinador, información de pronósticos, entre otros, de acuerdo a lo indicado en el presente Título.

**Artículo 37.-** En la programación de la operación, el Coordinador deberá calcular y utilizar el costo de oportunidad de la energía gestionable, que minimice el costo presente y el costo futuro esperado de operación y falla del sistema eléctrico, de aquellas instalaciones cuya capacidad de almacenamiento implique un impacto relevante sobre la operación del sistema eléctrico, conforme lo señale la respectiva norma técnica.

El costo de oportunidad de las energías gestionables será utilizado como el costo asignado a las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación o Almacenamiento y Sistemas de Almacenamiento de Energía según corresponda, para efectos de la elaboración del listado de prioridad de colocación señalado en el artículo 57 del presente reglamento.

**Artículo 38.-** Para la determinación del costo de oportunidad señalado en el artículo anterior, el Coordinador deberá considerar las restricciones de operación de embalses, restricciones ambientales, convenios de riego, caudales ecológicos, la representación de los sistemas de transmisión y demanda, entre otros.

El Coordinador deberá utilizar, para la obtención de los costos de oportunidad de las energías gestionables, los mismos modelos e información aplicados en la programación de la operación. Estas metodologías, supuestos y parámetros deberán ser públicos y transparentes, y estar disponibles en la página web del Coordinador.

**Artículo 39.-** El Coordinador podrá dividir el proceso de programación de la operación en distintas etapas según su horizonte temporal, con el fin de aplicar las metodologías y modelos adecuados para efectos de la adecuada valorización de las energías gestionables.

**Artículo 40.-** El Coordinador deberá actualizar la programación de la operación, incorporando variables y antecedentes, en las etapas que corresponda, en atención a cambios relevantes en la operación esperada del sistema, contingencias, o desviaciones respecto de lo programado.

**Artículo 41.-** Cuando el Coordinador defina distintas etapas dentro del proceso de programación de la operación, las etapas de colocación de los recursos energéticos serán realizadas con frecuencia y horizonte de simulación al menos diario, mientras que las etapas de valorización de las energías gestionables serán realizadas con frecuencia y horizonte tal que

permita recoger adecuadamente los costos de oportunidad asociados a estos recursos, de acuerdo a lo establecido en la norma técnica.

**Artículo 42.-** El Coordinador deberá resguardar que el proceso de programación de la operación sea compatible con los mecanismos que se definan para la materialización y prestación de Servicios Complementarios, en particular, para los que resulten a partir de procesos de subastas de cortísimo plazo.

Para efectos del presente reglamento, se entenderá por requerimiento de cortísimo plazo cuando la prestación del servicio sea por un plazo inferior a seis meses y el período que medie entre la presentación de ofertas y la prestación del servicio sea igual o inferior a 15 días.

**Artículo 43.-** El Coordinador deberá definir la aplicación de las metodologías, los modelos matemáticos, esquemas de medición u otras materias técnicas necesarias para ejecutar la programación de la operación en conformidad a la normativa vigente, los que deberán ser de público conocimiento a través de la página web del Coordinador.

Los modelos matemáticos y metodologías a utilizar por el Coordinador para la programación de la operación deberán ser capaces de representar múltiples recursos energéticos gestionables, disponibilidad de combustibles y de energéticos primarios, y prestación de Servicios Complementarios, entre otros.

**Artículo 44.-** La programación de la operación se realizará considerando, al menos, los siguientes aspectos:

- a. Disponibilidad y costos de combustibles o insumos primarios para generación eléctrica;
- b. Costos variables combustibles y no combustibles, y consumos específicos de las distintas unidades generadoras;
- c. Características y fechas de puesta en servicio de instalaciones declaradas en construcción;
- d. Costos y tiempos de partida y detención para unidades generadoras;
- e. Criterios y metodologías para la representación de centrales hidráulicas de embalse y con conectividad hidráulica;
- f. Estadística hidrológica de afluentes en régimen natural;
- g. Estadísticas relevantes para las distintas fuentes de generación eléctrica;
- h. Cotas, volumen y condiciones especiales de operación de embalses;
- i. Convenios vigentes de uso de agua informados al Coordinador por los Coordinados;
- j. Restricciones, acuerdos operativos o convenios de uso que afecten la disponibilidad de agua para centrales generadoras hidráulicas adicionales a los convenios vigentes informados al Coordinador;
- k. Pronóstico de caudales afluentes y generación de centrales hidroeléctricas;
- l. Costos de falla vigentes, determinados por la Comisión;
- m. Modelación del sistema de transmisión;
- n. Pronóstico centralizado de generación renovable con recursos primarios variables;
- o. Proyección de demanda eléctrica, incluyendo su modelación temporal y espacial;
- p. Programas de mantenimiento preventivo mayor y trabajos en instalaciones eléctricas sujetas a coordinación afectando su operación o disponibilidad;
- q. Información de desviaciones o cambios en las condiciones normales de operación del sistema;
- r. Características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas;
- s. Condiciones y/o restricciones de suministro de insumos de centrales de generación en el horizonte que el Coordinador establezca;
- t. Requerimientos de Servicios Complementarios, en particular, niveles de reserva;
- u. Operación esperada para Pequeños Medios de Generación Distribuida y Pequeños Medios de Generación que operen con Autodespacho;
- v. Criterios y metodologías para la representación y operación de Sistemas de Almacenamiento de Energía y otras energías gestionables; y
- w. Pronóstico de temperaturas en las distintas zonas del país, en caso de requerirse para la determinación de la capacidad térmica de las instalaciones de transmisión.

**Artículo 45.-** Para la programación de la operación, el Coordinador deberá considerar las características técnicas y restricciones o limitaciones de las instalaciones sujetas a coordinación, tales como tiempos de partida y detención de unidades generadoras, consumo específico de unidades generadoras, tiempos mínimos de operación de unidades generadoras, mínimos técnicos de operación, capacidad de instalaciones de transmisión, topología del sistema de transmisión, entre otras.

En caso de que exista más de una instalación de generación con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, y no exista capacidad de colocación suficiente para todas ellas, la generación de las mismas deberá ser ajustada por el Coordinador a prorrata de la potencia máxima de dichas centrales o unidades generadoras, hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima, considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas. Este ajuste también deberá considerar la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho y Autoproductores de acuerdo a la normativa vigente. Sin perjuicio de lo anterior, excepcionalmente el Coordinador podrá considerar condiciones especiales de operación para una utilización óptima de los recursos.

Dentro de las limitaciones a la operación de las distintas instalaciones sujetas a coordinación, el Coordinador deberá considerar aquellas que resulten de la aplicación de normativa relacionada con otros sectores, tales como el sector ambiental. Los Coordinados serán responsables de informar estas limitaciones, las que serán consideradas por el Coordinador sólo en caso que se encuentren debidamente justificadas, mediante auditorías o ensayos u otros medios de prueba. En cualquier caso, el Coordinador podrá efectuar auditorías para verificar los parámetros informados, en los términos establecidos en el Título V del presente reglamento. Con todo, los puntos de operación factibles de las instalaciones a considerar en la programación de la operación, serán aquellos que permitan cumplir con todas las obligaciones normativas, independientemente de su origen.

**Artículo 46.-** El Coordinador podrá requerir niveles distintos de información a los Coordinados, para efectos de los procesos de programación de la operación, en atención a las características de sus instalaciones, su tamaño o el impacto sistémico que la operación de las mismas implique sobre la eficiencia económica y seguridad del sistema, en consistencia con la normativa vigente. Los criterios asociados a estos requerimientos de información deberán ser públicos.

**Artículo 47.-** El Coordinador deberá considerar para la programación de la operación todos los antecedentes necesarios respecto de las cotas y volúmenes de embalses, conectividad hidráulica, y toda aquella información estadística que permita la adecuada modelación de las centrales hidráulicas. Los Coordinados de centrales hidráulicas, deberán disponer en el tiempo y forma que requiera el Coordinador, toda la información necesaria para la programación de la operación. Asimismo, deberán disponer del equipamiento de medición de variables relacionadas con el recurso hídrico para generación, de acuerdo a los estándares establecidos en la norma técnica.

No obstante lo dispuesto en el inciso anterior, el Coordinador podrá disponer y operar directamente equipamiento que permita monitorear las variables relevantes que inciden en la utilización del recurso hídrico, tales como temperatura, precipitaciones, entre otras, en conformidad con la respectiva norma técnica.

**Artículo 48.-** El Coordinador deberá determinar fundadamente y en conformidad a lo dispuesto en la norma técnica respectiva, aquellas Centrales Renovables con Capacidad de Regulación a las cuales sea necesario calcular un costo de oportunidad de la energía gestionable, con el objetivo de minimizar el costo total actualizado de abastecimiento en el sistema eléctrico. Esta determinación se realizará considerando, entre otros, los siguientes aspectos de cada central:

- a. Capacidad de gestión temporal de energía;
- b. Nivel o volumen de energía almacenada;
- c. Pronóstico de generación renovable con recursos primarios variables y de energías afluentes;
- d. Potencia nominal de la central;
- e. Operación esperada; y
- f. Impacto sistémico sobre la seguridad, suficiencia o eficiencia económica en el sistema eléctrico.

Adicionalmente, para aquellas Centrales Renovables con Capacidad de Regulación cuyo insumo primario sea hídrico, deberá considerar niveles y capacidad de almacenamiento de los embalses, características de las cuencas en que se encuentra la central y la conectividad hidráulica entre centrales, entre otros aspectos que estime necesarios.

El Coordinador deberá disponer en el sistema de información pública la determinación antes señalada para cada central y los antecedentes que fundaron dicha definición. Asimismo, deberá informar al titular respectivo, antes del inicio de la puesta en servicio de sus instalaciones,

respecto de si su instalación será de aquellas a las que se defina un costo de oportunidad. Esta definición podrá ser modificada por el Coordinador con posterioridad a la entrada en operación, y solo en atención a cambios relevantes en las condiciones de operación del sistema eléctrico o de la instalación correspondiente.

**Artículo 49.-** El Coordinador deberá utilizar, para la programación de la operación, el pronóstico centralizado de generación renovable con recursos primarios variables y la proyección centralizada de demanda, elaboradas en virtud de las disposiciones establecidas en el presente reglamento, en los Capítulos 3 y 4 del Título III, respectivamente, y la norma técnica respectiva. Las resoluciones y horizontes temporales de estas proyecciones y pronósticos deberán ser tales que permitan una adecuada modelación y representación del sistema eléctrico para las distintas etapas de la programación de la operación.

**Artículo 50.-** Los Coordinados de centrales termoeléctricas, que no operen con Autodespacho, deberán declarar su disponibilidad de combustibles para generación eléctrica, la que deberá estar debidamente justificada y será utilizada por el Coordinador como insumo para la programación de la operación.

La norma técnica establecerá el horizonte de tiempo, la oportunidad, la resolución temporal y otros requisitos que deberá contener la declaración de disponibilidad señalada en el inciso anterior, considerando para ello aspectos tales como el tamaño y las características técnicas de la central, su capacidad instalada, la tecnología, el tipo de combustible utilizado y el impacto de la operación de la misma sobre el sistema eléctrico en su conjunto, entre otros. Cualquier cambio en la disponibilidad y restricción de suministro de insumos de centrales termoeléctricas informada deberá estar debidamente justificado e informado al Coordinador de acuerdo a lo dispuesto en la norma técnica.

El Coordinador deberá resguardar la completitud, trazabilidad y veracidad de la información utilizada para la declaración de disponibilidad, pudiendo efectuar auditorías y solicitar los antecedentes que estime necesarios. Asimismo, deberá publicar y mantener actualizada la información de disponibilidad utilizada en la programación de la operación.

**Artículo 51.-** El Coordinador deberá elaborar estudios para la adecuada modelación del sistema eléctrico, en aquellas variables que generen impactos relevantes en el ejercicio de optimización que realiza con ocasión de la programación de la operación o en la operación en tiempo real del conjunto de las instalaciones sujetas a coordinación.

En particular, el Coordinador deberá realizar estudios de proyección de precios de combustibles en los horizontes que requiera la programación de la operación, a fin de contar con una proyección propia fundada respecto de la evolución de estos precios, así como también estudios para la correcta modelación de las restricciones de suministro de insumos de centrales termoeléctricas cuya operación genere un impacto relevante en la operación del Sistema Eléctrico Nacional.

Los Coordinados podrán participar con observaciones y comentarios en la elaboración de los estudios señalados en el presente artículo.

**Artículo 52.-** Para la elaboración de la programación de la operación, el Coordinador deberá considerar un parque de generación que represente el desarrollo esperado de la matriz de generación y que cumpla con la normativa vigente, el que deberá estar basado en análisis y criterios actualizados, al menos anualmente, por el Coordinador y podrá ser determinado en base a estudios realizados o contratados por el mismo.

En caso que el Coordinador necesite, para el cumplimiento de sus funciones, información y antecedentes que se encuentren contenidos en informes elaborados por la Comisión y éstos resulten aplicables de acuerdo a los objetivos de las funciones correspondientes, deberá considerar dicha información. En cualquier caso, el Coordinador deberá considerar, al menos, todos aquellos proyectos de generación y transmisión declarados en construcción por la Comisión, considerando la fecha de entrada en operación actualizada de los señalados proyectos.

**Artículo 53.-** Los Pequeños Medios de Generación Distribuida y los Pequeños Medios de Generación que operen con Autodespacho, de conformidad a lo dispuesto en la normativa vigente, deberán ser incorporados por el Coordinador en la programación de la operación, considerando el pronóstico centralizado de generación indicado en el Capítulo 3 del presente Título.

El Coordinado de un Pequeño Medio de Generación Distribuida, deberá enviar al Coordinador, en el tiempo y forma que este requiera y de acuerdo con la normativa vigente, toda

la información relevante para la incorporación de sus instalaciones en el proceso de programación. El tipo de información que el Coordinador solicite dependerá, entre otros, de la potencia nominal de la central, su energía esperada generada, su ubicación y tecnología, así como el impacto que su operación genere sobre el sistema eléctrico, en los términos que se indique en la respectiva norma técnica.

**Artículo 54.-** Para efectos de proyectar los caudales afluentes disponibles para generación eléctrica a utilizar en la programación de la operación, el Coordinador, en conformidad con lo dispuesto en la norma técnica, podrá definir períodos de naturaleza distinta dentro de un año hidrológico considerando tanto períodos aleatorios como de incertidumbre reducida.

Durante el o los períodos de incertidumbre reducida, el Coordinador deberá proyectar caudales a partir de un pronóstico de deshielo y de otras variables que considere relevantes. Durante el o los períodos aleatorios, el Coordinador deberá realizar la previsión de caudales sobre la base de una metodología que considere la incertidumbre hidrológica, así como también de las variables que considere relevantes.

**Artículo 55.-** Los Coordinados de centrales hidroeléctricas, que no operen con Autodespacho, deberán entregar e informar al Coordinador los convenios de riego y acuerdos operativos que afecten la disponibilidad de recursos hídricos de dichas centrales, así como cualquier modificación a los señalados convenios o acuerdos. La forma y oportunidad de la información será especificada en la respectiva norma técnica. De igual modo, deberán informar al Coordinador respecto de la configuración de la cuenca hídrica en que se encuentran sus centrales, en particular, respecto de la conectividad con otras centrales aguas arriba o abajo de sus instalaciones, información relativa a pronósticos de caudales afluentes en régimen natural, caudales ecológicos y restricciones ambientales, entre otros. El Coordinador deberá incorporar dicha información con el fin de lograr la correcta modelación de las centrales hidráulicas en la programación de la operación.

Cualquier otro criterio de consideración estadística de hidrología de afluentes, niveles de embalses, criterios de cálculo, metodologías y plazos para el proceso de pronóstico de caudales y afluentes hidrológicos, así como para la correcta modelación de las centrales hidroeléctricas deberá ser determinado e informado por el Coordinador a los Coordinados en las formas que determine la respectiva norma técnica.

**Artículo 56.-** El Coordinador podrá determinar el establecimiento y la cancelación de condiciones especiales de operación para centrales hidroeléctricas de embalse, así como también para otras Centrales Renovables con Capacidad de Regulación, o Centrales con Almacenamiento por Bombeo, Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento o Sistemas de Almacenamiento de Energía, en base a la verificación o estimación de condiciones de operación proyectadas que las sustenten. Estas condiciones especiales de operación podrán considerar situaciones de vertimiento, vertimiento evitable y agotamiento, si se prevé que la central o Sistema de Almacenamiento de Energía alcanzará su capacidad máxima o mínima en el período de análisis que corresponda, o que existen restricciones en el sistema eléctrico que no permiten el uso óptimo de los recursos energéticos gestionables, entre otros, según lo determine la respectiva norma técnica.

