

entrada en vigor del Reglamento que regula el Boletín Oficial de Minería, hasta el día 2 de enero de 2008, a fin de evitar descoordinaciones entre el resultado de las mociones presentadas y el señalado Reglamento.

6. Que, a fin de resolver las mociones parlamentarias presentadas en ambas Cámaras, se conformó una Comisión Mixta la cual tenía a su cargo resolver en relación a la materia sobre la cual versa el decreto supremo N° 6, de 2005, del Ministerio de Minería, por lo cual se consideró necesario posponer nuevamente la entrada en vigor de dicho decreto, cuestión que se efectuó por medio del decreto supremo N° 246, de 12 de diciembre de 2007, del Ministerio de Minería, el cual prorrogó la entrada en vigencia del Reglamento que regula el Boletín Oficial de Minería, hasta el día 1° de julio de 2008.

7. Que, debido a la falta de solución de la situación descrita, mediante los decretos del Ministerio de Minería y hasta las fechas que a continuación se indican, se pospuso la entrada en vigor del citado Reglamento: Decreto supremo N° 121, de 11 de junio de 2008, hasta el día 1° de enero de 2009 y decreto supremo N° 233, de 17 de diciembre de 2008, hasta el día 1° de junio de 2009.

8. Que, habiendo sido aprobado el proyecto de ley, y siendo remitido a la ex Presidenta de la República para su promulgación, se presentó al Congreso Nacional, a través del oficio N° 1436-356, de 29 de enero de 2009, un veto sustitutivo, el cual a la última fecha de entrada en vigencia indicada en el considerando precedente se encontraba pendiente de tramitación en el Parlamento.

9. Que, frente a la falta de resolución de las observaciones presentadas por el Ejecutivo, por medio de los decretos del Ministerio de Minería y hasta las fechas que a continuación se indican, se pospuso nuevamente la entrada en vigor del citado Reglamento: Decreto supremo N° 86, de 11 de mayo de 2009, hasta el día 1° de enero de 2010 y decreto supremo N° 201, de 7 de diciembre de 2009, hasta el día 1° de enero de 2011.

10. Que, mediante decreto supremo N° 33, de 28 de noviembre de 2011, del Ministerio de Minería, tomado razón por la Contraloría General de la República con fecha 30 de diciembre de 2011, se prorrogó la entrada en vigencia del citado Reglamento hasta el día 1 de julio de 2012.

11. Que, mediante decreto supremo N° 29, de 21 de junio de 2012, del Ministerio de Minería, tomado razón por la Contraloría General de la República con fecha 28 de junio de 2012, se prorrogó nuevamente la entrada en vigencia del citado Reglamento hasta el día 1 de enero de 2013.

12. Que, considerando que aún no se encuentra resuelta la situación señalada precedentemente, encontrándose pendiente la tramitación del veto presidencial al proyecto de ley aprobado que pretende modificar la materia, se estima necesario y prudente proceder a una nueva prórroga en la entrada en vigencia del Reglamento que regula el Boletín Oficial de Minería.

Decreto:

Artículo primero: Establécese que el Reglamento que Regula el Boletín Oficial de Minería como Suplemento Especial del Diario Oficial, aprobado mediante decreto supremo N° 6, de 2005, del Ministerio de Minería, entrará en vigencia el día 1 de julio de 2013.

Artículo segundo: Déjese sin efecto el decreto supremo N° 29, de 21 de junio de 2012, del Ministerio de Minería.

Anótese, regístrese, tómese razón, comuníquese y publíquese.- SEBASTIÁN PIÑERA ECHENIQUE, Presidente de la República.- Francisco Orrego Bauzá, Ministro de Minería (S).

Lo que transcribo a usted para su conocimiento.- Saluda atentamente a Ud., Francisco Orrego Bauzá, Subsecretario de Minería.

Ministerio de Energía

APRUEBA REGLAMENTO QUE ESTABLECE LAS DISPOSICIONES APLICABLES A LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS CON QUE DEBERÁ CONTAR CADA SISTEMA ELÉCTRICO PARA LA COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA EN LOS TÉRMINOS A QUE SE REFIERE EL ARTÍCULO 137° DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS

Núm. 130.- Santiago, 22 de diciembre de 2011.- Vistos:

1. Lo dispuesto en los artículos 32 N° 6 y 35 de la Constitución Política de la República;

2. La ley N° 20.402, que crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al DL N° 2.224, de 1978 y a otros cuerpos legales;

3. 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";

4. La ley N° 19.940, que regula Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para Sistemas Eléctricos Medianos e introduce las adecuaciones que indica a la Ley General de Servicios Eléctricos;

5. Lo informado por la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la "Comisión", en su oficio Ord. N° 0728, de fecha 30 de diciembre de 2010;

6. La resolución N° 1.600, de 2008, de la Contraloría General de la República;

7. 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, y

8. El decreto supremo N° 62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba Reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos.

Considerando:

1. Que, la ley N° 19.940 incorporó 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", su actual artículo 150°, estableciendo la necesidad de dictar un reglamento con el objeto de establecer el sistema de precios de los servicios complementarios que, considerando las características de los mismos, sea compa-

tible con los precios de energía y potencia que la ley establece;

2. Que, de acuerdo a la Ley General de Servicios Eléctricos, se deben establecer reglamentariamente, entre otras materias, la forma en que los propietarios de las instalaciones interconectadas entre sí declaren los costos en que incurren por la prestación de los respectivos servicios complementarios con su debida justificación, así como el sistema de precios de dichos servicios, el que, considerando las características de los mismos, debe ser compatible con los precios de energía y potencia establecidos en la ley; y

3. 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, integrándose en un mismo acto administrativo para facilitar su comprensión.

Decreto:

Artículo primero: Apruébase el reglamento que establece las disposiciones aplicables a los servicios complementarios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 137° del 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":

CAPÍTULO 1

Disposiciones generales

Artículo 1°.- El presente reglamento establece las disposiciones aplicables a los servicios complementarios, entendiéndose por éstos los recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión, distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 137° de la Ley.

Artículo 2°.- Las disposiciones del presente reglamento serán aplicables a los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o a quienes exploten, a cualquier título, las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, sean éstos empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, quienes deberán prestar en el respectivo sistema eléctrico los servicios complementarios de que dispongan, que permitan realizar la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 137° de la Ley, conforme a las normas de seguridad y calidad de servicio vigentes y aplicables en dicho sistema.

Artículo 3°.- Las disposiciones del presente reglamento serán aplicables a los sistemas eléctricos con capacidad instalada de generación igual o superior a 200 MW.