Sin perjuicio de lo señalado en el inciso anterior, los Coordinados deberán solicitar fundamentadamente al Coordinador el establecimiento de condiciones especiales de operación en sus instalaciones, acompañando los antecedentes que justifiquen la solicitud. Esta información deberá ser analizada por el Coordinador, y considerada en la programación de la operación y en la operación en tiempo real del sistema eléctrico, en caso que corresponda.

De manera análoga, los Coordinados de instalaciones sujetas a condiciones especiales de operación deberán solicitar al Coordinador la cancelación de una condición especial de operación cuando prevean que no se cumplirán o se han dejado de cumplir los factores que determinaron la pertinencia de dicha condición, solicitud que deberá ser analizada por el Coordinador, y considerada en la programación de la operación y en la operación en tiempo real del sistema eléctrico, en caso que corresponda.

**Artículo 57.-** A partir de los resultados de la programación de la operación, el Coordinador deberá establecer el listado de prioridad de colocación, en el que deberá definir, para un determinado horizonte y resolución temporal, el orden creciente de colocación de las centrales o unidades de generación y de Sistemas de Almacenamiento de Energía, según corresponda, de menor a mayor costo de producción de energía eléctrica, considerando los costos variables y los

costos de oportunidad en los términos señalados en el presente Título y en la respectiva norma técnica.

El resultado de la programación de la operación deberá contener el nivel de generación de cada central o unidad generadora o Sistema de Almacenamiento de Energía, en función de los costos del listado de prioridad de colocación. En caso que debido a restricciones o limitaciones de cualquier tipo, sea necesaria la programación y despacho de instalaciones que no responda al orden creciente de colocación señalado en el inciso anterior, se entenderá que la central o unidad o Sistema de Almacenamiento de Energía fueron despachados fuera de orden económico, y deberá ser retribuida en sus costos de acuerdo a lo señalado en el Título IV del presente reglamento.

Asimismo, el proceso de programación de la operación deberá entregar, al menos, los siguientes resultados:

- a. Costos marginales del sistema con resolución temporal acorde a la etapa de proceso de programación;
- b. Retiros e inyecciones de energía de los Sistemas de Almacenamiento de Energía y Centrales con Almacenamiento por Bombeo;
- c. Cotas iniciales y finales y estado de operación de los embalses;
- d. Transferencias por líneas del sistema de transmisión y sus limitaciones;
- e. Trabajos e intervenciones aprobados e informes de limitación, conexiones y desconexiones;
- f. Niveles de reserva;
- g. Factores de penalización que representen las pérdidas incrementales y restricciones de capacidad del sistema de transmisión, de manera que permitan referir los costos considerados en el listado de prioridad de colocación desde sus respectivas barras a una barra de referencia del sistema;
- h. Valor y nivel de colocación de la energía gestionable;
- i. Servicios complementarios, según corresponda; y
- j. En caso de decreto de Racionamiento vigente, se deberá indicar los montos de energía racionada y cualquier otra información requerida por el decreto correspondiente.

Los resultados de la programación de la operación deberán publicarse en el sistema de información pública del Coordinador a que se refiere el artículo 72º-8 de la Ley.

**Artículo 58.-** Los resultados de la programación de la operación deberán ser utilizados por el Coordinador para la operación en tiempo real de las instalaciones sujetas a coordinación.

**Artículo 59.-** El Coordinador deberá velar por la transparencia del proceso de programación de la operación. Para ello, deberá mantener actualizada y a disposición pública, en forma gratuita, en su sitio web toda la información y estudios que se utilicen como antecedentes, las metodologías de cálculo, bases de datos, procedimientos utilizados y los resultados que se obtengan.

**Artículo 60.-** El Coordinador deberá publicar en su sitio web, al menos mensualmente, un informe resumido que contenga, entre otros, los siguientes antecedentes:

- a. Programa de operación para los siguientes 12 meses, incluyendo niveles de operación de los embalses, disponibilidad de combustible para generación y la generación esperada de cada central;
- b. Indisponibilidad y programa de mantenimiento preventivo mayor de las instalaciones;
- c. Disponibilidad de combustibles para generación eléctrica;
- d. Proyectos que se encuentren en período de puesta en servicio indicando la fecha de inicio y las principales características del proyecto;
- e. Proyectos que hayan entrado en operación indicando la respectiva fecha y las principales características del proyecto;
- f. Tramos de costo de falla;
- g. Modelación del sistema de transmisión; y
- h. Programas de mantenimiento, solicitudes de trabajo y de desconexión de instalaciones.

## CAPÍTULO 2

## DE LOS COSTOS VARIABLES

**Artículo 61.-** Los costos variables corresponderán a aquellos costos en los que incurre cada Empresa Generadora, por unidad de generación, para producir energía eléctrica, o cada propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere a cualquier título Sistemas de Almacenamiento de Energía que corresponda, para la inyección de energía, y que dependen del nivel de generación o inyección en una determinada condición de operación.

El costo variable de las unidades generadoras o configuración de unidades, se determinará como la multiplicación entre el consumo específico y el costo de combustible, más el costo variable no combustible.

La norma técnica definirá metodologías para el reconocimiento de los costos variables de las distintas tecnologías, considerando las características particulares del mercado del insumo o combustible respectivo y la disponibilidad del mismo.

**Artículo 62.-** Los Coordinados, que no operen con Autodespacho, deberán declarar al Coordinador los costos variables de sus respectivas unidades generadoras de acuerdo a los criterios de cálculo, detalle, plazos y demás disposiciones que establezca la norma técnica, los que en cualquier caso deberán considerar sólo aquellos costos que tengan relación directa con la operación de dichas unidades y estar debidamente respaldados y justificados a través de documentos que den cuenta del respectivo costo, tales como facturas, contratos de suministro o de prestación de servicio, entre otros.

El Coordinador deberá resguardar la completitud, trazabilidad y veracidad de la información utilizada para la declaración de costos, pudiendo efectuar auditorías y solicitando los antecedentes que estime necesarios. Asimismo, deberá publicar y mantener actualizada la información que permita reproducir la determinación de los respectivos costos, debiendo adoptar las medidas necesarias para resguardar la confidencialidad y reserva de aquella información cuya publicidad, comunicación o conocimiento afecte el debido cumplimiento de sus funciones o derechos de las personas, especialmente en el ámbito de su vida privada o derechos de carácter comercial o económico.

**Artículo 63.-** Los Coordinados, que no operen con Autodespacho, deberán declarar los costos de partida y detención de sus unidades generadoras a efectos de ser considerados por el Coordinador en la determinación de la programación de la operación del sistema. Los costos de partida y detención deberán considerar, entre otros, los costos de combustible y consumos específicos del proceso de partida de una unidad generadora, de acuerdo a las definiciones establecidas en la norma técnica. Los costos de partida y detención no formarán parte de la determinación de costos variables señaladas en el artículo precedente.

Los costos de partida y detención no deberán ser considerados en la determinación del costo marginal del sistema. Sin perjuicio de lo anterior, aquellas unidades generadoras que realicen el proceso de partida o detención para inyectar su energía al sistema y cuya remuneración a costo marginal no permita cubrir dichos costos, deberán ser remuneradas por los costos de operación incurridos en el señalado proceso. Estos costos deberán ser pagados por las Empresas Generadoras que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, a prorrata de sus retiros físicos de energía.

## CAPÍTULO 3

## DEL PRONÓSTICO CENTRALIZADO DE GENERACIÓN

**Artículo 64.-** El Coordinador deberá elaborar un pronóstico centralizado de generación renovable con recursos primarios variables, con el objetivo de representar adecuadamente la operación real de las unidades generadoras que utilizan estos recursos. Para ello, deberá utilizar modelos que consideren aspectos tales como variables meteorológicas, información en tiempo real, aspectos geográficos, pronósticos enviados por los Coordinados, pronósticos elaborados por terceros, estadística de generación y demanda, disponibilidad de recursos, entre otros. Este pronóstico deberá ser utilizado en las respectivas etapas del proceso de programación de la operación según corresponda, de acuerdo a lo establecido en el presente Título.

**Artículo 65.-** Se entenderá como generación renovable con recursos primarios variables a aquella cuya fuente de energía primaria sea solar, eólica, hidráulica y de los mares.

**Artículo 66.-** El Coordinador deberá considerar la proyección de los caudales afluentes y disponibilidad del recurso hídrico. Para ello, deberá elaborar y utilizar una metodología para proyectar caudales afluentes de las distintas centrales hidroeléctricas del Sistema Eléctrico Nacional, considerando, entre otros antecedentes, pronósticos de deshielo, variables meteorológicas, configuración de las cuencas hídricas e información estadística relevante.

Asimismo, el Coordinador deberá considerar para el pronóstico centralizado de generación renovable con recursos primarios variables, la proyección de la energía afluente de recursos primarios variables para Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y Centrales Renovables con Capacidad de Regulación.

**Artículo 67.-** Para efectos de dar cumplimiento a lo indicado en el presente Capítulo, los Coordinados de unidades de generación renovable con recursos primarios variables deberán, en conformidad a lo dispuesto en la norma técnica:

a. Disponer de equipamiento para realizar mediciones del recurso primario y otras variables meteorológicas;

b. Informar características de diseño de la instalación de generación;

c. Enviar al Coordinador información estadística y en tiempo real de, al menos, lo siguiente:

i. Disponibilidad de generación eléctrica, considerando sólo las restricciones del medio de generación, tales como falla en alguno de sus componentes o detenciones programadas de unidades y no otras ajenas a él, como por ejemplo, restricciones del sistema de transmisión;

ii. La energía afluente de su recurso primario variable, para Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y Centrales Renovables con Capacidad de Regulación;

iii. Generación eléctrica inyectada al sistema; y

iv. Información de variables meteorológicas, hidrológicas y oceanográficas, según corresponda a la tecnología de generación.

d. Elaborar y enviar un pronóstico propio de disponibilidad de generación eléctrica para sus unidades de generación;

e. Elaborar y enviar un pronóstico de energía afluente de su recurso primario variable, para Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y Centrales Renovables con Capacidad de Regulación, exceptuando a las centrales hidroeléctricas;

f. Detectar e informar al Coordinador en caso de prever la ocurrencia de rampas de producción en el corto plazo; y

g. Detectar e informar al Coordinador modificaciones significativas al pronóstico enviado.

Adicionalmente, los Coordinados de centrales hidroeléctricas deberán, al menos:

a. Disponer de equipamiento para la medición de caudales de los afluentes de sus respectivas instalaciones, así como también de equipamientos que permitan medir temperatura, presión, precipitaciones, nivel de nieve, entre otros;

b. Entregar e informar al Coordinador los convenios de riego o acuerdos operativos que afecten la disponibilidad del recurso primario, así como cualquier modificación de los mismos;

c. Entregar al Coordinador información de la energía afluente histórica con caudales o energía afluentes en régimen natural y aprovechable; y

d. Informar al Coordinador las matrices de generación con caudales afluentes en régimen natural y aprovechable, justificadas en estudios hidrológicos realizados al efecto.

**Artículo 68.-** El pronóstico enviado por cada Coordinado a que se refiere el artículo anterior, deberá procurar minimizar el error respecto de la disponibilidad de generación eléctrica en la operación real.

**Artículo 69.-** Para el cumplimiento de las obligaciones señaladas en el presente Capítulo, los Coordinados podrán realizar acciones conjuntas con otros Coordinados, tales como el uso de equipamiento común, elaboración de pronóstico de generación conjunta, entre otros, previa autorización del Coordinador y en tanto se cumpla la operación segura y económica y lo establecido en la norma técnica.

El Coordinador podrá elaborar o contratar la elaboración de estudios para proyectar caudales afluentes de las centrales hidroeléctricas del Sistema Eléctrico Nacional, considerando, al menos, pronósticos de deshielo, variables meteorológicas, configuración de cuencas, e información estadística relevante.

**Artículo 70.-** Asimismo, el Coordinador deberá realizar o contratar la realización de estudios que le permitan contar con pronósticos de deshielo para las distintas centrales hidroeléctricas del Sistema Eléctrico Nacional que lo requieran.

**Artículo 71.-** El Coordinador deberá analizar y evaluar los pronósticos enviados por los Coordinados de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 67 del presente reglamento y definir su incorporación en el modelo utilizado para la elaboración del pronóstico centralizado. Este modelo deberá procurar la minimización de las desviaciones entre sus resultados y la disponibilidad de generación eléctrica.

**Artículo 72.-** No obstante las obligaciones de los Coordinados respecto a disponer de equipamiento y del deber de informar según lo dispuesto en el presente Título, el Coordinador podrá disponer y operar directamente equipamiento que permita monitorear las variables relevantes que incidan en la elaboración del pronóstico centralizado de generación renovable con recursos primarios variables, tales como temperatura, caudales, nivel de irradiación, velocidad del viento, entre otras, en conformidad con la respectiva norma técnica.

**Artículo 73.-** Para el caso de los Pequeños Medios de Generación Distribuida y Pequeños Medios de Generación, les aplicarán las disposiciones establecidas en el citado Decreto Supremo N° 244, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, o aquel que lo reemplace.

**Artículo 74.-** El Coordinador podrá solicitar a los Coordinados, según corresponda, información respecto a las desviaciones ocurridas:

- a. Entre la disponibilidad de generación eléctrica durante la operación real y sus pronósticos de generación de energía eléctrica; y
- b. Entre la energía afluente durante la operación real y el respectivo pronóstico de energía afluente.

**Artículo 75.-** El Coordinador deberá publicar el pronóstico centralizado de generación renovable con recursos primarios variables, así como los antecedentes utilizados para la elaboración del mismo.

Asimismo, el Coordinador deberá elaborar índices de error, tanto de los pronósticos enviados por los Coordinados como del pronóstico centralizado, y deberá publicar reportes periódicos que den cuenta de las desviaciones respecto a la operación real de cada central, incorporando análisis que den cuenta de las causas de las desviaciones relevantes o reiteradas.

**Artículo 76.-** El Coordinador deberá incorporar en los reportes de desempeño a que se refiere el Capítulo 2 del Título V del presente reglamento, una evaluación independiente del desempeño de la metodología de pronóstico centralizado.

La norma técnica definirá estándares respecto a desviaciones, calidad de información y equipamiento para la correcta elaboración de los pronósticos.

#### CAPÍTULO 4

#### DE LA PROYECCIÓN CENTRALIZADA DE DEMANDA DE CLIENTES LIBRES Y REGULADOS

**Artículo 77.-** El Coordinador deberá elaborar una proyección centralizada de demanda de Clientes Libres y Regulados. Esta proyección deberá ser utilizada para la programación de la operación, en la forma y oportunidad que se detalla en el presente reglamento y en las normas técnicas respectivas. Asimismo, podrá utilizar dicha proyección en el desarrollo de los distintos procesos que efectúe para el cumplimiento de sus funciones.

**Artículo 78.-** La proyección centralizada de demanda podrá diferenciar distintas etapas de acuerdo a lo definido para la programación de la operación.

**Artículo 79.-** Para la elaboración de la proyección centralizada de demanda, el Coordinador deberá considerar, al menos, los siguientes aspectos:

- a. Información histórica de demanda;
- b. Información sobre generación en sistemas de distribución;

- c. Distintos tipos de clientes y sus patrones de consumo; y
- d. Condiciones meteorológicas.

Asimismo, el Coordinador podrá realizar estudios para el desarrollo del proceso de proyección de demanda.

**Artículo 80.-** Las Empresas Distribuidoras y los Clientes Libres conectados directamente a instalaciones de transmisión deberán enviar sus proyecciones de demanda al Coordinador, en la forma y oportunidad que éste determine.

**Artículo 81.-** No obstante las obligaciones de los Coordinados respecto a disponer de equipamiento y del deber de información según lo dispuesto en el presente reglamento, el Coordinador podrá disponer y operar directamente, a su costo y responsabilidad, equipamiento que permita monitorear las variables relevantes que incidan en la elaboración de la proyección de demanda, de acuerdo a lo establecido en la norma técnica.

**Artículo 82.-** El Coordinador, en la oportunidad y forma que éste determine, podrá solicitar a los Coordinados, información respecto a las desviaciones ocurridas entre los resultados de la operación real y la proyección de demanda informada.

**Artículo 83.-** El Coordinador deberá elaborar índices de desviaciones de las proyecciones de demanda, y deberá publicar reportes periódicos que den cuenta de estas desviaciones respecto a la operación real, tanto de las proyecciones enviadas por los Coordinados, como de la elaborada por el Coordinador. La norma técnica definirá estándares respecto a desviaciones y calidad de información.

## CAPÍTULO 5

### DE LA PROGRAMACIÓN DE MANTENIMIENTOS Y SOLICITUDES DE TRABAJOS

**Artículo 84.-** El Coordinador formulará los programas de mantenimientos de las instalaciones sujetas a su coordinación. Asimismo, deberá programar y coordinar las solicitudes de trabajos en instalaciones sujetas a su coordinación, distintas a mantenimientos preventivos mayores, que emitan los Coordinados. Se entenderá por Mantenimiento Preventivo Mayor aquellos trabajos de mantenimiento programables que impliquen la indisponibilidad de instalaciones sujetas a Coordinación, de conformidad a lo establecido en la norma técnica.

Tanto los mantenimientos como los trabajos en instalaciones deberán ser considerados por el Coordinador para efectos de la programación de la operación, en las etapas que correspondan.

**Artículo 85.-** El Coordinador deberá planificar y coordinar el Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor de las instalaciones que se encuentren sujetas a su coordinación, verificando que este programa preserve la seguridad y calidad de servicio y permita la minimización de costos de operación de la programación de la operación.

Para dichos efectos, los Coordinados presentarán al Coordinador, en la oportunidad y forma que determine la norma técnica, solicitudes de mantenimiento mayor de sus instalaciones sujetas a coordinación, los cuales serán un insumo para el proceso de programación de mantenimientos que realice el Coordinador.

Para la elaboración del Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor el Coordinador podrá aprobar, modificar o rechazar fundadamente las solicitudes de los coordinados para la realización de mantenimientos.

**Artículo 86.-** El Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor podrá ser actualizado por el Coordinador en atención a modificaciones en las condiciones de operación del sistema eléctrico o frente a cambios en las condiciones bajo las cuales se autorizaron las solicitudes de los Coordinados, así como también frente a otras circunstancias que impliquen desviaciones importantes respecto de las variables tenidas a la vista en la programación de la operación.

**Artículo 87.-** El Coordinador deberá comunicar el Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor a los Coordinados, quienes podrán efectuar observaciones a dicho programa en la forma y oportunidad que éste señale.

El Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor definitivo deberá ser informado a los Coordinados y quedará disponible en el sitio web del Coordinador.

**Artículo 88.-** Los Coordinados deberán presentar al Coordinador, en conformidad a lo establecido en la norma técnica, solicitudes de trabajos en sus instalaciones sujetas a coordinación, que comprendan las acciones de intervención, conexión y desconexión de instalaciones con el propósito de llevar a cabo trabajos, conexiones y pruebas de instalaciones, así como cualquier otra intervención en dichas instalaciones.

El Coordinador deberá analizar, evaluar y coordinar las solicitudes de trabajo de los Coordinados para efectos de su incorporación en la programación de la operación, pudiendo rechazar o aprobar las solicitudes, informando tales acciones a los Coordinados.

Los resultados de la coordinación de estos trabajos deberán ser utilizados como antecedentes para la realización o actualización de la programación de la operación en los horizontes de tiempo que correspondan.

**Artículo 89.-** Para el caso de los Pequeños Medios de Generación Distribuida, les aplicarán las disposiciones establecidas en el citado Decreto Supremo N° 244, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, o aquel que lo reemplace.

## CAPÍTULO 6

### DEL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

**Artículo 90.-** Los Sistemas de Almacenamiento de Energía interconectados al sistema eléctrico podrán destinarse a la prestación de Servicios Complementarios, incorporarse como infraestructura asociada a los sistemas de transmisión o para el arbitraje de precios de energía. A efectos de ser considerados Sistemas de Almacenamiento de Energía, éstos no deberán contar con energías afluentes superiores al nivel de pérdidas del proceso de almacenamiento. No se deberá considerar como energía afluente a los retiros efectuados para el proceso de almacenamiento.

**Artículo 91.-** Los Coordinados de Sistemas de Almacenamiento de Energía y de Centrales con Almacenamiento por Bombeo estarán habilitados para efectuar retiros desde el sistema eléctrico para el proceso de almacenamiento, de acuerdo a lo establecido en el presente reglamento y demás normativa vigente. Asimismo, las inyecciones de estas instalaciones serán determinadas por el Coordinador en cumplimiento de lo señalado en el artículo 72°-1 de la Ley.

**Artículo 92.-** En los Sistemas de Almacenamiento de Energía y en las Centrales con Almacenamiento por Bombeo, se distinguirán dos modos de operación, denominados Modo Retiro y Modo Inyección, los que deberán efectuarse a través del mismo punto de conexión al sistema eléctrico, de forma tal que ambos no puedan ocurrir en forma simultánea. El Modo Retiro corresponde a aquel en el que se transforma la energía eléctrica retirada desde el sistema eléctrico, en otro tipo de energía para su almacenamiento. Por su parte, el Modo Inyección corresponde a aquel en el que se transforma la energía previamente almacenada, proveniente de retiros de energía para almacenamiento, en energía eléctrica para su inyección al sistema eléctrico.

**Artículo 93.-** Los retiros de energía desde el sistema eléctrico efectuados para el proceso de almacenamiento, estarán destinados exclusivamente a la operación en Modo Retiro, y no podrán ser destinados a la comercialización con Empresas Distribuidoras o Clientes Libres.

**Artículo 94.-** Las inyecciones y retiros de energía realizados para el proceso de almacenamiento y destinados al arbitraje de precios de energía, deberán ser asignados al Coordinado del respectivo Sistema de Almacenamiento de Energía o Centrales con Almacenamiento por Bombeo, al costo marginal de las respectivas barras de inyección y retiro, para los efectos del mercado de corto plazo.

**Artículo 95.-** Los Coordinados titulares únicamente de Sistemas de Almacenamiento de Energía no podrán efectuar retiros desde el sistema eléctrico para comercializar con Empresas Distribuidoras o Clientes Libres.

**Artículo 96.-** El Coordinador podrá instruir el cambio del modo de operación de un Sistema de Almacenamiento de Energía o de una Central con Almacenamiento por Bombeo en virtud del cumplimiento de la obligación de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.

**Artículo 97.-** Los retiros de energía para el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales. Para tal efecto, los señalados retiros no se considerarán para:

- a. La acreditación del cumplimiento de la obligación a que se refiere el artículo 150° bis de la Ley;
- b. El pago correspondiente a clientes finales por uso de los sistemas de transmisión;
- c. La asignación que se origine a partir del mecanismo de estabilización de precios a que puedan optar los Pequeños Medios de Generación y Pequeños Medios de Generación Distribuida establecidos en la Ley;
- d. El cálculo de las prorratas de la asignación de los certificados emitidos producto de la inyección de energía licitada y efectivamente inyectada a que se refiere el inciso tercero del artículo 150° ter de la Ley, y
- e. El pago asociado a clientes finales por concepto de Servicios Complementarios, de acuerdo a la normativa vigente.

**Artículo 98.-** Los Coordinados titulares de Sistemas de Almacenamiento de Energía destinados al arbitraje de precios de energía o de Centrales con Almacenamiento por Bombeo, deberán comunicar al Coordinador un programa de retiros, en la forma, periodicidad y oportunidad de acuerdo a la respectiva norma técnica. El programa de retiros deberá especificar el nivel estimado de retiro de energía eléctrica, con una resolución al menos horaria, para todas las horas en un determinado horizonte de tiempo, que deberá ser determinado por el Coordinador de acuerdo con las características técnicas y el impacto sistémico de la operación esperada de la respectiva instalación.

**Artículo 99.-** El Coordinador deberá determinar un programa eficiente con los niveles óptimos de inyecciones y retiros para el Sistema de Almacenamiento de Energía o Central con Almacenamiento por Bombeo que, preservando la seguridad de servicio del sistema eléctrico, minimice el costo total actualizado de abastecimiento. El Coordinador deberá comparar los niveles de retiro del programa eficiente de inyecciones y retiros determinado previamente, con los indicados en el programa de retiros presentado por el Coordinado respectivo. Del resultado de esta comparación, deberán ser calificadas por el Coordinador como horas que no contribuyen a la operación económica y segura del sistema, aquellas horas del programa de retiros presentado por el titular, que tengan niveles de retiro superiores a las del programa eficiente de inyecciones y retiros.

A partir de lo anterior, el Coordinador entregará al Coordinado el programa eficiente de inyecciones y retiros, la calificación de las horas de acuerdo a lo dispuesto en el inciso anterior y una propuesta de modificación del programa de retiros entregado inicialmente por el Coordinado.

Una vez conocida la propuesta elaborada por el Coordinador, el Coordinado deberá informar a éste un programa definitivo de retiros que especifique el nivel de retiro de energía, con una resolución al menos horaria, para todas las horas en el horizonte de tiempo determinado por el Coordinador. Este programa definitivo de retiros será incorporado en la programación de la operación.

**Artículo 100.-** Sin perjuicio de lo señalado en los artículos precedentes, el Coordinado de un Sistema de Almacenamiento de Energía destinado al arbitraje de precios de energía o Central con Almacenamiento por Bombeo, podrá solicitar al Coordinador, en la forma y oportunidad que defina la norma técnica, su operación centralizada en Modo Retiro, en cuyo caso el Coordinador determinará los niveles de retiro para almacenamiento. En este caso, los saldos que se originen a partir de las inyecciones y retiros valorizados del Sistema de Almacenamiento de Energía o Central con Almacenamiento por Bombeo, y que se produzcan a raíz de la operación centralizada de ambos modos, serán de cargo del Coordinado respectivo y deberán ser considerados en los balances de transferencias de energía correspondientes.

**Artículo 101.-** La oportunidad y forma en que se deberá realizar los procesos señalados en los artículos anteriores, así como los antecedentes que deban aportar los Coordinados respectivos, serán determinados por el Coordinador, teniendo en consideración las características técnicas de cada instalación y su impacto sobre la operación del sistema eléctrico, en conformidad con lo establecido en la norma técnica.

**Artículo 102.-** El Coordinador deberá comparar la operación en tiempo real del Sistema de Almacenamiento de Energía o Central con Almacenamiento por Bombeo, con el programa

eficiente de inyecciones y retiros, y, del resultado de esta comparación, deberá calificar como horas que no contribuyen a la operación económica y segura del sistema, aquellas horas en que la operación real de la instalación respectiva haya implicado un mayor nivel de retiro horario de potencia desde el sistema eléctrico que el definido en el señalado programa para dicha hora.

**Artículo 103.-** El Coordinador deberá incorporar en la programación de la operación a los Sistemas de Almacenamiento de Energía destinados al arbitraje de precios de energía y a las Centrales con Almacenamiento por Bombeo. Para tales efectos, el Coordinador deberá optar por una de las siguientes metodologías en lo referente a su Modo Inyección:

a. Considerar la inyección del Sistema de Almacenamiento de Energía o Central con Almacenamiento por Bombeo en el listado de prioridad de colocación con un costo variable determinado por el Coordinador en los términos señalados en el artículo 105 del presente reglamento; o

b. Determinar la colocación de la energía almacenada en el Sistema de Almacenamiento de Energía o en la Central con Almacenamiento por Bombeo en un determinado horizonte de tiempo, minimizando el costo total de operación y falla, y preservando la seguridad del sistema. En este caso, para efectos de la programación de la operación, el Coordinador deberá determinar un valor para la energía almacenada. Este valor no podrá ser inferior al costo variable calculado según lo dispuesto en el artículo 105 del presente reglamento, y deberá ser considerado para la instalación respectiva en el listado de prioridad de colocación.

La metodología que defina el Coordinador deberá ser informada al titular respectivo, antes del inicio de la puesta en servicio de sus instalaciones. El titular respectivo podrá solicitar al Coordinador la definición de la metodología, una vez que su instalación haya sido declarada en construcción, quien deberá pronunciarse al respecto en un plazo de 30 días contados desde la solicitud respectiva. Esta metodología podrá ser modificada por el Coordinador, con posterioridad a la entrada en operación, lo que deberá ser debidamente justificado por éste y solo en atención a cambios relevantes en las condiciones de operación del sistema eléctrico o de la instalación correspondiente.

**Artículo 104.-** Para la determinación de la metodología señalada en el artículo precedente, el Coordinador considerará, al menos, las siguientes características del correspondiente Sistema de Almacenamiento de Energía o Central con Almacenamiento por Bombeo:

- a. Capacidad de almacenamiento;
- b. Nivel o volumen de energía almacenada;
- c. Potencia nominal en Modo Inyección;
- d. Operación esperada de la instalación; y
- e. Impacto en la seguridad o eficiencia económica en el sistema eléctrico.

Adicionalmente, para Centrales con Almacenamiento por Bombeo, deberá considerar las estadísticas y pronósticos de energía afluente y la proporción de la energía afluente y de la energía retirada, respecto de la capacidad de almacenamiento.

**Artículo 105.-** El costo variable de un Sistema de Almacenamiento de Energía dedicado al arbitraje de precios de energía o Central con Almacenamiento por Bombeo, será determinado por el Coordinador, considerando los distintos costos incurridos para permitir el almacenamiento de energía, y su posterior uso para la inyección de electricidad, incluyendo las pérdidas asociadas a dicho proceso, durante la ventana de valorización. Adicionalmente, para Centrales con Almacenamiento por Bombeo deberá considerar la proporción que la energía retirada para almacenamiento representa respecto del total de energía almacenada en la central.

El costo variable de un Sistema de Almacenamiento de Energía será igual al cociente entre la valorización de energía retirada desde el sistema eléctrico, para el proceso de almacenamiento durante la ventana de valorización, al costo marginal de la barra de retiro respectiva, y la energía retirada para almacenamiento en igual período, ajustado por un factor que refleje la totalidad de las pérdidas de energía en que se incurre en los procesos de retiro, almacenamiento e inyección de energía eléctrica. Dicho factor deberá ser determinado por el Coordinador, según lo establecido en la norma técnica.

El costo variable de una Central con Almacenamiento por Bombeo será igual al cociente entre la valorización de energía retirada desde el sistema eléctrico para el proceso de almacenamiento durante la ventana de valorización, al costo marginal de la barra de retiro de la

Central con Almacenamiento por Bombeo, y la energía retirada para almacenamiento en igual período, multiplicado por el cociente entre la energía retirada para almacenamiento durante la ventana de valorización y el total de energía almacenada durante dicha ventana, y ajustado por un factor que refleje las pérdidas de energía en los mismos términos señalados en el inciso precedente.

En caso que corresponda, deberá considerar además el costo variable no combustible, en conformidad con lo establecido en la norma técnica respectiva.

**Artículo 106.-** La ventana de valorización corresponderá al período de tiempo en el que se efectúan retiros de energía para el proceso de almacenamiento considerado para el cálculo del costo variable del Sistema de Almacenamiento de Energía destinado al arbitraje de precios de energía o Central con Almacenamiento por Bombeo. Esta ventana deberá ser determinada por el Coordinador de acuerdo a lo establecido en la norma técnica, considerando la utilización óptima del recurso gestionable, y deberá considerar sólo aquellas horas en que se hayan realizado retiros de energía desde el sistema eléctrico para el proceso de almacenamiento, la capacidad de almacenamiento y regulación de la instalación, su potencia nominal en distintos modos de operación, entre otros criterios técnicos, de forma tal de reflejar el costo total de la energía almacenada.

El Coordinador respectivo, durante el período de puesta en servicio de la instalación, podrá proponer al Coordinador una ventana de valorización. El Coordinador podrá aceptar, rechazar o modificar la propuesta presentada por el titular, en función de la verificación del aprovechamiento óptimo de los recursos energéticos para minimizar el costo total de abastecimiento del sistema.

**Artículo 107.-** Los Coordinados de un Sistema de Almacenamiento de Energía o Central con Almacenamiento por Bombeo, podrán solicitar justificadamente al Coordinador ajustar la ventana de valorización, quien deberá evaluar si dicho ajuste permite una mejor utilización de los recursos disponibles de acuerdo a las condiciones que se prevean en el sistema.

Con todo, el Coordinador podrá de oficio modificar la ventana de valorización en forma temporal o permanente, en atención a modificaciones relevantes en las condiciones de operación del sistema eléctrico y considerando la utilización óptima del recurso gestionable.