Artículo 4°.- Las exigencias de seguridad y calidad de servicio a que se refiere el artículo 2° del presente reglamento serán, para cada sistema, las establecidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio en adelante e indistintamente, la NTSyCS,

que al efecto dicte la Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente, la Comisión.

Artículo 5°.- Corresponderá a cada Centro de Despacho Económico de Carga, en adelante e indistintamente el o los CDEC, a través de su Dirección de Operación, en adelante e indistintamente la o las DO, la definición, administración y operación de los servicios complementarios necesarios para garantizar que la operación del sistema respectivo cumpla con las exigencias y sus condiciones de aplicación definidas en la NTSyCS a que se refiere el artículo anterior, minimizando el costo de operación del respectivo sistema eléctrico.

Para tales efectos, corresponderá al CDEC a través de la DO identificar los recursos existentes y disponibles en el sistema, a partir de lo cual deberá instruir, a quien determine, la instalación y/o habilitación obligatoria de los equipos con los que deberá contar el sistema eléctrico respectivo para la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 137° de la ley, a fin de establecer y preservar la seguridad y calidad de servicio definidos en la NTSyCS, en los casos que establezca el presente reglamento.

Artículo 6°.- A efectos de lo señalado en el artículo anterior, anualmente, dentro de los primeros tres meses, el CDEC a través de la DO elaborará un Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios, en adelante el Informe, en el cual deberá efectuar o actualizar, si correspondiere, la definición de los servicios complementarios y de los equipos que deban ser instalados y/o habilitados en el respectivo sistema eléctrico, que aplicará en el siguiente período anual, para dar cumplimiento a los estándares y procedimientos exigidos en la NTSyCS. Cada servicio y equipo definido deberá fundamentarse en términos de la funcionalidad que aporta a la implementación de los procedimientos establecidos en la NTSyCS, así como al cumplimiento de los estándares definidos en ella.

La definición que el CDEC a través de la DO efectúe deberá contener la especificación técnica de cada uno de los servicios que aplicará, así como la identificación específica de los recursos y/o instalaciones del sistema a emplear para materializar la prestación de los mismos, precisando la empresa responsable de su operación.

Para ello el CDEC a través de la DO podrá considerar los recursos disponibles en el sistema eléctrico respectivo, correspondientes a la infraestructura de las generadoras, transmisoras, distribuidoras y de clientes no sometidos a regulación de precios.

La definición considerará tanto los recursos disponibles al momento de ser efectuada, como aquellos vinculados a obras o habilitaciones cuya entrada en operación o conexión se proyecte dentro del período anual que ella cubre.

No obstante lo anterior, entre cada revisión anual, el CDEC a través de la DO podrá incluir o modificar fundamentalmente alguna instrucción de instalación y/o habilitación de equipo en el Informe.

El CDEC a través de la DO deberá enviar anualmente el Informe, así como cualquier revisión anual que le realice, a la Comisión, para su aprobación, y a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante e indistintamente, la Superintendencia, para su conocimiento.

Artículo 7°.- El informe anual a que hace referencia el artículo anterior, se efectuará en conformidad con los Procedimientos DO y Dirección de Peajes, en adelante DP, a que se refieren los Capítulos 2 y 3 de este reglamento, en adelante e indistintamente el o los Procedimientos.

Artículo 8°.- Corresponderá a los CDEC a través de la DO la administración y operación de los servicios complementarios definidos, conforme a la NTSyCS, de modo de cumplir con el objetivo de coordinación de la operación a que se refiere el artículo 137° de la ley.

Para ello todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote a cualquier título las instalaciones eléctricas que operen interconectadas al sistema eléctrico respectivo, sea éste empresa generadora, transmisora, distribuidora o cliente no sometido a regulación de precios, deberá cumplir las instrucciones de operación de los servicios complementarios que el CDEC a través de la DO imparta en cumplimiento del objetivo señalado en el inciso precedente.

Artículo 9°.- Se entenderá por instrucción de operación de los servicios complementarios toda instrucción emanada del CDEC a través de la DO, destinada a activar la operación de los servicios definidos e identificados conforme lo señalado en el artículo 6° de este reglamento.

Las instrucciones referidas se orientarán tanto a la operación manual como automática de los servicios complementarios.

Artículo 10°.- Corresponderá a los CDEC a través de la o las DP, la administración de las transacciones que resulten de la aplicación de las disposiciones del presente reglamento.

Artículo 11°.- A efecto de lo establecido en el artículo 6° precedente, se entenderán como recursos disponibles al menos los siguientes:

1. Capacidad de generación de potencia activa de unidades generadoras y de componentes o equipos conectados y/o sincronizados al sistema, medida en MW.
2. Capacidad de inyección o absorción de reactivos de unidades generadoras y de componentes o equipos conectados y/o sincronizados al sistema, medida en MVAR.
3. Capacidad de partida autónoma de las unidades generadoras interconectadas al sistema.
4. Potencia conectada de los usuarios que se abastecen desde el sistema respectivo, sean éstos distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, medida en MW.

Artículo 12°.- El sistema de precios que deberá utilizarse para remunerar los servicios complementarios definidos, se aplicará considerando sus respectivas características conforme a las siguientes categorías generales:

- a) Los servicios relacionados con el control primario y secundario de frecuencia establecido en la NTSyCS, serán remunerados conforme a lo establecido en el artículo 19 del presente reglamento.
- b) Los servicios relacionados con el control de tensión, según se establece en la NTSyCS, serán remunerados conforme a lo dispuesto en el artículo 23 del presente reglamento.
- c) Los servicios cuya prestación supone la operación de unidades de generación durante la operación del sistema a un costo variable de operación superior al costo marginal del sistema, serán remunerados conforme a lo establecido en el artículo 26 del presente reglamento.
- d) La instalación y/o habilitación de equipos destinados exclusivamente a apoyar planes de recuperación de servicio, serán remunerados conforme a lo establecido en el artículo 28 del presente reglamento.
- e) Los servicios consistentes en la operación de instalaciones, componentes o equipos destinados exclusivamente para apoyar planes de recuperación de servicio, serán remunerados conforme a lo establecido en el artículo 30 del presente reglamento.

f) Los servicios de desprendimiento de carga automático o manual, serán remunerados conforme a lo establecido en el artículo 31 del presente reglamento.

Artículo 13°.- Corresponderá a los CDEC a través de la DO instruir la habilitación y/o instalación obligatoria de equipos para la prestación de los servicios a los que se refieren los literales a), b) y d) del artículo 12 precedente, a las empresas que así lo determine, de acuerdo a los criterios a que se refieren los artículos 5° y 6° del presente reglamento.