**Artículo 108.-** El Coordinado de un Sistema de Almacenamiento de Energía o Central con Almacenamiento por Bombeo deberá informar al Coordinador respecto de la ocurrencia de condiciones especiales de operación en sus instalaciones, a efectos de ser consideradas en la programación de la operación o en la operación real de las mismas. Estas condiciones especiales de operación serán definidas en la respectiva norma técnica.

**Artículo 109.-** La operación de los Sistemas de Almacenamiento de Energía que forman parte de la infraestructura de transmisión asociada al proceso de planificación de la transmisión a que se refiere el artículo 87° de la Ley o como resultado de licitaciones de Servicios Complementarios o de una instrucción de prestación directa del Coordinador, que involucre nueva infraestructura, en la proporción adjudicada que corresponda, será centralizada y determinada por el Coordinador en función del cumplimiento de la minimización del costo total de abastecimiento, y la preservación de la seguridad en el sistema eléctrico, considerando las exigencias y condiciones de operación establecidas para estas instalaciones en la normativa vigente.

Los Coordinados titulares de dichos Sistemas de Almacenamiento de Energía, no participarán en los balances de transferencias por las inyecciones y retiros asociadas a la operación señalada en el inciso anterior. Los saldos que se produzcan a partir de dicha operación deberán ser asignados a las Empresas Generadoras que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, sean éstos libres o regulados, a prorrata de sus retiros físicos de energía. Las Empresas Generadoras deberán traspasar los montos a los titulares de los Sistemas de Almacenamiento de Energía o de las obras de expansión de la transmisión, según corresponda, y deberán ser considerados en la determinación del cálculo del siguiente cargo único a que se refiere el artículo 115° de la Ley.

**Artículo 110.-** En las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento se distinguen tres modos de operación. El Modo Carga, es aquel en el cual se transforma parte de la energía eléctrica producida en su componente de generación en otro tipo de energía para su almacenamiento; el Modo Descarga, mediante el cual se transforma la energía previamente almacenada en la componente de almacenamiento, en energía eléctrica para su inyección al

sistema eléctrico; y el Modo Generación Directa, en el que se inyecta energía al sistema eléctrico desde su componente de generación, sin haber pasado previamente por un proceso de almacenamiento.

Se entenderá que la energía almacenada proviene exclusivamente de lo producido por la componente de generación. Sin perjuicio de lo anterior, excepcionalmente el Coordinador podrá instruir retiros desde el sistema eléctrico en virtud de la obligación de preservar la seguridad y calidad de servicio, en caso de existir factibilidad técnica para ello.

**Artículo 111.-** Los modos de operación señalados en el artículo precedente podrán ocurrir simultáneamente cuando la tecnología que disponga la central y la capacidad de conexión al sistema eléctrico lo permitan. La simultaneidad de los Modos de Descarga y Generación Directa, deberá ser considerada en la determinación de la potencia a utilizar en la programación de la operación.

**Artículo 112.-** El Coordinador deberá incorporar en la programación de la operación a las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, optando por alguna de las siguientes metodologías:

a. Considerar la central en la lista de prioridad de colocación con un costo igual a su costo variable declarado; o

b. Determinar la colocación óptima de la energía almacenada en la central en un determinado horizonte de tiempo, minimizando el costo total de abastecimiento, y preservando la seguridad del sistema, mediante un programa de generación eficiente. Para estos efectos, el Coordinador deberá determinar un valor a la energía almacenada en la central, el que no podrá ser inferior al costo variable declarado, y será el valor con que se incorpore la central en la lista de prioridad de colocación.

La metodología que defina el Coordinador deberá ser informada al titular respectivo, antes del inicio de la puesta en servicio de sus instalaciones y considerando los antecedentes técnicos presentados por el titular. Esta metodología podrá ser modificada por el Coordinador, con posterioridad a la entrada en operación, y solo en atención a cambios relevantes en las condiciones de operación del sistema eléctrico o de la instalación correspondiente.

**Artículo 113.-** Para la determinación de la metodología señalada en el artículo precedente, así como del programa de generación eficiente, el Coordinador considerará, al menos, las siguientes características de las Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento:

- a. Capacidad de almacenamiento;
- b. Nivel o volumen de energía almacenada;
- c. Pronóstico de generación y de energías afluentes;
- d. Potencia nominal de las componentes de generación y almacenamiento;
- e. Operación esperada de la central; y
- f. Impacto en la seguridad o eficiencia económica en el sistema eléctrico.

**Artículo 114.-** El Coordinador podrá instruir el cambio del modo de operación de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento en virtud del cumplimiento de la obligación de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.

**Artículo 115.-** El Coordinado de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento deberá informar al Coordinador, de acuerdo a lo indicado en la norma técnica, sus pronósticos de generación, considerando la gestión temporal de la energía que corresponda realizar de acuerdo a la metodología señalada en el artículo 112 del presente reglamento. El Coordinador deberá considerar, en la elaboración del pronóstico centralizado de generación renovable, la operación esperada de este tipo de centrales en sus distintos modos de operación.

**Artículo 116.-** Los Coordinados de las instalaciones a que hace referencia el presente Capítulo deberán poner en conocimiento del Coordinador, cuando éste lo requiera para el cumplimiento de sus funciones, toda la información necesaria respecto de niveles o estados de carga, niveles máximos y mínimos de almacenamiento, características técnicas de las instalaciones, entre otros.

## CAPÍTULO 7

## DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

**Artículo 117.-** El Coordinador, a través de las funciones de despacho y control, deberá supervisar y coordinar en tiempo real la operación de las instalaciones sujetas a coordinación de acuerdo a los resultados de la programación de la operación.

Para estos efectos, el Coordinador deberá, al menos:

- a. Impartir a los Coordinados las instrucciones necesarias para el cumplimiento de los programas definidos para la operación.
- b. Supervisar y controlar el comportamiento de las variables eléctricas en el conjunto de instalaciones sujetas a coordinación, verificando que se mantengan dentro de los rangos de operación definidos por las normas técnicas correspondientes;
- c. Coordinar la provisión de Servicios Complementarios que el sistema eléctrico requiere, realizando la compatibilización entre la programación de la operación y los criterios definidos para la provisión de dichos servicios;
- d. Supervisar el comportamiento de la demanda y generación, tomando medidas correctivas respecto de la programación de la operación en atención a actualizaciones de los pronósticos de que disponga;
- e. Coordinar y supervisar la aplicación del plan de recuperación de servicio;
- f. Corregir los desvíos que existan respecto a la programación de la operación;
- g. Adoptar las medidas pertinentes ante fallas en el sistema eléctrico;
- h. Coordinar la desconexión de instalaciones en caso que la operación de las mismas ponga en riesgo la seguridad y calidad de servicio del sistema;
- i. Actualizar la programación de la operación en atención a cambios relevantes en las condiciones operacionales del sistema no considerados por ésta;
- j. Implementar esquemas de control automático que optimicen la operación del sistema eléctrico;
- k. Supervisar la operación de los Pequeños Medios de Generación que operen con Autodespacho;
- l. Monitorear variables meteorológicas que incidan en la operación real del sistema, tales como temperatura y precipitaciones;
- m. Mantener informados a los Coordinados respecto de la condición operativa del sistema en su conjunto o de sus instalaciones;
- n. Coordinar la ejecución de las solicitudes de trabajos; y
- o. Coordinar e instruir acciones a efectos de preservar la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico.

Sin perjuicio de lo anterior, le corresponderá a cada Coordinado efectuar bajo su propia responsabilidad, las maniobras efectivas de operación de las instalaciones.

**Artículo 118.-** El Coordinador deberá adoptar las decisiones que se requieran para la aplicación de las metodologías, esquemas de medición, protocolos de comunicación u otras materias técnicas relativas a la operación en tiempo real del sistema eléctrico.

Asimismo, el Coordinador deberá disponer de sistemas de información y comunicación que permitan efectuar las funciones relativas a la operación en tiempo real, para lo cual deberá contar, al menos, con sistemas de información en tiempo real, sistemas de comunicaciones de voz operativas y sistemas de monitoreo. Por su parte, los Coordinados deberán disponer del equipamiento necesario para la integración a los sistemas de información y comunicación que determine la norma técnica.

**Artículo 119.-** El Coordinador deberá realizar la supervisión y coordinación de la operación en tiempo real del Sistema Eléctrico Nacional a través de un Centro de Despacho y Control, en adelante e indistintamente CDC.

Adicionalmente, por seguridad, el Coordinador deberá contar con, al menos, un CDC de respaldo ubicado en un área geográfica que permita garantizar la continuidad de la función de supervisión y control que corresponde.

Sin perjuicio de lo señalado en los incisos anteriores, el Coordinador podrá contar con Centros de Despacho y Control Regionales, los cuales podrán abarcar territorialmente una o más regiones o áreas geográficas y deberán contar con las instalaciones necesarias para permitir la

operación descentralizada del respectivo sistema, pudiendo ser uno de aquellos el CDC de respaldo.

Le corresponderá al Coordinador definir la estructura y organización de estos Centros de Despacho y Control Regionales, los que en todo caso dependerán directamente del CDC. Asimismo, el Coordinador deberá definir el área geográfica sujeta a coordinación de los respectivos Centros de Despacho y Control Regionales, así como adoptar todas las medidas necesarias para asegurar el cumplimiento de los fines de la coordinación señalados en el artículo 5 del presente reglamento.

**Artículo 120.-** Los Coordinados deberán asegurar que sus instalaciones sujetas a coordinación sean operadas mediante Centros de Control, los cuales se coordinarán en tiempo real con el CDC con el fin de cumplir sus instrucciones y proporcionar a éste la información necesaria para la operación del sistema.

Los Centros de Control deberán cumplir los requerimientos técnicos, tales como los relativos a su ubicación, idioma en el cual se realicen las comunicaciones, protocolos de comunicación, calidad de la información, tiempos de respuesta, sitios y equipamientos de respaldo, entre otros, en conformidad con la norma técnica respectiva, la que deberá considerar las características de las instalaciones de los Coordinados, su tamaño, el impacto sistémico de la operación de éstas, entre otros.

**Artículo 121.-** Sin perjuicio de lo establecido en el artículo anterior, los Coordinados podrán operar en tiempo real sus instalaciones a través de un Centro de Control común que opere simultáneamente instalaciones de más de un Coordinado, previa autorización del Coordinador. Para estos efectos, los Coordinados correspondientes deberán presentar al Coordinador los antecedentes necesarios que den cuenta de que el representante del Centro de Control común efectuará la operación de las instalaciones cumpliendo las instrucciones del Coordinador. No obstante lo anterior, el Coordinado será responsable, en todo momento e individualmente, por el cumplimiento de todas las obligaciones relativas a sus instalaciones, según lo establecido en el artículo 72°-14 de la Ley y en el artículo 14 del presente reglamento.

**Artículo 122.-** Los Coordinados, a través de sus Centros de Control, deberán proporcionar al Coordinador toda la información en tiempo real necesaria para la supervisión y coordinación de las instalaciones sujetas a coordinación, la que deberá ser consistente con la información técnica entregada por éstos para todos los otros procesos que lleve a cabo el Coordinador, quien a su vez deberá resguardar, en todo momento, la coherencia y consistencia de la información entregada y realizar los ajustes o actualizaciones que correspondan.

**Artículo 123.-** Será responsabilidad de los Coordinados, a través de sus Centros de Control, mantener debidamente informado al CDC de las restricciones operacionales o limitaciones que se presenten en sus instalaciones y que puedan afectar su operación o la seguridad del sistema eléctrico, de modo que se puedan ejercer las medidas correctivas oportunamente.

Cualquier limitación no incluida en la programación de la operación, así como cualquier falla que afecte a una instalación sujeta a coordinación, deberá ser comunicada al Coordinador a través del respectivo Centro de Control.

**Artículo 124.-** El Coordinador, a través del o los Centros de Despacho y Control, deberá llevar el registro de eventos e informaciones relevantes de la operación en tiempo real, tales como:

- a. Modificaciones y desviaciones respecto de la programación de la operación;
- b. Estados operativos de instalaciones del sistema, en particular de unidades generadoras, Sistemas de Almacenamiento de Energía, instalaciones de transmisión e instalaciones para la prestación de Servicios Complementarios;
- c. Rampas de incremento o reducción de generación y demanda;
- d. Fallas de instalaciones sujetas a coordinación;
- e. Declaraciones y cancelaciones de condiciones especiales de operación;
- f. Provisión efectiva de Servicios Complementarios;
- g. Niveles de demanda eléctrica con resolución al menos horaria;
- h. Declaración y cancelación de limitaciones de operación;
- i. Operación de instalaciones por instrucciones de seguridad; y
- j. Interconexión, desconexión, reposición y reconexión de instalaciones.

**Artículo 125.-** Los Centros de Control deberán mantener permanentemente informado al CDC respecto de la siguiente información:

- a. Condiciones especiales de operación de centrales generadoras;
- b. Fallas de instalaciones sujetas a coordinación;
- c. Limitaciones de instalaciones sujetas a coordinación; y
- d. Desconexión de instalaciones.

**Artículo 126.-** El Coordinador deberá registrar las desviaciones que se produzcan entre la operación en tiempo real y la programada, con justificación de aquellas más relevantes, debiendo adoptar las medidas correctivas que correspondan en la programación de la operación.

**Artículo 127.-** La Solicitud de Curso Forzoso se entenderá como una solicitud de trabajo de carácter urgente para la realización de trabajos que no puedan ser programados de acuerdo a lo establecido en el artículo 84 del presente reglamento, y que de no realizarse pueda implicar un riesgo inminente a la seguridad de las personas, la continuidad del suministro eléctrico, el cumplimiento de restricciones ambientales, daños a las instalaciones u otro riesgo de carácter similar y que, por lo tanto, no puede ser postergada.

Cualquier Solicitud de Curso Forzoso que realice un Coordinado para una instalación, deberá ser justificada y comunicada al respectivo Centro de Despacho y Control por el Centro de Control correspondiente a la instalación afectada, la que deberá ser analizada por el Coordinador previamente a su incorporación en la operación.

El Coordinador podrá requerir al Coordinado solicitante información adicional para verificar que los trabajos indicados en la solicitud implican alguno de los riesgos señalados en el inciso primero u otro de carácter similar.

**Artículo 128.-** En forma previa al inicio de las acciones relacionadas con una solicitud de trabajo programada, el Centro de Control de la instalación correspondiente deberá solicitar la autorización del Coordinador, en conformidad con lo establecido en el artículo 88 del presente reglamento.

En casos justificados por condiciones de operación del sistema, el Coordinador podrá aplazar o rechazar fundadamente alguna desconexión o intervención programada que se encuentre aprobada en la programación de la operación.

**Artículo 129.-** El Coordinador deberá planificar y efectuar las acciones necesarias para el restablecimiento del abastecimiento de energía eléctrica en caso de fallas en las instalaciones sujetas a coordinación que impliquen la interrupción del suministro, en conformidad a la normativa vigente.

El Coordinador deberá coordinar y dar las instrucciones necesarias a los Coordinados para el restablecimiento del servicio.

El Coordinador podrá definir que la aplicación de etapas o acciones establecidas para la recuperación de servicio se realice a través de Centros de Control de Coordinados que éste determine, con el fin de lograr la normalización del sistema en forma eficiente, reduciendo el número de comunicaciones, efectuando acciones simultáneas en distintas zonas del sistema eléctrico y disminuyendo los tiempos de recuperación de servicio.

Será responsabilidad de los Coordinados el cumplimiento de las instrucciones impartidas para el restablecimiento del servicio, debiendo justificar y comunicar todo cambio respecto de las estrategias para dicha recuperación.

## CAPÍTULO 8

### DE LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS MEDIANOS CON MÁS DE UNA EMPRESA GENERADORA

**Artículo 130.-** El Coordinador deberá efectuar la programación de la operación de las instalaciones de aquellos Sistemas Medianos en que exista más de una Empresa Generadora. Se entenderá que existe más de una Empresa Generadora cuando en un Sistema Mediano se encuentren operando dos o más empresas de generación de distinta propiedad, y que no revistan entre ellas el carácter de personas relacionadas en los términos del Título XV de la ley N° 18.045, sobre Mercados de Valores.

**Artículo 131.-** Las empresas que operen instalaciones de generación en Sistemas Medianos con más de una Empresa Generadora, deberán sujetarse a la programación de la operación que efectúe el Coordinador de acuerdo a la normativa vigente. Para estos efectos, estarán obligadas a proporcionar oportunamente al Coordinador y actualizar toda la información, en forma cabal, completa y veraz, que éste requiera para el cumplimiento de sus funciones.

El Coordinador podrá realizar auditorías a la información señalada en el inciso anterior.

**Artículo 132.-** El Coordinador deberá definir las metodologías, los modelos matemáticos, esquemas de medición y demás materias técnicas necesarias para ejecutar la programación de la operación en conformidad a la normativa vigente, debiendo considerar, al menos, los siguientes aspectos:

- a. Características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas;
- b. Disponibilidad y costos de combustibles o insumos primarios para generación eléctrica;
- c. Costos variables combustibles y no combustibles de las distintas unidades generadoras;
- d. Consumos específicos de combustibles para las distintas unidades generadoras;
- e. Requerimientos de seguridad, en particular niveles de reserva que cada unidad generadora debe aportar para cumplir con los requerimientos mínimos de reserva del sistema establecidos en la norma técnica;
- f. Estadísticas relevantes para las distintas fuentes de generación eléctrica;
- g. Proyección y modelación de la demanda eléctrica;
- h. Mantenimientos y trabajos que intervengan instalaciones afectando su disponibilidad o restringiendo la operación de las mismas;
- i. Información de desviaciones o cambios en las condiciones de operación del sistema; e
- j. Criterios y metodologías para la representación y operación de Sistemas de Almacenamiento de Energía.

Con todo, la frecuencia con que se realice el proceso de programación de la operación de Sistemas Medianos será al menos diaria.

**Artículo 133.-** Las Empresas Distribuidoras que operen en Sistemas Medianos con más de una Empresa Generadora, deberán informar al Coordinador las proyecciones de consumo eléctrico de sus clientes. Sobre la base de dicha información, el Coordinador elaborará una proyección de demanda eléctrica la que deberá incorporar en la programación de la operación.

**Artículo 134.-** Las Empresas Generadoras que operen en Sistemas Medianos con más de una Empresa Generadora, deberán informar al Coordinador las proyecciones de generación de las unidades de generación renovables con recursos primarios variables, la que deberá ser utilizada por el Coordinador para la elaboración de un pronóstico de generación.

**Artículo 135.-** La programación de la operación de los Sistemas Medianos deberá definir, al menos, lo siguiente:

- a. Niveles de generación de cada una de las unidades generadoras con una resolución al menos horaria;
- b. Retiros e inyecciones de energía de los Sistemas de Almacenamiento de Energía;
- c. Niveles de reserva por unidad generadora y verificación del requerimiento de reserva sistémico; y
- d. Listado de prioridad de colocación de las unidades generadoras en el horizonte y resolución que corresponda.

**Artículo 136.-** La programación de la operación de Sistemas Medianos deberá ser actualizada mediante un nuevo cálculo en atención a cambios relevantes en la operación esperada del sistema, contingencias o desviaciones importantes informadas al Coordinador. Los criterios que se utilicen para la actualización de este proceso y los canales de información que se requieran para ello se encontrarán en la respectiva norma técnica.

**Artículo 137.-** El Coordinador deberá velar por la transparencia del proceso, y los resultados deberán ser puestos en conocimiento de las empresas que conformen los respectivos Sistemas Medianos con más de una Empresa Generadora en el tiempo y forma que defina la norma técnica respectiva.

**Artículo 138.-** La operación en tiempo real de las instalaciones en estos sistemas será efectuada por los respectivos propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes operen o exploten a cualquier título las instalaciones correspondientes. Dicha operación deberá efectuarse conforme a la normativa vigente y a los criterios y resultados definidos por la programación de la operación de Sistemas Medianos, preservando la seguridad del sistema y garantizando la operación a mínimo costo, tomando conocimiento de las desviaciones que se produzcan y sus causas, e informando al Coordinador a efectos de que este pueda adoptar medidas conducentes a corregir las desviaciones indeseadas en las próximas programaciones.

#### TÍTULO IV

### DE LA COORDINACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

#### CAPÍTULO 1

#### ASPECTOS GENERALES

**Artículo 139.-** El Coordinador deberá determinar y coordinar las transferencias económicas entre las empresas sujetas a su coordinación, resultantes de la operación coordinada de las instalaciones interconectadas, en cumplimiento de los objetivos de la coordinación a que se refiere el artículo 72°-1 de la Ley, debiendo elaborar los balances de energía, potencia y servicios complementarios, lo que a efectos del presente reglamento se entenderá como Mercado de Corto Plazo.

Asimismo, le corresponderá al Coordinador la determinación y coordinación de los siguientes pagos u obligaciones:

- a. Pagos a los Coordinados de instalaciones de transmisión nacional, zonal, dedicada, para polos de desarrollo y de sistemas de interconexión internacional, según corresponda;
- b. Reliquidaciones entre Empresas Distribuidoras originadas por las diferencias de facturación producidas por la aplicación de los mecanismos de ajuste o recargo y de reconocimiento a la generación local a que se refiere el artículo 157° de la Ley y de equidad tarifaria residencial señalado en el artículo 191° de la Ley;
- c. Las relativas al cumplimiento de la obligación a que se refieren los artículos 150° bis y 150° ter de la Ley;
- d. Las relativas a las reliquidaciones originadas por la aplicación del impuesto que grava las emisiones, de acuerdo a lo dispuesto en el inciso final del artículo 8° de la Ley N° 20.780, de Reforma Tributaria que Modifica el Sistema de Tributación de la Renta e Introduce Diversos Ajustes en el Sistema Tributario; y
- e. Las demás establecidas en la Ley y demás normativa vigente.

**Artículo 140.-** El Coordinador deberá adoptar las medidas pertinentes que tiendan a garantizar la continuidad en la cadena de pagos de las transferencias económicas sujetas a su coordinación. Para estos efectos, deberá implementar las medidas establecidas en el presente reglamento y llevar un registro permanentemente actualizado con la información de todas las transacciones y pagos determinados por él, debiendo disponer de herramientas y sistemas tecnológicos que faciliten la interacción entre los Coordinados y garanticen la publicidad y transparencia de la información.

Los Coordinados deberán informar al Coordinador todo incumplimiento no acordado de una obligación de pago. El Coordinador deberá informar a la Superintendencia cualquier conducta que ponga en riesgo la continuidad de la cadena de pagos. En particular, en lo referente al Mercado de Corto Plazo, el Coordinador deberá implementar las medidas establecidas en el Capítulo 3 del presente Título.

El Coordinador será responsable de coordinar los procesos de facturación y pago entre las empresas sujetas a coordinación que resulten de las transferencias económicas instruidas por éste. La norma técnica establecerá, al menos, el detalle que deben contener los documentos asociados a los pagos, las condiciones de pago, el canal de comunicación operativo entre las empresas, los requerimientos relacionados con la trazabilidad y tiempo de la información relacionada con los pagos, así como todo aquel requerimiento que permita garantizar la eficiencia y efectividad de los procesos de facturación y pago entre las empresas.

## CAPÍTULO 2

## DEL MERCADO DE CORTO PLAZO

**Artículo 141.-** El Coordinador deberá coordinar el funcionamiento del Mercado de Corto Plazo, en el que los Coordinados, como resultado de la operación instruida por el Coordinador, transan su inyección de energía eléctrica de acuerdo a la minimización de costos y los principios de la coordinación indicados en el artículo 72°-1 de la Ley y sus retiros de energía del sistema eléctrico, efectuados con el objeto de abastecer a sus contratos destinados a clientes finales o permitir los procesos de almacenamiento de energía, considerando la prestación de servicios complementarios, la capacidad de generación compatible con la suficiencia del sistema y los compromisos de demanda de punta asociados al suministro de dichos clientes, dando cumplimiento a los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la normativa vigente.

**Artículo 142.-** Para participar en el Mercado de Corto Plazo, los Coordinados deberán:

a. Ser titulares de una instalación de generación, Sistema de Almacenamiento de Energía o instalación para la prestación de Servicios Complementarios, energizada e interconectada al sistema eléctrico;

b. Contar con el equipamiento de medida que permita registrar sus inyecciones y retiros de acuerdo a los requerimientos técnicos y protocolos que establezca la norma técnica y el Coordinador, según corresponda;

c. Cumplir con los pagos de las transferencias económicas que determine el Coordinador en los plazos y formas que establezca la norma técnica; y

d. En caso de efectuar retiros de energía con el objeto de abastecer suministro a Usuarios Finales, deberán contar con un contrato de suministro destinado a esos efectos y cumplir con las medidas que determine el Coordinador para garantizar la continuidad de la cadena de pagos, de acuerdo a lo establecido en el Capítulo 3 del presente Título.

**Artículo 143.-** Las Empresas Generadoras tendrán derecho a vender la energía que inyecten al sistema eléctrico al costo marginal determinado por el Coordinador.

Para los efectos del balance señalado en el artículo 147 del presente reglamento, las Empresas Generadoras que suscriban contratos de suministro de energía eléctrica destinados a abastecer a Clientes Libres o Regulados y realicen retiros desde el sistema eléctrico deberán reconocer los respectivos retiros al costo marginal de la correspondiente barra de retiro, con independencia de sus niveles de generación.

El Coordinador deberá informar con la debida antelación a los respectivos Clientes Libres suministrados por una Empresa Generadora el término del contrato de suministro, según los plazos y formas dispuestos en la norma técnica. En cualquier caso, si antes de 15 días de la fecha de término del contrato ninguna otra Empresa Generadora ha informado un contrato de suministro con el Cliente Libre y éste aún se encuentra conectado al sistema, la Empresa Generadora con contrato vigente podrá solicitar la suspensión del suministro al Coordinador o, en caso de Clientes Libres con peajes de distribución, a la Empresa Distribuidora correspondiente, con copia al Coordinador, al cliente respectivo y a la Superintendencia.

En caso que la Empresa Generadora no haya informado el término del suministro asociado a un contrato de acuerdo al inciso anterior y al artículo 144 del presente reglamento, deberá mantener el reconocimiento de los retiros asociados al cliente en el Mercado de Corto Plazo.

**Artículo 144.-** Cada Empresa Generadora será responsable de informar, con una antelación de al menos 30 días respecto del inicio del suministro, los contratos de suministro a ser considerados por el Coordinador en el Mercado de Corto Plazo, indicando, al menos, la identificación del Cliente Libre o Empresa Distribuidora, el período de suministro explicitando su inicio y término, las cantidades de energía y potencia asociadas a dicho contrato y toda aquella información que requiera el Coordinador. Asimismo, y con la misma antelación, deberá informar toda modificación de los contratos que implique cambios en el período de suministro o en las cantidades señaladas. En caso que el tiempo que medie entre la suscripción del contrato o modificación y el inicio del suministro sea inferior a 30 días, deberá informarlo al tercer día hábil siguiente a la suscripción.

Asimismo, las Empresas Distribuidoras deberán informar al Coordinador los contratos de suministro que suscriban con Clientes Libres, indicando, al menos, las mismas características señaladas en el inciso anterior.

**Artículo 145.-** El Coordinador deberá valorizar las inyecciones y retiros de energía eléctrica efectuadas al sistema por cada uno de los Coordinados a costo marginal en los respectivos puntos de inyección y de retiro, los que deberán corresponder a barras del sistema transmisión, de acuerdo a lo señalado en la norma técnica.

El Coordinador deberá considerar únicamente la valorización de inyecciones y retiros físicos reales de energía, según la información de los retiros informados por los Coordinados y en consistencia con lo indicado en el artículo 10 del presente reglamento.

**Artículo 146.-** Las inyecciones provenientes de medios de generación que se conecten directamente en instalaciones de distribución, deberán ser valorizadas en la barra del sistema de transmisión que corresponda al punto de ingreso al sistema de distribución de acuerdo a lo señalado en la normativa vigente.

**Artículo 147.-** El Coordinador deberá realizar un balance que dé cuenta de todas las inyecciones y retiros, en el que se valore la energía a los costos marginales del sistema, de tal manera que quede representado cada tramo del sistema de transmisión, según corresponda.

En cada período de facturación y para cada Coordinado participante del Mercado de Corto Plazo, se determinará el monto a transar por concepto de energía como la diferencia entre la energía inyectada al sistema eléctrico por sus respectivas instalaciones, conforme a la operación real del sistema, valorizada al costo marginal en las barras de inyección respectivas, y la energía retirada por cada uno de estos Coordinados desde el sistema eléctrico, valorizada al costo marginal en las correspondientes barras de retiro.

A partir de los montos resultantes del cálculo señalado, el Coordinador deberá determinar las transferencias económicas de energía, de manera tal que las empresas que resulten con saldos totales negativos en un período de facturación, en adelante Empresas Deficitarias, deberán pagar a aquellas empresas con saldos totales positivos en el mismo período, en adelante Empresas Excedentarias.

Sin perjuicio de lo anterior, la energía inyectada por Empresas Generadoras como resultado de la minimización de costos efectuada por el Coordinador en la operación real del sistema, no será asignable a abastecer los retiros específicos de dicha empresa.

El Coordinador podrá publicar en conjunto con el balance señalado, cuadros de pago que den cuenta de los montos asociados a contratos entre Empresas Generadoras, a solicitud de éstas, los que no modificarán los saldos señalados en los incisos anteriores.

**Artículo 148.-** A efectos de la determinación de los saldos señalados en el artículo anterior, deberán incorporarse los montos resultantes de la aplicación de la asignación de los ingresos tarifarios de cada uno de los segmentos del sistema de transmisión que correspondan conforme a la normativa vigente, así como también los montos resultantes de las operaciones que impliquen inyecciones y retiros desde y hacia el sistema eléctrico producto de la prestación de Servicios Complementarios y Sistemas de Almacenamiento de Energía, y aquellos que correspondan de acuerdo a la normativa vigente. El Coordinador deberá incluir en los balances respectivos a los Coordinados que correspondan.

Asimismo, deberán considerarse los montos resultantes de los pagos que se deban efectuar debido a operaciones fuera de orden económico, de acuerdo a lo dispuesto en el Capítulo 4 del presente Título y aquellos que resulten para la remuneración de lo señalado en el artículo 63 del presente reglamento.

**Artículo 149.-** El Coordinador podrá efectuar simplificaciones y agrupaciones de las transferencias resultantes según los artículos precedentes, con el objeto de disminuir el número de transacciones entre los agentes, manteniendo en cualquier caso los saldos totales que correspondan a cada Empresa Excedentaria y Deficitaria.

**Artículo 150.-** La norma técnica establecerá el procedimiento de detalle para la determinación de los saldos señalados en el presente Capítulo, las disposiciones técnicas que deba considerar el Coordinador para la determinación y pagos de reliquidaciones, así como los estándares técnicos para la estimación de pérdidas, las mediciones a considerar en el procesos y el período de facturación respecto del cual se valorizarán las transferencias de energía, el que en todo caso no podrá ser superior a un mes ni inferior a una semana.

**Artículo 151.-** Las Empresas Generadoras deberán contar con el equipamiento de medida necesario que permita el registro continuo de la energía a facturar y su comunicación al

Coordinador, por las inyecciones y retiros de sus centrales o unidades generadoras, de acuerdo a las especificaciones señaladas en la norma técnica.

Los Clientes Libres conectados a un sistema de transmisión deberán contar con el sistema de medida y enlace de comunicaciones al Coordinador, que permita el registro de sus retiros del sistema eléctrico de acuerdo a las especificaciones indicadas en la norma técnica.

Las empresas coordinadas de instalaciones de transmisión deberán contar con el equipamiento de medida necesario que permita el registro continuo de la energía y su comunicación al Coordinador, por las inyecciones y por los retiros que se produzcan en los distintos tramos de transmisión, de acuerdo a las especificaciones señaladas en la norma técnica. Asimismo, las empresas coordinadas de Sistemas de Almacenamiento de Energía y de Servicios Complementarios, deberán contar con el equipamiento de medida que corresponda para la adecuada coordinación del Mercado de Corto Plazo, según los requerimientos establecidos en la norma técnica.

Las Empresas Distribuidoras deberán contar con el equipamiento de medida necesario que permita el registro continuo de la energía a facturar en cada punto de ingreso a su sistema de distribución, y su comunicación instantánea al Coordinador. Este equipamiento de medida deberá permitir la identificación de los flujos desde y hacia las redes de distribución, de forma tal que la información enviada al Coordinador represente adecuadamente las inyecciones y retiros asignables tanto a la generación como a la demanda, diferenciando los retiros destinados a Usuarios Finales libres o regulados.

Las Empresas Distribuidoras deberán informar la asignación de suministro de cada uno de sus suministradores para cada período de facturación. Asimismo, para aquellos Clientes Libres que se ubiquen en sistemas de distribución, las Empresas Distribuidoras deberán informar al Coordinador el retiro a considerar para cada uno de estos clientes en el período de facturación respectivo, de acuerdo a las especificaciones señaladas en la norma técnica.