Las instrucciones de habilitación y/o instalación de equipos deberán incluirse en el Informe anual establecido en el artículo 6° del presente reglamento. No obstante lo anterior, entre cada revisión anual, el CDEC a través de la DO podrá incluir o modificar fundamentalmente alguna instrucción de habilitación y/o instalación de equipo en el Informe, previa aprobación de la Comisión.

Artículo 14°.- Las instalaciones pertenecientes a un sistema de transmisión troncal o a un sistema de subtransmisión que estén incluidas en el cálculo y pago de los peajes de transmisión y de subtransmisión a que se refieren respectivamente los artículos 102° y 109° de la ley, no serán remuneradas por concepto de prestación de servicios complementarios conforme a las disposiciones del presente reglamento.

Artículo 15°.- Las empresas coordinadas del respectivo sistema que presten los servicios complementarios, y cuyos recursos y/o instalaciones hayan sido individualizadas en el Informe anual a que se refiere el artículo 6° del presente reglamento, deberán declarar los costos en que incurren por la prestación de los señalados servicios con su debida justificación, conforme lo establecido en los Capítulos 2 y 3 del presente reglamento.

Corresponderá al CDEC a través de la DO verificar que los costos declarados se enmarquen dentro de lo establecido en el presente reglamento y en el Procedimiento. Dichos costos deberán ser objeto de una auditoría externa cada dos años, financiada por el CDEC.

Adicionalmente, en forma extraordinaria, el CDEC a través de la DO podrá contratar auditorías externas, de oficio o a petición de cualquier integrante del CDEC o de la Superintendencia. Los costos de estas auditorías serán de cargo del solicitante, con excepción de las solicitadas por la Superintendencia, caso en que serán financiadas por el CDEC.

El resultado de toda auditoría deberá ser enviado por el CDEC a través de la DO a la Superintendencia dentro de un plazo de 10 días hábiles, contado desde la entrega del informe final.

CAPÍTULO 2

Costos declarados y remuneración de los servicios complementarios

Artículo 16°.- La determinación de los montos con los que se remunerará la prestación de los servicios complementarios se efectuará junto con la valorización de las transferencias de energía a que se refiere el artículo 52 del 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, debiendo considerarse, para la determinación de dichos montos, el mismo

período de operación utilizado para la valorización de las transferencias de energía.

Corresponderá al respectivo CDEC a través de la DP determinar los montos a remunerar a los prestadores de servicios complementarios cuya operación se hubiere verificado en el período señalado. Corresponderá a las empresas que efectúen inyecciones o retiros de energía del sistema, remunerar dichos servicios, conforme a lo dispuesto en los artículos siguientes.

Artículo 17.- Cada CDEC a través de la DO deberá desarrollar un estudio de costos en el cual se determine:

a. Costo de inversión estándar y eficiente asociado a la instalación y/o habilitación de equipos, conforme a lo señalado en el artículo 13 del presente reglamento. Dicho costo deberá ser expresado en dólares de los Estados Unidos de América, en adelante USD.

b. Valor estándar y eficiente para el costo anual por el mantenimiento adicional requerido para la prestación de los servicios a que hace referencia el artículo 13 del presente reglamento, expresado en USD/año.

c. Costo estándar de operación de instalaciones, componentes o equipos destinados exclusivamente a apoyar planes de recuperación de servicio, a que hace referencia el literal e) del artículo 12 del presente reglamento. Dicho costo deberá corresponder al que se hubiera incurrido utilizando unidades estándares y eficientes, según lo señalado en el literal a) del presente artículo, para un evento de recuperación de servicio cuya duración establezca la NTSyCS, expresado en USD/evento.

Los costos que hayan sido declarados por las empresas del sistema, de acuerdo a lo señalado en el presente reglamento y en el Procedimiento DO, Declaración de Costos de Equipos para la Prestación de Servicios Complementarios, podrán servir de antecedentes para la elaboración del estudio de costos.

El estudio de costos deberá realizarse cada dos años. No obstante, el CDEC a través de la DO podrá desarrollar estudios complementarios antes del vencimiento de este período, en caso que requiera estandarizar y determinar el costo de inversión, operación y mantención de otros equipos, distintos a los contemplados en el estudio de costos vigente.

Las bases del estudio de costos mencionados en este artículo, deberán ser aprobadas previamente por la Comisión. En la elaboración del estudio de costos podrán participar las empresas coordinadas del respectivo sistema, mediante observaciones y comentarios, conforme a los términos, plazos y condiciones que el CDEC a través de la DO establezca. La DO deberá publicar en un medio de amplio acceso los resultados del referido estudio de costos. Una vez publicado el estudio, las observaciones que no hubiesen sido aceptadas por la DO podrán ser presentadas por las respectivas empresas integrantes del CDEC como discrepancias ante el Panel de Expertos.

Artículo 18.- Las empresas del sistema que presten los servicios complementarios relacionados con el control de frecuencia primaria o secundaria establecido en la NTSyCS, deberán declarar los siguientes costos:

a. Costo de inversión de la instalación y/o habilitación, instruida por el CDEC a través de la DO, de los equipos necesarios para que la unidad de generación participe en el control de frecuencia primaria o secundaria, según sea el caso, expresado en USD.

b. Costo anual adicional por el mantenimiento, expresado en USD/año.

c. Costo del combustible adicional en que incurra la unidad de generación cuando participa en el control de frecuencia primaria o secundaria por instrucción del CDEC a través de la DO, expresado en USD/MWh.

Corresponderá a la DO establecer los criterios a seguir por las empresas del sistema para el cálculo de los costos señalados, los cuales deberán incluirse en el Procedimiento DO, Declaración de Costos de Equipos para la Prestación de Servicios Complementarios.

Artículo 19.- Cada CDEC a través de la DP determinará la remuneración que debe recibir cada empresa del sistema, dentro del período de operación, por conceptos de costo de inversión por la instalación y/o habilitación, así como costos anuales adicionales por el mantenimiento, de las instalaciones o los equipos que participen en el control de frecuencia primaria o secundaria, a partir de los resultados del estudio de costos a que hace referencia el artículo 17 del presente reglamento y en conformidad a lo establecido en el Procedimiento DP, Remuneraciones de Servicios Complementarios.

La fórmula que el CDEC a través de la DP aplique para determinar la anualidad del costo de inversión a partir del estudio deberá estar contenida en el Procedimiento DP, Remuneraciones de Servicios Complementarios, y deberá considerar la vida útil de cada tipo de instalación y la tasa de actualización estipulada en el artículo 182° de la ley.

El CDEC a través de la DP determinará la remuneración que debe recibir cada empresa del sistema, dentro del período de operación, por concepto de costo del combustible adicional en que incurre la unidad de generación cuando participa en el control de frecuencia primaria o secundaria por instrucción del CDEC a través de la DO, sobre la base de los costos declarados por las empresas, según lo señalado en el literal c) del artículo 18 del presente reglamento y en conformidad a lo establecido en el Procedimiento DP Remuneraciones de Servicios Complementarios.