**Artículo 152.-** Las empresas eléctricas que posean contratos de suministro para abastecer a Clientes Regulados, y que al inicio del período de suministro no cuenten con una instalación de generación que haya iniciado su etapa de puesta en servicio, serán consideradas Empresas Generadoras para efectos del cumplimiento de su contrato de acuerdo a las disposiciones establecidas en el presente Título, y deberán sujetarse a la coordinación de acuerdo a lo establecido en el artículo 135° ter de la Ley, bastando para esto el envío de una comunicación por escrito al Coordinador y a la Comisión. Asimismo, deberán efectuar los retiros necesarios con el objeto exclusivo de abastecer dichos contratos de suministro, no pudiendo efectuar retiros para suministrar a otros clientes finales, en tanto su instalación de generación no inicie su etapa de puesta en servicio.

**Artículo 153.-** Los balances del Mercado de Corto Plazo a que den origen las transferencias de potencia y prestación de Servicios Complementarios, deberán efectuarse en consistencia con lo establecido en el presente Título y con la normativa vigente.

**Artículo 154.-** Excepcionalmente, en caso que para efectos de resguardar la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico, y de acuerdo lo señalado en el artículo 9 del presente reglamento, el Coordinador requiera la inyección de energía a través de un sistema de interconexión internacional, deberá considerar la remuneración de la misma de acuerdo a lo dispuesto en los tratados, protocolos u otros acuerdos internacionales vigentes que correspondan, así como también a las disposiciones establecidas en el decreto supremo al que hace referencia el artículo 82° de la ley.

En caso que los instrumentos señalados no contengan normas sobre la materia, dicha inyección deberá ser valorizada al costo marginal que corresponda y remunerada por las Empresas Generadoras que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, a prorrata de sus retiros físicos de energía. En caso que la remuneración señalada no permita cubrir los costos asociados a dicha operación, los costos no cubiertos deberán ser remunerados por las Empresas Generadoras que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, sean éstos libres o regulados, a prorrata de sus retiros físicos de energía.

**Artículo 155.-** El Coordinador deberá mantener permanentemente actualizado como parte del sistema de información pública, los niveles de contratación de cada uno de los participantes del Mercado de Corto Plazo, incluyendo la identificación de los clientes suministrados, montos de contratación en energía y potencia, proyecciones de demanda y generación, plazos de suministro, y toda aquella información que considere relevante para el mercado eléctrico.

## CAPÍTULO 3

## DE LA CADENA DE PAGOS EN EL MERCADO DE CORTO PLAZO

**Artículo 156.-** El Coordinador deberá garantizar la continuidad de la cadena de pagos entre los Coordinados que participan de las transferencias económicas del Mercado de Corto Plazo, de acuerdo a las disposiciones establecidas en el presente Capítulo y en la normativa vigente. Para ello podrá solicitar garantías, tales como certificados de depósito a la vista, boletas bancarias de garantía a la vista, certificados de depósitos de menos de trescientos sesenta días, carta de crédito stand by emitida por un banco cuya clasificación de riesgo sea a lo menos A o su equivalente, o seguros, caucionando al menos tres meses de facturación de los balances de transferencias de energía para el año inmediatamente siguiente al que se adopten las medidas.

**Artículo 157.-** Para efectos de dar cumplimiento a lo señalado en el artículo anterior, el Coordinador deberá determinar anualmente los montos correspondientes. Para ello, deberá efectuar una proyección de la operación del sistema eléctrico y determinar, para cada Empresa Generadora, la diferencia entre inyecciones y retiros destinados a Usuarios Finales, considerando los contratos de compraventa entre Empresas Generadoras que den cuenta de inyecciones y retiros físicos, valorizados para cada período de facturación del año siguiente. El monto se determinará como la suma de los tres meses en que la empresa se encuentre con mayor déficit coincidente entre la valorización a costo marginal de su generación y los retiros esperados destinados a abastecer a sus contratos de suministro incluidos los contratos de compraventa antes señalados.

La proyección de la operación del sistema eléctrico señalada deberá considerar tres escenarios hidrológicos, húmedo, medio y seco, con probabilidades de excedencia de 20%, 50% y 90%, respectivamente. Los tres meses que se seleccionen deberán corresponder al del escenario con mayor déficit para la empresa en análisis.

**Artículo 158.-** El Coordinador deberá velar por que las garantías o seguros cumplan con, al menos, los siguientes requisitos:

- a. Corresponder a un instrumento de ejecución inmediata a primer requerimiento y de carácter irrevocable;
- b. Ser emitida a nombre del Coordinador; y
- c. Tener una vigencia tal que permita cumplir con las obligaciones de la Empresa Generadora respectiva para el año calendario en curso o siguiente, según corresponda, y por el período señalado en el artículo 157 del presente reglamento.

**Artículo 159.-** El Coordinador actualizará el monto de las garantías o seguros en caso de verificar cambios relevantes en las condiciones o instalaciones del sistema, tales como fallas o mantenimiento de unidades generadoras o instalaciones de demanda, modificación de la disponibilidad de los insumos para generación, cambios topológicos en las redes de transmisión, modificación de contratos de suministro, entre otros. Asimismo, deberá actualizar el monto de las garantías o seguros que debe presentar cualquier Empresa Generadora que informe un nuevo contrato destinado a abastecer a clientes finales, no tenido a la vista al efectuar el cálculo señalado en los artículos anteriores. El Coordinador deberá solicitar a las Empresas Generadoras, cumplir con lo anteriormente señalado antes del inicio del suministro. En caso que la señalada actualización implique una disminución o aumento en los montos el Coordinador deberá adoptar las medidas que estime necesarias.

**Artículo 160.-** Las Empresas Excedentarias y Deficitarias de acuerdo a los balances de transferencias del Mercado de Corto Plazo, deberán dar aviso individualmente al Coordinador en caso que se produzca un incumplimiento de pago no acordado.

En tal caso, el Coordinador deberá requerir los antecedentes que estime necesarios para constatar el incumplimiento y deberá además:

- a. Establecer e informar a la Empresa Deficitaria el plazo para cumplir con sus obligaciones de pago;
- b. Dar aviso inmediato al Cliente Libre o Empresa Distribuidora cuyo suministrador haya incumplido su obligación de pago, informando el plazo exigido a la Empresa Deficitaria para regularizar el pago de acuerdo a lo señalado en el literal anterior;

c. Verificar la existencia de otros Coordinados que no hayan recibido pagos de la Empresa Deficitaria;

d. Si la Empresa Deficitaria no regulariza sus pagos en el plazo requerido, ejecutar las garantías o seguros entregados por dicha empresa;

e. Repartir entre los Coordinados que corresponda el monto resultante de la ejecución, a prorrata de los montos no pagados por la Empresa Deficitaria; y

f. En caso de que los montos resultantes de la ejecución de la garantía o seguros sean mayores a los saldos impagos, el Coordinador deberá devolver el excedente a la Empresa Deficitaria, una vez terminado los tres meses cubiertos por el instrumento que hubiese definido el Coordinador.

En caso que el monto resultante de la garantía o seguro no cubra la totalidad de los montos impagos, la Empresa Deficitaria seguirá siendo responsable del pago de los saldos pendientes. En caso que se haya iniciado un procedimiento concursal de liquidación, dichos pagos se sujetarán a lo establecido en el artículo 146° ter de la ley.

**Artículo 161.-** Las Empresas Generadoras cuyas garantías o seguros hubiesen sido ejecutados no podrán participar en el Mercado de Corto Plazo a contar de que se extinga el monto total de los mismos.

El Coordinador reincorporará a la Empresa Deficitaria señalada en el inciso anterior, siempre que ésta no mantenga saldos impagos no acordados con las Empresas Excedentarias que correspondan y haya presentado una nueva garantía o seguro de iguales características al del original, el que será actualizado en caso que hayan sido modificados los contratos de suministro de dicha empresa.

**Artículo 162.-** Los retiros destinados al suministro de los clientes de la Empresa Deficitaria serán suministrados hasta que se extinga el monto total de la garantía o seguro. En caso que la Empresa Deficitaria no pueda participar en el Mercado de Corto Plazo, de acuerdo a lo señalado en el artículo anterior, el Coordinador deberá:

a. En el caso de los Clientes Libres, dar aviso al respectivo cliente y proceder a su desconexión a partir de que se extinga el monto total de la garantía o seguro, en caso que éste no disponga de un suministrador; y

b. En el caso de clientes regulados, proceder conforme a lo señalado en el artículo 135° quinquies de la ley.

**Artículo 163.-** Sin perjuicio de lo señalado en el presente Capítulo, será aplicable lo dispuesto en el artículo 146° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos y, lo señalado en la Ley N° 20.720, que sustituye el régimen concursal vigente por una ley de reorganización y liquidación de empresas y personas, y perfecciona el rol de la superintendencia del ramo, en lo que corresponda.

#### CAPÍTULO 4

#### DE LOS COSTOS MARGINALES

**Artículo 164.-** El costo marginal de energía para cada barra se entenderá como aquel costo, incluida la componente de racionamiento, en que el sistema eléctrico en conjunto incurre para suministrar una unidad adicional de energía eléctrica dado un nivel de producción. Alternativamente, dado un nivel de producción, se entenderá como el costo, incluida la componente de racionamiento, que se evita al dejar de producir la última unidad de energía eléctrica en la barra correspondiente.

**Artículo 165.-** El cálculo de los costos marginales de energía deberá considerar el listado de prioridad de colocación resultado del proceso de programación de la operación, que considera los costos variables, los costos de oportunidad de las energías gestionables que correspondan y el costo de falla en los términos que establece el presente reglamento y las normas técnicas respectivas.

El costo marginal en cada barra corresponderá al mayor costo de producción de energía en cada barra de acuerdo al listado de prioridad de colocación determinado en el proceso de programación de la operación.

**Artículo 166.-** Se define Orden Económico como aquel resultante del despacho de unidades de generación o Sistemas de Almacenamiento de Energía, según corresponda, en orden creciente de menor a mayor costo de producción de energía eléctrica, de acuerdo al listado de prioridad de colocación efectuado por el Coordinador.

Aquellas unidades que hayan resultado despachadas en la operación real fuera de Orden Económico y cuya operación haya sido instruida por el Coordinador con el objetivo de suministrar a la demanda a mínimo costo no fijarán el costo marginal del sistema.

**Artículo 167.-** La energía generada por aquellas unidades de generación que se encuentren operando en niveles de mínimo técnico, deberá ser valorizada a costo marginal. En caso que éstas operen fuera de Orden Económico, con un costo variable superior al costo marginal, deberán ser retribuidas económicamente en sus costos variables no cubiertos, por las Empresas Generadoras que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, sean éstos libres o regulados, a prorrata de sus retiros físicos de energía.

**Artículo 168.-** Las inyecciones de unidades de generación que operen en niveles mínimos de despacho debido a restricciones de origen distinto al de la normativa eléctrica, tales como restricciones ambientales u otras, que hayan sido despachadas fuera de Orden Económico por el Coordinador, deberán ser valorizadas a costo marginal, en cuyo caso deberán ser retribuidas económicamente en sus costos variables no cubiertos por la valorización a costo marginal, por las Empresas Generadoras que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, sean éstos libres o regulados, a prorrata de sus retiros físicos de energía.

**Artículo 169.-** La energía generada por aquellas unidades de generación que se encuentren operando en su etapa de puesta en servicio deberá ser valorizada a costo marginal. El valor del costo de producción de energía eléctrica de estas unidades establecido en el listado de prioridad de colocación no será considerado en la determinación del costo marginal del sistema. Asimismo, la energía inyectada por las unidades de generación que sean convocadas al despacho exclusivamente para operar como respaldo de otras unidades que se encuentren en pruebas, deberá ser valorizada a costo marginal, y en caso que éstas hayan operado fuera de Orden Económico, con un costo variable superior al costo marginal, deberán ser retribuidas económicamente, por la diferencia entre su costo variable y el costo marginal, por la Empresa Generadora responsable de la unidad que realiza las pruebas.

**Artículo 170.-** La determinación de los costos marginales de energía y las remuneraciones señaladas en los artículos anteriores deberán ser compatibles con el mecanismo de determinación y pago de los Servicios Complementarios que correspondan, de acuerdo a la normativa vigente.

**Artículo 171.-** En los casos en que exista energía no suministrada en una o más barras, el costo marginal para dicho período corresponderá al costo de falla del sistema vigente fijado por la Comisión.

**Artículo 172.-** El Coordinador podrá definir zonas diferenciadas para la determinación de costos marginales, en caso de verificar en la operación real restricciones en la capacidad de transmisión que limiten el intercambio de energía en el sistema eléctrico.

**Artículo 173.-** Las disposiciones técnicas, plazos, condiciones y demás requisitos necesarios para la adecuada determinación de los costos marginales de acuerdo a lo señalado en el presente Capítulo, deberán ser establecidas en la norma técnica correspondiente.

## TÍTULO V

### DE LA INFORMACIÓN Y DESEMPEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

#### CAPÍTULO 1

##### AUDITORÍAS Y DESEMPEÑO DEL SISTEMA

**Artículo 174.-** El Coordinador podrá instruir la realización de auditorías, con objeto de resguardar el cumplimiento de los principios de la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 72°-1 de la ley, verificando la integridad y veracidad de la información técnica y

económica proporcionada por los Coordinados, así como también de verificar el funcionamiento de las instalaciones sujetas a su coordinación y el cumplimiento de la normativa eléctrica vigente. Estas auditorías podrán considerar la verificación de parámetros o variables que puedan implicar restricciones al funcionamiento de las instalaciones y que no correspondan al cumplimiento de la normativa eléctrica.

Las auditorías serán instruidas por el Coordinador, ya sea de oficio o a solicitud fundada de algún Coordinado, de la Superintendencia o de la Comisión. En el caso que un Coordinado solicite la realización de una auditoría, deberá entregar los antecedentes que justifiquen y respalden la necesidad de la misma. Dentro del plazo de 15 días contados desde la recepción de dicha solicitud, el Coordinador deberá evaluar y responder la solicitud, manifestando su aceptación o rechazo de manera justificada.

**Artículo 175.-** El Coordinador deberá notificar al o los Coordinados de instalaciones objeto de auditoría, señalando, al menos, su objetivo y fecha de inicio, de acuerdo al procedimiento de realización de auditorías establecido en la norma técnica. Asimismo, dicha información deberá ser comunicada a la Comisión, la Superintendencia, así como también a las autoridades sectoriales que correspondan en el caso de que el desarrollo de la auditoría pudiese impactar el cumplimiento de normativa sectorial no eléctrica.

**Artículo 176.-** El Coordinador podrá efectuar las auditorías con personal propio o a través de un auditor técnico independiente. En este último caso, el Coordinador podrá contratarlo directamente o mediante un proceso de licitación, en consideración al alcance, complejidad y duración de la auditoría. En cualquier caso, el auditor técnico independiente deberá ser una persona natural o jurídica, nacional o extranjera, calificada para realizar la auditoría respectiva, y que a la fecha del requerimiento del Coordinador y dentro de los 12 meses anteriores a dicha fecha, no tengan o hubieren tenido interés en las materias relacionadas con la auditoría, ya sea con el Coordinado sujeto a la auditoría o con el Coordinado solicitante de la misma.

A efectos del presente reglamento se entiende que existe interés cuando los auditores técnicos independientes:

a. Mantuvieron cualquier vinculación o dependencia económica, profesional, crediticia o comercial, donde más del 20% de los ingresos del auditor considerando el plazo señalado en el inciso anterior, hayan provenido del Coordinado, las demás sociedades del grupo económico del que formen parte, su controlador o los ejecutivos principales de cualquiera de ellos;

b. Hayan sido directores, gerentes, administradores o ejecutivos principales del Coordinado, las demás sociedades del grupo económico del que formen parte o su controlador, en los últimos 2 años;

c. Mantuvieron una relación de parentesco hasta el segundo grado de consanguinidad o afinidad, con los ejecutivos principales del Coordinado;

d. Hubiesen sido socios o accionistas que hayan poseído o controlado, directa o indirectamente, 5% o más del capital del Coordinado; o

e. Mantuvieron contratos vigentes con el Coordinado.

El auditor técnico independiente que sea adjudicado en un proceso de licitación deberá cumplir además con las exigencias definidas por el Coordinador en las bases técnicas y administrativas que rijan el proceso licitatorio.

**Artículo 177.-** Toda auditoría deberá considerar, al menos, la definición de una metodología, la definición de un programa o calendario de la auditoría, el establecimiento de un protocolo de pruebas en caso de ser procedente, el levantamiento de un acta de las pruebas, en caso que se realizaran, y un informe final de la auditoría.

El informe final deberá contener, entre otros aspectos, los análisis, resultados, conclusiones y recomendaciones asociadas al objetivo de la auditoría, incluyendo la documentación y antecedentes de respaldo y, si corresponde, las observaciones a los informes preliminares y sus respuestas.

**Artículo 178.-** El costo de las auditorías será de cargo del Coordinador y deberá ser considerado en el presupuesto anual que elabore de acuerdo a lo señalado en el artículo 212º-11 de la ley.

En el caso que la auditoría contemple la realización de pruebas en las instalaciones de los Coordinados auditados, los costos asociados a la operación de las instalaciones durante la

ejecución de dichas pruebas, tales como combustible y personal necesario, serán de cargo del Coordinado auditado.

**Artículo 179.-** Los antecedentes, notificaciones, comunicaciones, observaciones e informes que se generen a partir de la realización de una auditoría deberán estar disponibles en el sistema de información pública del Coordinador a que se refiere el artículo 72°-8 de la Ley dentro de los 15 días siguiente al término de la misma, salvo que concurra alguna de las causales de secreto o reserva que establece la ley y la Constitución, o que su publicidad, comunicación o conocimiento afecte el debido cumplimiento de las funciones del Coordinador o derechos de las personas, especialmente en el ámbito de su vida privada o derechos de carácter comercial o económico.

**Artículo 180.-** En caso que una auditoría dé cuenta de un incumplimiento de la normativa vigente por parte de uno o más Coordinados, el Coordinador deberá comunicar a la Superintendencia y a la Comisión dicha circunstancia, adjuntando los antecedentes de respaldo.

## CAPÍTULO 2

### DE LOS REPORTES DE DESEMPEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

**Artículo 181.-** El Coordinador deberá elaborar reportes periódicos con indicadores de corto, mediano y largo plazo, que den cuenta del desempeño del sistema eléctrico y del cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad de servicio en las instalaciones sujetas a coordinación. Dichos indicadores tendrán por objeto verificar el cumplimiento de la normativa vigente y deberán considerar aspectos económicos, técnicos y de suministro relacionados con la operación del sistema eléctrico, tales como costo marginal, costo de suministro, niveles de congestión del sistema de transmisión, niveles óptimos de despacho, identificación, cantidad y duración de fallas, índices de indisponibilidad, desviaciones de los pronósticos de generación renovable con recursos primarios variables, comportamiento histórico de pagos de las transferencias instruidas por el Coordinador, entre otros.

Adicionalmente, el Coordinador deberá generar reportes periódicos que den cuenta del grado de cumplimiento, por parte de los Coordinados, de los requerimientos de información y del cumplimiento de instrucciones que emanen del Coordinador.

**Artículo 182.-** La elaboración de los reportes deberá ser al menos anual, iniciando en el mes de marzo de cada año. Los reportes deberán ser publicados en el sistema de información pública y deberán ser comunicados a la Comisión y a la Superintendencia en un plazo de 15 días, posterior a la conclusión de dicho reporte, identificando aquellas instalaciones cuyos indicadores den cuenta de un desempeño fuera de los estándares establecidos en la normativa vigente, si lo hubiere.

## CAPÍTULO 3

### SISTEMAS DE INFORMACIÓN PÚBLICA DEL COORDINADOR

**Artículo 183.-** El Coordinador deberá implementar y mantener permanentemente operativos sistemas de información pública que den cuenta de las principales características técnicas y económicas de las instalaciones sujetas a coordinación y del funcionamiento del sistema eléctrico, con acceso público y gratuito a través de su sitio web.

Los sistemas de información pública deberán contener, al menos, la siguiente información:

a. Características técnicas de las instalaciones.

Características técnicas detalladas de todas las instalaciones de generación, transmisión, Servicios Complementarios, Sistemas de Almacenamiento de Energía y Clientes Libres, sujetas a coordinación, así como de las instalaciones de distribución que correspondan en los términos que establezca la norma técnica, considerando aspectos tales como características eléctricas, constructivas y geográficas, incluyendo su ubicación georreferenciada y características nominales y operacionales de éstas.

b. Operación esperada del sistema.

Antecedentes de la operación esperada del sistema, tales como costos marginales del sistema, proyección de demanda, cotas y niveles de embalses, programas de operación y mantenimiento, disponibilidad de combustibles e insumos para generación, proyección de

generación por tipo de tecnología, pronóstico centralizado de generación renovable con recursos primarios variables, variables meteorológicas y antecedentes relacionados que incidan en la operación del sistema, así como también los modelos matemáticos utilizados para estos fines, entre otros.

c. Cumplimiento de la normativa.

Antecedentes relativos al nivel del cumplimiento por parte de los Coordinados de la normativa técnica y los respectivos reportes de desempeño.

d. Operación real del sistema.

Antecedentes de la operación real del sistema, tales como demanda, generación, informes de falla, costos marginales y potencia transitada, entre otros, incluyendo las desviaciones respecto de la operación programada, la que deberá estar disponible en tiempo real.

e. Información sobre transferencias económicas.

Información detallada respecto a las transferencias económicas entre los Coordinados, tales como balances de transferencias de energía y potencia, costos marginales del sistema, demanda real por barra y retiro, antecedentes de cargo por uso de los sistemas de transmisión, de servicios complementarios, información relativa a los pagos entre Coordinados a partir de los balances determinados por el Coordinador y, en general, de todos aquellos pagos que le corresponda calcular al Coordinador de acuerdo a la normativa vigente.

f. Información de contratación.

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

Asimismo, deberá calcular y publicar indicadores que den cuenta de los niveles de contratación destinada a suministrar a clientes finales de cada Empresa Generadora en relación con su capacidad instalada o generación, información histórica y evolución de contratación, información de contratos entre Empresas Generadoras, así como toda otra información relevante que facilite la transparencia y competitividad en el mercado eléctrico.

g. Mercado Eléctrico.

Información relativa a la oferta de generación en el sistema eléctrico, identificando la oferta disponible y esperada, así como la contratación asociada a cada Empresa Generadora.

Adicionalmente, deberá incluir información relativa a la demanda de energía eléctrica, identificando, al menos, los distintos tipos de consumos por sector productivo, ubicación geográfica, curva de carga, entre otros. Asimismo, deberá mantener un catastro actualizado y público de los Clientes Regulados cuya potencia conectada les permita optar a régimen de precios libres, con apego a las disposiciones de la Ley N° 19.628, Sobre Protección de la Vida Privada. Para estos efectos, las Empresas Distribuidoras deberán proveer de información al Coordinador en el tiempo y forma que éste defina.

h. Estudios e informes del Coordinador.

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

i. Auditorías.

Los informes de las auditorías desarrolladas o solicitadas por el Coordinador en conformidad con la ley y lo establecido en el presente reglamento.

j. Valorización de Instalaciones de Transmisión.

Anualidad del V.I. y C.O.M.A. de cada una de las instalaciones de transmisión, según lo indicado en la normativa vigente.

k. Valorización de derechos de uso de suelo.

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

l. Reportes de desempeño.

Los reportes a que hace referencia el artículo 72°-15 de la ley y de acuerdo a las disposiciones establecidas en el presente reglamento.

m. Información del Coordinador

Los procedimientos internos, protocolos, bases de datos que contengan la información de los puntos señalados precedentemente, documentación que dé cuenta de los criterios y metodologías empleados por el Coordinador para el cumplimiento de sus funciones, entre otros.

n. Comunicaciones.

Las comunicaciones entre el Coordinador y los Coordinados que no se encuentren bajo causales de secreto o reserva de acuerdo a la ley.

o. Normativa aplicable a los Coordinados.

Identificación de la regulación aplicable a cada categoría de Coordinado, publicando los reglamentos, normas técnicas, decretos tarifarios y toda aquella normativa vigente separadamente para cada tipo de instalación sujeta a coordinación.

p. Toda aquella información que determine el presente reglamento, la norma técnica, o le sea solicitada incorporar por el Ministerio de Energía, la Comisión o la Superintendencia.

**Artículo 184.-** Será de responsabilidad del Coordinador verificar la completitud, calidad, exactitud y oportunidad de la información publicada en los respectivos sistemas de información pública, así como también establecer las medidas necesarias para resguardar la seguridad de la información contenida en ellos.

El Coordinador deberá publicar en su sitio web, los formatos de entrega de información oportunamente, con el objeto de dar cumplimiento a los plazos contenidos en la normativa vigente.

El Coordinador deberá mantener permanentemente actualizados los datos contenidos en los sistemas de información pública, conforme a la naturaleza de los mismos, los que serán de libre acceso y sin costo alguno para todo interesado. Asimismo, y sin perjuicio de los programas computacionales que utilice en los distintos procesos que realice, deberá disponer de la información en formatos de uso común que permitan la identificación de la información por parte de los usuarios, así como también mantener una nomenclatura común y única para las instalaciones sujetas a coordinación en los diferentes procesos que desarrolle.

## TÍTULO VI

### DEL MONITOREO DE LA COMPETENCIA

**Artículo 185.-** Para el cumplimiento de lo establecido en el artículo 72°-10 de la Ley, el Coordinador monitoreará permanentemente las condiciones de competencia existentes del mercado eléctrico, con el objetivo de garantizar los principios de la coordinación establecidos en el artículo 72°-1 de la ley.

Para estos efectos, el Coordinador deberá considerar, al menos, los siguientes aspectos del mercado eléctrico:

a. Estructura de mercado en el sector eléctrico. El Coordinador deberá recopilar, analizar y reportar la información respecto de la estructura de los mercados para los distintos segmentos de las instalaciones sujetas a coordinación, debiendo elaborar y analizar distintos índices que le permitan monitorear sus niveles de concentración y otras variables de competencia, según corresponda.

b. Desempeño económico de los agentes en el sector eléctrico. El Coordinador deberá recopilar, analizar y reportar información sobre el desempeño económico de los agentes que actúan en los distintos mercados del sector eléctrico.

c. Información de insumos para la generación eléctrica. El Coordinador deberá analizar la consistencia, veracidad y trazabilidad de la información declarada referente a insumos para la generación eléctrica, con especial énfasis en los costos variables combustibles y no combustibles de las unidades generadoras. El análisis deberá comprender los contratos de suministro de combustibles para generación y relación de propiedad de las empresas proveedoras y adquirentes, entre otros aspectos. Asimismo, deberá analizar la relación entre la información de

insumos para la generación eléctrica y la posición comercial del agente respectivo en el mercado eléctrico.

d. Información técnica en el sector eléctrico. El Coordinador deberá analizar la información técnica que incida en la demanda y en la oferta de generación disponible en el sistema eléctrico, Sistemas de Almacenamiento de Energía y/o prestación de Servicios Complementarios, para los distintos segmentos de las instalaciones sujetas a coordinación, con especial atención en mantenimientos y restricciones operativas de instalaciones, mínimos técnicos, potencias máximas, consumos específicos, entre otros. Asimismo, deberá analizar la relación entre los distintos parámetros técnicos y operacionales y la posición comercial del agente respectivo en el mercado eléctrico.

e. Operación en tiempo real. El Coordinador deberá monitorear el comportamiento de los agentes de la operación en tiempo real, analizando las desviaciones con respecto a lo instruido y/o programado y su incidencia en las condiciones de competencia del mercado eléctrico.

f. Interacción entre agentes del sistema. El Coordinador deberá analizar las interacciones entre los distintos agentes del sector eléctrico, con el objeto de evaluar sus implicancias en las condiciones de competencia en el mercado eléctrico, tales como el análisis del comportamiento de los propietarios o Coordinados de instalaciones de transmisión sometidas al régimen de acceso abierto y de los terceros solicitantes de conexión.

g. Análisis de procesos licitatorios. El Coordinador deberá analizar el diseño, condiciones y resultados de los distintos procesos licitatorios a su cargo, tales como las licitaciones de las obras de transmisión, licitaciones y subastas de Servicios Complementarios o cualquier otro mercado bajo su coordinación y responsabilidad, resguardando los principios de la libre competencia.

**Artículo 186.-** El Coordinador deberá elaborar, publicar en su sitio web y enviar a la Comisión, a la Superintendencia y a la Fiscalía Nacional Económica, al menos anualmente e iniciando en el mes de marzo de cada año, un informe que describa los mercados analizados de acuerdo a la función descrita en el presente Título, procurando emplear parámetros y metodologías similares, o que sean homologables, entre un año y otro, para permitir observar la evolución de las condiciones de competencia en el mercado eléctrico.

Sin perjuicio de lo anterior, el Coordinador podrá elaborar y publicar reportes relativos a los aspectos objeto de seguimiento y análisis indicados en el artículo anterior, que no digan relación con los reportes de desempeño a que se refiere el artículo 72°-15 de la ley.

**Artículo 187.-** Para el cumplimiento de lo establecido en el presente Título, el Coordinador podrá solicitar a los Coordinados toda la información y todos los antecedentes que estime necesarios, tales como relaciones de propiedad de las empresas sujetas a coordinación, contratos de suministro de combustibles y de mantenimiento de instalaciones, contratos de suministro de energía eléctrica y servicios eléctricos a Clientes Finales y entre participantes del mercado, así como también todos los análisis técnicos y económicos que justifiquen la información entregada por los Coordinados. Los Coordinados tendrán la obligación de entregar los antecedentes solicitados al Coordinador, conforme a lo establecido en el inciso cuarto del artículo 72°-2 de la ley.

**Artículo 188.-** El Coordinador deberá tomar las medidas necesarias para resguardar, la confidencialidad o reserva de aquella información, cuya publicidad, comunicación o conocimiento afecte el debido cumplimiento de sus funciones o derechos de las personas, especialmente en el ámbito de su vida privada o derechos de carácter comercial o económico.

**Artículo 189.-** Si con motivo de la función de monitoreo, el Coordinador detectara indicios de actuaciones que pudieran constituir infracciones a la libre competencia, conforme a lo descrito en las normas del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, del año 2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que Fija el Texto Refundido, Coordinado y Sistematizado del Decreto Ley N° 211, de 1973, deberá ponerlos en conocimiento de la Fiscalía Nacional Económica o de las autoridades que correspondan, acompañando toda la información y análisis que estime necesarios para una mejor comprensión de la conducta que representa un posible atentado contra la libre competencia. Toda decisión del consejo directivo respecto de esta obligación deberá quedar consignada en las actas de la sesión ordinaria respectiva o en la extraordinaria convocada al efecto.

El Coordinador deberá poner a disposición del Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, la Fiscalía Nacional Económica, la Superintendencia o de la autoridad correspondiente, toda la información que, en el ámbito de su competencia, dichas autoridades le requieran para el desarrollo de sus funciones.

**Artículo 190.-** En el ejercicio de la función de monitoreo de la competencia, el Coordinador podrá proponer a las autoridades competentes medidas y/o modificaciones normativas que tiendan a mejorar el funcionamiento y la eficiencia de los mercados analizados y la libre competencia en ellos.

Asimismo, el Coordinador podrá celebrar convenios de colaboración o memorandos de actuación conjunta con autoridades públicas que permitan el mejor ejercicio de estas funciones de monitoreo.”.

**Artículo segundo:** Derógase el Decreto Supremo N° 291, de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que Aprueba Reglamento que Establece la Estructura, Funcionamiento y Financiamiento de los Centros de Despacho Económico de Carga, modificado por el Decreto Supremo N° 115, de 2012, del Ministerio de Energía.

**Artículo tercero:** Modifícase el Decreto Supremo N° 128, de 2016, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento para Centrales de Bombeo Sin Variabilidad Hidrológica en el siguiente sentido:

Suprímese el literal l) del Artículo 1°.

Suprímense los artículos 4°, 5°, 6°, 7°, 8°, 9°, 10, 11, 12, 13 y 14.

Reemplázase en los incisos primero y segundo del artículo 18 la frase “en el artículo 13 del presente reglamento” por “en el artículo 102 del decreto supremo N° 125, de 2017, del Ministerio de Energía que aprueba reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional”.

**Artículo cuarto:** Modifícase el Decreto Supremo N° 244, de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que Aprueba Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación Establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, en los siguientes términos:

a) Incorpórase en el TÍTULO II, el siguiente Capítulo Sexto:

#### “CAPÍTULO SEXTO

#### DE LA DECLARACIÓN EN CONSTRUCCIÓN, PUESTA EN SERVICIO Y ENTRADA EN OPERACIÓN DE PMGD AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

**Artículo 46 bis** Todo PMGD que se interconecte al sistema de distribución deberá previamente haber sido declarado en construcción por la Comisión.