Artículo 20.- El monto que resulte de sumar las remuneraciones señaladas en el artículo precedente, de todas las empresas que prestaron servicios complementarios relacionados con el control de frecuencia primaria y secundaria durante el período de operación señalado en el artículo 16 del presente reglamento, será aportado por todas las empresas, incluidas las que prestaron dichos servicios, que inyectaron energía al sistema durante dicho período de operación y a prorrata de sus inyecciones físicas de energía.

Artículo 21.- En caso de que durante el período de operación y como resultado de la operación normal del sistema en los términos a que se refiere el artículo 137° de la ley, no se distribuya la reserva en giro a que se refiere la NTSyCS de manera homogénea entre las unidades generadoras que operen, el CDEC a través de la DP deberá determinar una remuneración por dicha reserva, de acuerdo a los criterios que se establecen a continuación:

a) Para cada hora dentro del período de operación se deberá determinar el margen de reserva efectivo que cada unidad instruida a brindar el servicio de control de frecuencia tuvo disponible en el sistema, expresada en MW. Se entiende por margen de reserva efectivo aquella limitación real de potencia de despacho disponible producto de la prestación del servicio de control de frecuencia. No se considerará por tanto, dentro del margen de reserva efectivo, aquella potencia disponible que pudiese haber sido brindada por la unidad

marginal del sistema ni aquella proporcionada por unidades de generación que operaron a un costo variable de operación superior al costo marginal horario del sistema, o a mínimo técnico. El margen de reserva efectivo de las unidades que no hayan prestado el servicio de control de frecuencia por instrucción del CDEC a través de la DO en dicho período horario, será igual a cero.

b) Para cada hora dentro del período de operación, se determinará la cantidad total de reserva en giro del sistema como la suma de los márgenes de reserva efectivos de las unidades del sistema, determinados en el literal a) precedente.

c) Para cada hora dentro del período de operación, se deberá determinar la cuota de reserva en giro de cada unidad generadora que se encontraba en operación. Dicha cuota se determinará asignando contablemente la cantidad total de reserva en giro, a prorrata de la potencia despachada más el margen de reserva efectivo de cada unidad que operó. No deberán ser consideradas en la determinación de la cuota señalada, ni en la concurrencia de los pagos que se determinen de acuerdo a lo señalado en el presente artículo, aquellas unidades de generación que operaron a un costo variable de operación superior al costo marginal horario del sistema, o a mínimo técnico.

d) Para aquellas unidades de generación que hayan prestado el servicio de control de frecuencia, y que producto de dicha prestación vieron limitada su potencia de despacho, en aquellas condiciones de operación se contabilizará la diferencia entre su cuota de reserva en giro y su margen de reserva efectivo.

e) En el caso de aquellas unidades de generación que no hayan prestado el servicio de control de frecuencia, se determinará la diferencia entre su cuota de reserva en giro y su margen de reserva efectivo. Dicho valor no podrá ser menor que cero.

f) Las diferencias determinadas en los literales d) y e) anteriores deberán ser valorizadas utilizando la diferencia entre el respectivo costo marginal horario vigente y el costo unitario por MWh utilizado en la operación para el despacho de dicha unidad. Dicha diferencia entre costo marginal y costo unitario de operación, no podrá ser menor que cero.

g) Para cada unidad de generación se deberá determinar la suma de las valorizaciones indicadas en el literal f) anterior, para todo el período de operación. A este monto se lo denominará "valor por reserva en giro" de la unidad.

h) Aquellas unidades que resulten con un valor por reserva en giro negativo deberán ser remuneradas, como máximo, hasta el valor absoluto de dicho valor, por aquellas unidades con un valor por reserva en giro positivo, a prorrata de dichos valores positivos. El monto total que remunerare cada unidad de generación no deberá ser mayor a su valor por reserva en giro.

i) Corresponderá al CDEC a través de la DP determinar el valor de las cantidades y costo unitario necesarios para realizar los cálculos indicados en los literales a) a f) anteriores. Asimismo, le corresponderá determinar los montos que finalmente deban remunerarse entre unidades de generación por la reserva en giro de todo el período de operación, de acuerdo a lo indicado en el literal g).

j) En caso de que el costo marginal calculado por el CDEC a través de la DO sea efectuado para un lapso de tiempo diferente de una hora, el Procedimiento DP elaborado de acuerdo a lo indicado en el presente artículo deberá ajustarse en consistencia al intervalo que corresponda.

Artículo 22.- Las empresas del sistema que presten los servicios complementarios relacionados con el control de tensión, establecido en la NTSyCS, deberán declarar los siguientes costos:

a. Costo de inversión de la instalación y/o habilitación, instruida por la DO, de los equipos necesarios para que la unidad de generación participe en el control de tensión, expresado en USD.

b. Costo anual adicional por el mantenimiento, expresado en USD/año.

Corresponderá al CDEC a través de la DO establecer los criterios a seguir por las empresas del sistema para el cálculo de los costos señalados, los cuales deberán incluirse en el Procedimiento DO, Declaración de Costos de Equipos para la Prestación de Servicios Complementarios.

Artículo 23.- Cada CDEC a través de la DP determinará la remuneración que debe recibir cada empresa, dentro del período de operación, por conceptos de costos de inversión por la instalación y/o habilitación y costos anuales adicionales por el mantenimiento de las instalaciones o los equipos que participan en el control de tensión, a partir de los resultados del estudio de costos a que hace referencia el artículo 17 del presente reglamento y en conformidad a lo establecido en el Procedimiento DP, Remuneraciones de Servicios Complementarios.

La fórmula que el CDEC a través de la DP aplique para determinar la anualidad del costo de inversión a partir del estudio deberá estar contenida en el Procedimiento DP, Remuneraciones de Servicios Complementarios, y deberá considerar la vida útil de cada tipo de instalación y la tasa de actualización estipulada en el artículo 182° de la ley.

Artículo 24.- El monto que resulte de sumar las remuneraciones señaladas en el artículo precedente de todas las empresas que prestaron servicios complementarios relacionados con el control de tensión, durante el período de operación señalado en el artículo 16 del presente reglamento, será aportado por todas las empresas, incluidas las que prestaron dichos servicios, que inyectaron energía al sistema durante dicho período de operación y a prorrata de sus inyecciones físicas de energía.