Para lo dispuesto en el párrafo precedente, los propietarios u operadores de PMGD, deberán presentar a la Comisión una solicitud de declaración en construcción de la instalación respectiva.

**Artículo 46 ter** Para efectos de lo dispuesto en el artículo anterior, los titulares de las señaladas nuevas instalaciones deberán acompañar los siguientes antecedentes y/o documentos, según corresponda:

- a. Antecedentes que acrediten la constitución de la persona jurídica de que se trate, su vigencia y del representante legal de la misma;
- b. Nombre del proyecto y sus principales características, según el tipo de instalación de que se trate;
- c. Cronograma en el que se especifique la fecha estimada de interconexión y entrada en operación del proyecto, y las principales obras de construcción;
- d. Informe de criterios de conexión, de acuerdo a lo dispuesto en el presente reglamento;
- e. Resolución de Calificación Ambiental favorable, emitida por la autoridad ambiental competente, tratándose de proyectos susceptibles de causar impacto ambiental y que deban someterse al sistema de evaluación de impacto ambiental, conforme a lo dispuesto en el artículo 10 de la Ley N° 19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente y en el artículo 3 del Decreto Supremo N° 40, de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente, que Aprueba Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental;
- f. Informe Favorable para la construcción otorgado por la autoridad competente, en caso de requerirse;

g. Órdenes de compra del equipamiento eléctrico, electromagnético o electromecánico principal respecto del cual se solicita la declaración en construcción, junto con los documentos de recepción y aceptación por parte del respectivo proveedor;

h. Título habilitante para usar el o los terrenos en los cuales se ubicarán o construirán las instalaciones del proyecto, sea en calidad de propietario, usufructuario, arrendatario, concesionario o titular de servidumbres, o el contrato de promesa relativo a la tenencia, uso, goce o disposición del terreno que lo habilite para desarrollar el proyecto;

i. Información relativa a los costos de inversión del respectivo proyecto, según el formato que establezca la Comisión al efecto; y

j. Declaración jurada sobre la veracidad y autenticidad de los antecedentes que respaldan la solicitud de declaración en construcción del respectivo proyecto, según el formato que establezca la Comisión al efecto.

Los titulares de los proyectos deberán enviar a la Comisión los antecedentes asociados a la declaración en construcción en el formato que ésta determine.

**Artículo 46 quáter** La entrega de información falsa, incompleta o manifiestamente errónea, por parte del solicitante, será sancionada por la Superintendencia de acuerdo a las normas establecidas en la Ley N° 18.410, que Crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

**Artículo 46 quinquies** El titular de un proyecto declarado en construcción deberá informar a la Comisión el cumplimiento del avance de la obra, de acuerdo al cronograma presentado. Asimismo, deberá informar toda modificación que altere el cumplimiento del cronograma originalmente informado en un plazo máximo de 15 días, contados desde su conocimiento.

Sin perjuicio de lo dispuesto en el inciso precedente, la Comisión, en cualquier momento, podrá solicitar información adicional para verificar el estado de avance y/o el cumplimiento del cronograma presentado por el propietario u operador de la respectiva instalación.

**Artículo 46 sexies** La Comisión podrá revocar la declaración en construcción de una instalación cuando no se dé cumplimiento a los hitos o avances establecidos en el cronograma sin causa justificada, o se realicen cambios significativos al proyecto que impliquen una nueva declaración en construcción. Se entenderá por cambio significativo aquellas modificaciones relevantes al proyecto, tales como el aumento o disminución de la potencia instalada del proyecto o el cambio de tecnología de generación, entre otras modificaciones que pudiesen implicar un impacto relevante en el sistema eléctrico, en conformidad a la normativa vigente.

Asimismo, la Comisión podrá revocar la declaración en construcción de una instalación cuando alguna de las autorizaciones, permisos, títulos, y demás antecedentes señalados en el artículo 46 ter del presente reglamento, sean revocados, caducados o dejen de tener vigencia, según corresponda.

Las instalaciones cuya declaración en construcción haya sido revocada por la Comisión serán excluidas de la resolución que la Comisión dicte mensualmente para estos efectos, la que comunicará y actualizará el listado de proyectos en construcción.

**Artículo 46 septies** Una vez declarado en construcción por la Comisión, el titular del proyecto deberá dar aviso de la fecha de interconexión a la Comisión, al Coordinador y a la Superintendencia.

El aviso de interconexión a que se refiere el presente artículo deberá ser efectuado, al menos, tres meses antes de la fecha de interconexión.

**Artículo 46 octies** La etapa de puesta en servicio de un PMGD es aquella que se inicia con la interconexión y energización del mismo, previa autorización del Coordinador y hasta el término de las respectivas pruebas.

Sólo podrán iniciar su puesta en servicio aquellas instalaciones que hayan sido declaradas en construcción por la Comisión y que cuenten con la autorización del Coordinador para energizar dichas instalaciones. Desde el inicio de la puesta en servicio, los titulares o quien explote las respectivas instalaciones, adquieren la calidad de Coordinado.

**Artículo 46 nonies** De manera previa a la puesta en servicio de un proyecto, el interesado deberá acordar con el Coordinador un cronograma de puesta en servicio en el que se establecerán las actividades a realizar y los plazos asociados a dichas actividades. Asimismo el interesado deberá dar cumplimiento a las instrucciones del Coordinador, de la Empresa Distribuidora y de la Superintendencia en conformidad a la normativa vigente.

**Artículo 46 decies** Posterior a la interconexión y energización y una vez concluida la etapa de pruebas y verificado el total cumplimiento de los requisitos, el Coordinador de la respectiva instalación deberá enviar al Coordinador los antecedentes que permitan verificar el cumplimiento de los requisitos establecidos en los protocolos de prueba a los que se someten los PMGD a fin de verificar las condiciones de su conexión a la red, junto con una declaración jurada de fiel cumplimiento de la normativa vigente, en los formatos que establezca la normativa técnica, pudiendo el Coordinador verificar tal circunstancia. En caso de haber dado cumplimiento a los requisitos, el Coordinador emitirá su aprobación para la entrada en operación del respectivo proyecto, en los plazos que establezca la norma técnica respectiva.”.

b) Incorpórase en el TÍTULO II, el siguiente Capítulo Séptimo:

**“CAPÍTULO SÉPTIMO  
DEL RETIRO, MODIFICACIÓN Y DESCONEXIÓN DE PMGD**

**Artículo 46 undecies** El retiro, modificación relevante, desconexión, o cese de operaciones sin que éste obedezca a fallas o mantenimientos programados, del PMGD y sus instalaciones, deberán comunicarse por escrito al Coordinador, la Comisión y la Superintendencia, con una antelación no inferior a 24 meses.

Las modificaciones de instalaciones que no tengan el carácter de relevante, de acuerdo a la norma técnica, deberán ser comunicadas por escrito al Coordinador en un plazo no inferior a 30 días.

**Artículo 46 duodecies** La Comisión podrá prorrogar hasta por 12 meses el plazo establecido en el inciso primero del artículo anterior, en caso de determinar que el retiro, modificación, desconexión o cese de operaciones de una instalación del sistema puede generar riesgos para la seguridad del mismo, previo informe de seguridad del Coordinador.

**Artículo 46 terdecies** En casos calificados y previo informe de seguridad del Coordinador, la Comisión, mediante resolución, podrá eximir a una empresa del cumplimiento de los plazos indicados en el artículo 46 undecies del presente reglamento.

Para efectos de lo señalado en el inciso anterior, el Coordinador deberá informar anualmente a la Comisión aquellas instalaciones cuyo retiro o desconexión no signifiquen un riesgo para el sistema. La Comisión podrá eximir del cumplimiento del plazo a aquellas empresas cuyas instalaciones estén incluidas en el señalado informe.

Los Coordinados cuyas instalaciones no sean parte del informe anual señalado en el inciso anterior, podrán solicitar a la Comisión la exención de plazo, indicando las causas del retiro, modificación relevante, desconexión, o cese de operaciones sin que éste obedezca a fallas o mantenimientos programados, y los motivos por los cuales no le es posible cumplir con los plazos establecidos en el artículo 46 undecies del presente reglamento. La Comisión dentro de los cinco días siguientes deberá solicitar al Coordinador el correspondiente informe de seguridad. El Coordinador deberá informar dentro del plazo que le señale la Comisión.”.

c) Suprímense los artículos 21° y 48°.

**Artículo quinto:** Modifícase el Artículo único del Decreto Supremo N° 23, de 2015, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento de Operación y Administración de los Sistemas Medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, en los términos que se indican a continuación:

1. Modifícase, el Artículo 2°, en los siguientes términos:

a) Intercálase, en el inciso primero, entre las expresiones “en forma coordinada,” y “de modo de garantizar el cumplimiento” que le sigue, la frase “conforme a la programación de la operación que realice el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, al que se refiere el artículo 212°-1 y siguientes de la Ley, de acuerdo a la normativa vigente y”.

b) Agrégase, el siguiente inciso tercero:

“Las empresas generadoras en Sistemas Medianos con más de una empresa generadora, deberán sujetarse a la programación de la operación que determine el Coordinador Independiente

del Sistema Eléctrico Nacional, para lo cual deberán enviar toda la información que él requiera para ello, conforme a la normativa vigente.”.

2. Agrégase, en el Artículo 4º, a continuación de la letra i), la siguiente letra j) nueva:

“j) Coordinador: Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, al que se refiere el artículo 212º-1 y siguientes de la ley.”.

3. Intercálase, en el inciso segundo del Artículo 6º, entre las expresiones “la Comisión” y “y a la Superintendencia”, la expresión “, al Coordinador”.

4. Modifícase, el Artículo 7º, en los siguientes términos:

a) Suprímese, el literal a), pasando el actual literal b) a ser a).  
b) Suprímese, el literal c), pasando el actual literal d) a ser b).  
c) Suprímese, los literales e), f), g) y h) pasando los actuales literales i), j), k) y l) a ser c), d), e) y f), respectivamente.

5. Sustitúyese, en el inciso segundo del Artículo 12º, la frase “en los artículos 16 y 17 del presente reglamento” por “en el artículo 16º del presente reglamento”.

6. Intercálase, en el Artículo 14º, entre la expresión “toda la información que el” y la expresión “Comité Coordinador” que le sigue, la frase “Coordinador y el”.

7. Incorpórese, a continuación del Artículo 15º, el siguiente capítulo nuevo:

“Capítulo 1 bis

De la programación de la operación del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.

**Artículo 15º bis.-** El Coordinador deberá definir los criterios y políticas para la programación de la operación del conjunto de las instalaciones interconectadas de cada Sistema Mediano, de modo de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico y garantizar su operación más económica, de acuerdo a la normativa vigente.

**Artículo 15º ter.-** El Coordinador deberá elaborar un informe con los programas diarios de operación del sistema eléctrico, de acuerdo a la normativa vigente.

**Artículo 15º quáter.-** La información relativa a previsión de demandas de potencia y energía, tanto de corto como de mediano y largo plazo, así como su distribución geográfica, estacional, diaria y horaria, será elaborada por el Coordinador en la oportunidad y bajo la modalidad que determine la normativa correspondiente.

**Artículo 15º quinquies.-** La información relativa a precios y calidades de combustible en unidades generadoras termoeléctricas será elaborada por el Coordinador, en la oportunidad y bajo la modalidad que determine la normativa correspondiente.”.

8. Sustitúyese, en los incisos segundo y tercero del Artículo 16º, la expresión “Comité Coordinador” por “Coordinador”.

9. Intercálase, en el Artículo 18º, entre las expresiones “será proporcionada por los Integrantes al” y “Comité Coordinador” que le sigue, la expresión “Coordinador y al”.

10. Modifícase, en el inciso primero del Artículo 21º, en los siguientes términos:

a) Suprímese el inciso primero del artículo, pasando el inciso segundo a ser el inciso primero.

b) Reemplázase, el inciso segundo, que pasó a ser el inciso primero, por el siguiente:

“El Comité Coordinador deberá enviar semanalmente a la Comisión, al Coordinador y a la Superintendencia un informe que contenga la operación real diaria, correspondiente a la semana inmediatamente anterior.”.

11. Suprímese, en el inciso primero del Artículo 22º, los literales c) y d).

12. Reemplázase, el literal a) del Artículo 42°, por el siguiente:

“a) Aplicación de las normas relativas al despacho de las unidades generadoras, repartición de la recaudación por ventas de energía y potencia de cada Sistema Mediano y operación y conexión de las instalaciones de transmisión para la operación del sistema al mínimo costo.”.

13. Deróguense los artículos 5°, 17° 19° y 20° del presente decreto N° 23, de 2015, del Ministerio de Energía.

#### DISPOSICIONES TRANSITORIAS

**Artículo Primero Transitorio.-** Mientras no se dicten las normas técnicas a que hace referencia el artículo 72°-19 de la Ley y en conformidad a lo dispuesto en el artículo decimosexto transitorio de la ley N° 20.936, el Coordinador, para el cumplimiento de sus funciones, deberá aplicar en el Sistema Eléctrico Nacional las normas de los procedimientos que correspondan de acuerdo a lo indicado en el artículo tercero transitorio del Decreto Supremo N° 52, de 2017, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.

**Artículo Segundo Transitorio.-** Para los efectos de lo dispuesto en el artículo 16 del artículo primero del presente decreto, los Coordinados deberán informar al Coordinador dentro del plazo de tres meses contados desde la publicación en el Diario Oficial del presente decreto, el cumplimiento de las exigencias establecidas en éste, acompañando los antecedentes pertinentes.

**Artículo Tercero Transitorio.-** Durante el período que medie entre la publicación en el Diario Oficial del presente decreto y la entrada en vigencia de la norma técnica respectiva, el Coordinador definirá el tratamiento de las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación a las que se le determinará un costo de oportunidad a su energía almacenada de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 48 del artículo primero del presente decreto, de acuerdo a los criterios que aplica en los procesos de programación de la operación. El Coordinador deberá disponer en el sistema de información pública la determinación antes señalada para cada central y los antecedentes que fundaron dicha definición, a más tardar 60 días contados desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial.

**Artículo Cuarto Transitorio.-** Las disposiciones establecidas en los Capítulos 3 y 4 del Título III del artículo primero del presente decreto se deberán implementar una vez dictadas las normas técnicas respectivas y en conformidad a los plazos establecidos en ellas. Los índices y reportes a que se refieren los artículos 76 y 83 del artículo primero del presente decreto deberán ser consistentes con los plazos anteriormente indicados.

**Artículo Quinto Transitorio.-** Las disposiciones establecidas en el Capítulo 8 del Título III del artículo primero del presente decreto serán aplicables en un plazo de 6 meses contados desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial.

**Artículo Sexto Transitorio.-** El Coordinador deberá calcular las garantías a que se refiere el Título IV del artículo primero del presente decreto el mes siguiente al que se dicte la norma técnica respectiva, debiendo solicitarlas para el año calendario en curso, considerando para efectos del cálculo los restantes meses del año.

**Artículo Séptimo Transitorio.-** La información a que se refiere el inciso segundo de la letra f) y la letra g) del artículo 183 del artículo primero del presente decreto, deberá incorporarse en el sistema de información pública dentro de un plazo de 6 meses, contados a partir de la publicación del presente decreto en el Diario Oficial.

**Artículo Octavo Transitorio.-** Para efectos de la adecuada implementación de lo dispuesto en el Título III del artículo primero del presente decreto, dentro del plazo de 12 meses contado desde su publicación en el Diario Oficial, el Coordinador deberá realizar un estudio específico, con el fin de establecer una estrategia para actualizar el proceso de programación de la operación y el despacho económico. Dicha estrategia deberá considerar la optimización de la operación del sistema en tiempo real a través de herramientas que automaticen el proceso, determinando entre otros, la colocación de las unidades generadoras y los costos marginales del sistema. El estudio

específico deberá contener, al menos, el diseño básico del proceso y solución, el modelamiento y restricciones requeridas, así como, una planificación y sus respectivos costos de implementación.

Anótese, tómese razón y publíquese.- MICHELLE BACHELET JERIA, Presidenta de la República.- Andrés Rebolledo Smitmans, Ministro de Energía.

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda Atte. a Ud., Claudia Rojas Santelices, Jefa División Jurídica (S), Subsecretaría de Energía.