Artículo 25.- Las empresas del sistema que presten servicios complementarios que suponen la operación de unidades de generación durante la operación del sistema a un costo variable de operación superior al costo marginal del sistema, podrán declarar el costo del combustible adicional que incurre cada una de sus unidades por inyectar energía activa en niveles distintos a su potencia máxima, expresado en USD/MWh. La declaración de costos deberá ser consistente con la información para la programación del despacho económico.

Corresponderá al CDEC a través de la DO establecer los criterios a seguir por las empresas del sistema para el cálculo de los niveles de inyección y costos señalados en el inciso anterior, los que deberán incluirse en el Procedimiento DO, Declaración de Costos de Equipos para la Prestación de Servicios Complementarios.

Artículo 26.- Los servicios complementarios cuya prestación supone la operación de unidades de generación durante la operación del sistema a un costo variable de operación superior al costo marginal del sistema, recibirán una remuneración determinada conforme se establece a continuación:

$$R = CVd \times Ei - IngCMg$$

Donde:

R: Remuneración a percibir por cada unidad de generación que haya operado a un costo variable superior al costo marginal del sistema durante el período de operación.

CVd: Costo variable, combustible y no combustible, de unidades de generación, vigente para la unidad, para el nivel promedio de inyección de energía activa que tuvo en horas de operación en que el costo variable de operación de la central fue superior al costo marginal del sistema, durante el período de operación. En el caso de centrales hidráulicas de embalse se considerarán los costos de oportunidad de la energía embalsada y costos no combustibles.

Ei: Energía activa inyectada por la unidad en horas de operación en que el costo variable de operación de la central fue superior al costo marginal del sistema, durante el período de operación.

IngCMg: Ingresos percibidos por venta de energía activa a costo marginal en horas de operación en que el costo variable de operación de la central fue superior al costo marginal del sistema, durante el período de operación.

El monto que resulte de sumar la remuneración de todas las unidades que operaron con costo variable de operación superior al costo marginal del sistema durante el período, será aportado por todas las empresas que retiraron energía del sistema durante el período de operación y a prorrata de sus retiros físicos de energía destinados a clientes finales.

Artículo 27.- Las empresas del sistema que instalen y/o habiliten equipos destinados exclusivamente a apoyar planes de recuperación de servicio, deberán declarar los siguientes costos:

a) Costo de inversión de la instalación y/o habilitación, instruida por el CDEC a través de la DO, de los equipos destinados exclusivamente a apoyar planes de recuperación de servicio, expresado en USD.

b) Costo anual adicional por el mantenimiento de los equipos destinados exclusivamente a apoyar planes de recuperación de servicio, expresado en USD/año.

c) Costo del combustible adicional derivado de operación de equipos destinados exclusivamente a apoyar planes de recuperación de servicio, expresado en USD/MWh.

Corresponderá al CDEC a través de la DO establecer los criterios a seguir por las empresas del sistema para el cálculo de los costos señalados. Los criterios señalados anteriormente deberán incluirse en el Procedimiento DO, Declaración de Costos de Equipos para la Prestación de Servicios Complementarios.

Artículo 28.- Cada CDEC a través de la DP determinará la remuneración que debe recibir cada empresa, dentro del período de operación, por concepto de costo de inversión por la instalación y/o habilitación, instruida por el CDEC, de los equipos destinados exclusivamente a apoyar planes de recuperación de servicio, a partir del costo de inversión que resulte del estudio de costos a que hace referencia el artículo 17 del presente reglamento. La fórmula que el CDEC a través de la DP aplique para calcular la anualidad del

costo de inversión a partir del estudio deberá estar contenida en el Procedimiento DP, Remuneraciones de Servicios Complementarios, y deberá considerar la vida útil de cada tipo de instalación y la tasa de actualización estipulada en el artículo 182° de la ley.

El CDEC a través de la DP determinará la remuneración que debe recibir cada empresa por concepto de costos anuales adicionales por el mantenimiento de los equipos destinados exclusivamente a apoyar planes de recuperación de servicio, a partir del valor estándar de costo que resulten del estudio señalado en el artículo 17 del presente reglamento y en conformidad a lo establecido en el Procedimiento DP respectivo.

Artículo 29.- El monto que resulte de sumar las remuneraciones señaladas en el artículo anterior, de todas las empresas que instalen y/o habiliten equipos destinados exclusivamente a apoyar planes de recuperación de servicio, será aportado en doce cuotas mensuales por todas las empresas que participen en las transferencias de potencia del CDEC y a prorrata de la potencia de suficiencia de sus unidades de generación.

Artículo 30.- La remuneración relativa a la operación de instalaciones, componentes o equipos destinados exclusivamente a apoyar planes de recuperación de servicio conforme lo dispone el Plan de Recuperación de Servicio establecido en la NTSyCS, será determinada por el respectivo CDEC a través de la DP a partir del costo de operación que resulte del estudio de costos a que hace referencia el artículo 17 del presente reglamento, por cada evento de operación.

El monto que resulte de sumar las remuneraciones señaladas en el inciso anterior de todas las empresas que operen instalaciones, componentes o equipos destinados exclusivamente a apoyar planes de recuperación de servicio, será aportado por todas las empresas que inyectaron energía durante la hora previa a la interrupción del suministro que ocasionó la operación de los equipos de recuperación de servicio y a prorrata de las inyecciones físicas de energía durante el período de una hora referido anteriormente.

Artículo 31.- Los usuarios, sean éstos distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, que presten servicios de desprendimiento automático de carga por subfrecuencia, subtensión o por contingencia específica, así como servicios de desprendimiento manual de carga, recibirán una remuneración por la prestación de dichos servicios complementarios sólo una vez superado el número de desconexiones y/o tiempo de duración acumulado que la NTSyCS defina, no recibiendo remuneración alguna por la prestación de tales servicios mientras no se superen los requerimientos establecidos en la referida norma. En el caso que la prestación de dichos servicios sea realizada por distribuidoras, éstas deberán traspasar íntegramente el valor de la remuneración a los clientes finales que resultaron desconectados por la aplicación de los referidos servicios.

El valor de la remuneración indicada en el inciso anterior equivaldrá al costo de falla de corta duración definido en la NTSyCS, por cada kilowatt desconectado que estuvieren consumiendo al momento de la desconexión, según lo determine el CDEC a través de la DO en base a la medición que realice, por la duración del evento, expresada en horas.

Artículo 32.- El monto total que resulte de sumar las remuneraciones señaladas en el artículo precedente de todos los usuarios que prestaron servicios de desprendimiento automático de carga por subfrecuencia o de desprendimiento manual de carga, deberá ser aportado por las empresas de generación eléctrica, a prorrata de sus inyecciones físicas de energía al sistema realizadas durante el período de control que defina la

NTSyCS de conformidad a lo establecido en el artículo 31 del presente reglamento. El CDEC a través de la DP determinará e informará el monto y plazo en que cada empresa de generación deberá realizar la compensación monetaria a los clientes desconectados, en conformidad a lo establecido en el Procedimiento DP respectivo.

El monto total que resulte de sumar las remuneraciones señaladas en el artículo precedente de todos los usuarios que prestaron servicios de desprendimiento automático de carga por contingencia específica y/o por subtensión, deberá ser aportado por todas las empresas que inyectaron energía dentro de la zona afectada durante la hora previa a la operación de los desprendimientos automáticos de carga, según lo determine el CDEC a través de la DO, a prorrata de las inyecciones físicas de energía durante el período de una hora anteriormente señalado.

Artículo 33.- Los clientes no sometidos a regulación de precios podrán acordar la sustitución de sus aportes de desprendimientos automáticos de carga por subfrecuencia y/o subtensión, establecidas por el CDEC a través de la DO, con los de otros clientes no sometidos a regulación de precios. Corresponderá a la DO aprobar o rechazar la sustitución de los aportes, en atención a la factibilidad técnica y cumplimiento de las exigencias de calidad establecidas en la NTSyCS.

Artículo 34.- Cuando el CDEC a través de la DO defina servicios de desconexión automática o manual de carga a prestar por empresas distribuidoras, corresponderá a estas últimas determinar el conjunto de alimentadores y la programación de los dispositivos automáticos respectivos, que le permitan cumplir con las instrucciones que al efecto emanen del CDEC a través de la DO, contenidas en el Informe.

En todo caso, para la determinación de los alimentadores y la programación de los dispositivos correspondientes, la empresa distribuidora deberá considerar criterios de no discriminación arbitraria entre clientes, así como criterios de rotación de alimentadores en la medida que las restricciones técnicas lo permitan.

Aquellos clientes no sometidos a regulación de precios que se conecten a nivel de distribución y que técnicamente no puedan ser desconectados de manera independiente a clientes sujetos a regulación de precios, serán considerados dentro de las obligaciones de desconexión automática o manual de carga de la respectiva empresa de distribución. Las empresas de distribución deberán identificar y declarar a la DO aquellos clientes que se encuentren en la situación descrita, de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento DO, Cuantificación Disponibilidad de Recursos y Necesidades de Instalación y/o Habilidad de Equipos para la prestación de Servicios Complementarios.

Artículo 35.- Las interrupciones de suministro que afecten a clientes finales sometidos a regulación de precios, que se produzcan en razón de la operación de desprendimientos o desconexiones automáticas o manuales de carga dispuestas conforme a la NTSyCS, no serán contabilizadas como suspensión o interrupción de suministro de energía eléctrica no autorizada a efecto de lo establecido en el artículo 16 B de la ley N° 18.410, Orgánica de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

No obstante, en caso de que la desconexión se hubiere practicado en instalaciones de empresas distribuidoras, el lapso que medie entre el momento en que la barra esté en condiciones de abastecer la demanda normalmente y el momento en que los clientes desconectados de la empresa distribuidora se encuentren habilitados para reiniciar su consumo, será contabilizado como indisponibilidad de servicio por parte de la empresa distribuidora respectiva.

CAPÍTULO 3

Procedimientos

Artículo 36.- Corresponderá a cada CDEC a través de las DO y DP, según corresponda, elaborar un Procedimiento DO y Procedimiento DP de Servicios Complementarios, cuyos objetivos serán:

1. Establecer los procedimientos para recopilar los antecedentes técnicos requeridos para definir los servicios complementarios, conforme lo señalado en el artículo 7° del presente reglamento.
2. Establecer los procedimientos técnicos a los cuales se sujetarán las instrucciones de operación de servicio a que se refiere el artículo 9° del presente reglamento.
3. Establecer los criterios y fórmulas de costos y el valor de los parámetros técnicos que, de acuerdo a las disposiciones del presente reglamento, corresponden sean definidos por el CDEC respectivo.
4. Establecer los procedimientos de verificación y seguimiento del cumplimiento efectivo de cada uno de los servicios complementarios que deban ser prestados.

Artículo 37.- Los Procedimientos DO y DP de Servicios Complementarios serán al menos los siguientes:

- I. Procedimiento DO “Cuantificación Disponibilidad de Recursos y Necesidades de Instalación y/o Habilidad de Equipos para la prestación de Servicios Complementarios”;
- II. Procedimiento DO “Declaración de Costos de Equipos para la prestación de Servicios Complementarios”;
- III. Procedimiento DO “Instrucciones de Operación de Servicios Complementarios”;
- IV. Procedimiento DP “Remuneración de Servicios Complementarios”; y
- V. Procedimiento DO “Verificación y Seguimiento del Cumplimiento Efectivo de Servicios Complementarios”.

Artículo 38.- El Procedimiento DO “Cuantificación Disponibilidad de Recursos y Necesidades de Instalación y/o Habilidad de Equipos para la prestación de Servicios Complementarios”, señalado en el artículo precedente, contendrá los procedimientos necesarios para recabar los antecedentes técnicos referidos a la disponibilidad de recursos del sistema para establecer las necesidades de instalación y/o habilitación de equipos con los que deberá contar el sistema eléctrico, conforme se señala en los artículos 6° y 11 del presente reglamento, así como también las necesidades de instalación y/o habilitación de equipos para la verificación del cumplimiento de la prestación de los servicios. El Procedimiento señalado deberá regular al menos:

- a. Las comunicaciones formales entre la DO del CDEC respectivo y las empresas señaladas en el artículo 2° del presente reglamento.
- b. Los mecanismos y plazos involucrados.
- c. La especificación de los antecedentes técnicos requeridos y los formatos de información que se utilizarán al efecto.

En el caso de recursos de cuya cuantía el CDEC ya estuviere formalmente en conocimiento por tratarse de antecedentes requeridos para la planificación de la operación del sistema, éste podrá omitir la solicitud de los mismos en los procedimientos a que se refiere este artículo.

Con todo, los procedimientos que se definan deberán sujetarse y/o diseñarse en consistencia con las disposiciones contenidas en la NTSyCS y demás normativa vigente.

Artículo 39.- El Procedimiento DO “Declaración de Costos de Equipos para la prestación de Servicios Complementarios” señalado en el artículo 37 del presente reglamento, contendrá los procedimientos necesarios para recabar la información de costos que declaren las empresas del sistema por la prestación de servicios complementarios. El Procedimiento señalado deberá regular al menos:

- a. Las comunicaciones formales entre la DO del CDEC respectivo y las empresas señaladas en el artículo 2° del presente reglamento.
- b. Los mecanismos y plazos involucrados.
- c. Los criterios a seguir por las empresas para el cálculo de los costos que declaren y fórmulas para los costos, que sean consistentes con los mecanismos de remuneración establecidos en el presente reglamento.
- d. El formato único de información que deberán utilizar las empresas para declarar y justificar sus costos.
- e. El procedimiento y plazo para que la DO revise los costos declarados por las empresas.
- f. El procedimiento y plazo para verificar los costos declarados por las empresas, a solicitud de un integrante del CDEC o de oficio.

En el caso de recursos de cuyo costo el CDEC ya estuviere formalmente en conocimiento por tratarse de antecedentes requeridos para la planificación de la operación del sistema, y por tanto, ya declarados por los propietarios u operadores respectivos, éste podrá omitir la solicitud de los mismos en los procedimientos a que se refiere este artículo.

Artículo 40.- El Procedimiento DO “Instrucciones de Operación de Servicios Complementarios”, señalado en el artículo 37 del presente reglamento, contendrá los procedimientos mediante los cuales la DO del CDEC respectivo instruirá la operación de los servicios complementarios definidos a objeto de dar cumplimiento a los artículos 8° y 9° del presente reglamento. El Procedimiento señalado deberá regular al menos:

- a. El tratamiento diferenciado tanto de las instrucciones de operación de servicios de activación manual como de aquellas de activación automática.
- b. Los procedimientos de comunicación para instruir la operación de servicios de activación manual, sea esto en la programación semanal y diaria, como en la operación en tiempo real.
- c. Los procedimientos de comunicación para instruir la programación de los servicios de operación automática y sus plazos.

Con todo, los procedimientos que se definan deberán sujetarse y/o diseñarse en consistencia con las disposiciones contenidas en la NTSyCS y demás normativa vigente.

Artículo 41.- El Procedimiento DP “Remuneración de Servicios Complementarios”, señalado en el



artículo 37 del presente reglamento, contendrá los procedimientos que deberá ejecutar la DP del CDEC respectivo a efecto de dar cumplimiento a lo señalado en el artículo 16 de este reglamento. El Procedimiento señalado deberá regular al menos:

a. Las fórmulas que determinen el nivel de remuneración de los servicios complementarios, todo conforme a las disposiciones establecidas en el presente reglamento.

b. Las condiciones de reajustabilidad de los parámetros económicos que correspondan, en consistencia con las normas que regulan la valorización de transferencias de energía y potencia y demás normativa vigente.

c. Las fechas de pago.

Los procedimientos indicados en el presente artículo, así como la aplicación de los mismos por parte de la DP, deberán velar que no resulten nuevamente remuneradas, por concepto de prestación de servicios complementarios, aquellas instalaciones que estén siendo remuneradas a través del pago de tarifas de otros servicios.

Asimismo, los procedimientos a que se refiere este artículo deberán diseñarse en consistencia con los procedimientos que regulan las transferencias a que se refiere el artículo 52 del decreto supremo N° 291, de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, debiendo coincidir con las fechas de valorización y pago en que las señaladas transferencias deben efectuarse conforme a la normativa vigente.

Artículo 42.- El Procedimiento DO “Verificación y Seguimiento del Cumplimiento Efectivo de Servicios Complementarios” señalado en el artículo 37 del presente reglamento, contendrá al menos los siguientes procedimientos:

a. Procedimiento de comunicación y verificación de la presencia en el sistema de las instalaciones instruidas por la DO para prestar servicios complementarios.

b. Procedimiento de comunicación y verificación del funcionamiento oportuno de aquellos servicios complementarios instruidos por la DO.

c. Procedimiento para la realización de pruebas de operatividad de los recursos disponibles para la prestación de servicios complementarios.

Con todo, los procedimientos que se definan deberán sujetarse y/o diseñarse en consistencia con las disposiciones contenidas en la NTSyCS y demás normativa vigente.

CAPÍTULO 4

Informes

Artículo 43.- Corresponderá a la DO de los CDEC elaborar anualmente un Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios, el cual deberá contener la definición de los servicios, según se establece en el artículo 6° de este reglamento, así como las instrucciones de instalación y/o habilitación de equipos, conforme se señala en el artículo 13 del presente reglamento. Este Informe deberá estructurarse de acuerdo a lo que se indica a continuación:

a. Apartado Definición de Servicios, en el cual se deberán presentar los diferentes servicios complementarios definidos por el CDEC. Cada servicio complementario definido deberá fundamentarse en términos

de la funcionalidad que aporta a la implementación de los procedimientos establecidos en la NTSyCS, así como al cumplimiento de los estándares definidos en ella. La definición deberá establecer un nombre para el servicio, su especificación técnica y la identificación específica de los recursos y/o instalaciones del sistema que se requiere emplear para materializar la prestación del mismo.

b. Apartado Recursos Disponibles en el Sistema, en donde se deberán especificar los recursos disponibles conforme se señala en el artículo 11 del presente reglamento, identificando claramente cada instalación, su tipo, su propietario u operador, sean éstos empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, y la cuantía del recurso respectivo, en consistencia con la definición de servicios a presentar según el literal anterior.

c. Apartado Instrucciones de Instalación y/o Habilitación de Equipos, en el cual se deberán especificar los equipos que deban ser instalados y/o habilitados en el sistema, conforme se señala en el artículo 13 del presente reglamento, así como el equipamiento necesario para la verificación del cumplimiento de la prestación de los servicios complementarios, el cual se utilizará como antecedente para la determinación de la respectiva remuneración. Asimismo, deberá identificarse claramente el equipo que requiere ser instalado y/o habilitado, la empresa responsable de instalarlo y/o habilitarlo y de mantenerlo operando en el sistema, y los plazos para tenerlo operativo para la prestación del servicio. Cada necesidad de instalación y/o habilitación de equipos deberá fundamentarse en términos de la funcionalidad que aporta a la implementación de los procedimientos establecidos en la NTSyCS, así como al cumplimiento de los estándares definidos en ella. Adicionalmente, se deberá incluir en términos referenciales una proyección de las instalaciones y/o habilitaciones de equipos que serían requeridos dentro de los tres años siguientes al año en el cual se está instruyendo.

CAPÍTULO 5

De las controversias, discrepancias o conflictos

Artículo 44.- Las controversias, discrepancias o conflictos que se susciten en la aplicación del presente reglamento por parte de las empresas integrantes del CDEC, con las DO o DP de un CDEC, serán sometidas directamente al dictamen del Panel de Expertos establecido en el artículo 208° de la ley, de conformidad con lo establecido en el artículo 82 del decreto supremo N° 291, de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, y su procedimiento se sujetará a lo dispuesto en el artículo 32 del decreto supremo N° 181, de 2004, del mismo Ministerio, que aprueba el Reglamento del Panel de Expertos.

Artículo segundo: Introdúcense las siguientes modificaciones al decreto supremo N° 62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba el Reglamento de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos:

1. Sustitúyese el inciso primero del artículo 26 por el siguiente:

“Artículo 26: Además del control estadístico señalado en el artículo anterior, la DO deberá llevar un control estadístico de la disponibilidad de cualquier Insumo Principal utilizado por las unidades de genera-

ción térmica, para cada unidad generadora en forma independiente, en base al nivel diario de restricción.”.

2. Sustitúyese el inciso primero del artículo 29 por el siguiente:

“Artículo 29: En caso de unidades generadoras térmicas, la Potencia Inicial se determinará en base a la menor disponibilidad media anual observada para el Insumo Principal, para los últimos 5 años anteriores al año de cálculo, para cada unidad generadora en forma independiente.”.

3. Sustitúyese el inciso primero del artículo 32 por el siguiente:

“Artículo 32: Las unidades generadoras térmicas que se incorporen al sistema, serán representadas en el primer año de cálculo considerando una disponibilidad media anual para su Insumo Principal, igual al promedio de las disponibilidades medias anuales del Insumo Principal de las unidades existentes en el sistema, con características de abastecimiento similares a la unidad incorporada al sistema.”.

4. Elimínase el artículo 33.

5. Sustitúyese el artículo 42, por el siguiente:

“Artículo 42: Para determinar la Potencia Inicial de unidades generadoras que hacen uso de recursos hidroeléctricos de unidades generadoras con capacidad de regulación ubicadas aguas arriba, se les reconocerá capacidad de regulación en serie, por el porcentaje del caudal afluente que es aportado por las referidas centrales con capacidad de regulación.”.

6. Sustitúyese el artículo 47 por el siguiente:

“Artículo 47: A las unidades generadoras que se encuentren en serie hidráulica se les aplicarán los mismos procedimientos indicados en los artículos precedentes, considerándoseles para la construcción de su caudal afluente, el aporte de los caudales efluentes de las unidades generadoras respectivas que se encuentren aguas arriba.”.

7. Sustitúyese el artículo 65 por el siguiente:

“Artículo 65: A partir del registro estipulado en el artículo precedente, el Retiro de Potencia que se debe asignar horariamente a cada generador será igual a la Demanda de Punta Equivalente de cada Cliente multiplicada por un factor único que iguale la suma de las Demandas de Punta Equivalentes de todos los clientes, a la Demanda de Punta a que hace referencia el artículo 13, letra b) para el sistema o subsistema, según corresponda.

Para estos efectos, la Demanda de Punta Equivalente de cada Cliente corresponderá al promedio de los 52 registros físicos máximos observados durante el período de control de punta que se establezca en el Decreto que fija los Precios de Nudo de Corto Plazo de acuerdo a lo establecido en el artículo 171° de la ley y se encuentre vigente a la fecha de realización del cálculo preliminar al que hace referencia el artículo 4°.”.

Artículo tercero: Introdúcense las siguientes modificaciones al decreto supremo N° 291, de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba el Reglamento que Establece la Estructura, Funcionamiento y Financiamiento de los Centros de Despacho Económico de Carga:



1. Modifíquese el artículo 46, incorporando al final del artículo los siguientes incisos tercero y cuarto, nuevos:

“En caso de que el sistema eléctrico se encuentre operando con una o más centrales en un nivel mínimo de inyección o mínimo técnico, el cálculo del costo marginal a que se refiere el presente artículo deberá excluir a las señaladas centrales. En tal caso, el costo marginal deberá ser determinado de acuerdo al costo variable de operación de las restantes centrales que se encuentren operando en el sistema.

Sin perjuicio de lo anterior, las centrales que se encuentren operando a mínimo técnico, con un costo variable superior al costo marginal que resulta en sus barras de inyección, deberán ser retribuidas económicamente en sus costos variables de operación no cubiertos, por las empresas que realicen retiros para dar suministro a clientes finales, sean éstos libres o regulados, a prorrata de sus retiros físicos de energía. La determinación del pago de los costos no cubiertos

deberá ser consistente con lo dispuesto para el pago de la prestación de Servicios Complementarios.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo primero transitorio.- Dentro de los 90 días siguientes, contados desde la fecha de publicación del presente decreto, los CDEC deberán remitir para su informe favorable a la Comisión, los Procedimientos DO y DP de Servicios Complementarios a que hace referencia el artículo 37 del reglamento aprobado por este decreto.

Dentro de los 30 días siguientes contados desde la emisión del informe favorable de la Comisión, los CDEC deberán emitir el correspondiente Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios a que hace referencia el artículo 6° del reglamento aprobado por el presente decreto, de modo de cumplir con el objetivo de coordinación de la operación a que se refiere el artículo 137° de la ley, conforme a la NTSyCS.

Artículo segundo transitorio.- Los procedimientos DO y DP existentes a la fecha de publicación del presente decreto deberán ser reformulados cuando corresponda, en consistencia con lo establecido por el mismo.

Tanto el presente decreto como los procedimientos DO y DP que sean establecidos o reformulados de conformidad al mismo, entrarán en vigencia a partir de la fecha de su publicación o desde su aprobación por parte de la Comisión, según corresponda. No obstante lo anterior, el nuevo régimen de servicios complementarios se implementará dentro de los 30 días siguientes de aprobado favorablemente por la Comisión el Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios a que hace referencia el artículo 6° del reglamento aprobado por el presente decreto.

Anótese, tómesese razón y publíquese.- SEBASTIÁN PIÑERA ECHENIQUE, Presidente de la República.- Rodrigo Álvarez Zenteno, Ministro de Energía.

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda Atte. a Ud., Hernán Moya Bruzzone, Jefe División Jurídica, Subsecretaría de Energía.

DIARIO OFICIAL DE LA REPUBLICA DE CHILE

SUPLEMENTO MARCAS Y PATENTES

Derechos de Propiedad Industrial

Proteja su Marca o Patente

Presentada y aceptada a tramitación una solicitud de registro, un extracto de ésta deberá ser publicado en el Diario Oficial, instancia de divulgación de un Título representativo de ella

Marcas
Indicaciones Geográficas
Denominaciones de origen
Patentes de Invención
Modelos de Utilidad
Dibujos y Diseños industriales
Esquemas de trazado o
Topografías de circuitos integrados

Una marca comercial registrada confiere a su titular el derecho exclusivo y excluyente de utilizarla en el ámbito económico en la forma que se ha conferido y para distinguir los productos, servicios, establecimientos industriales o comerciales comprendidos en el registro.

El registro de una marca le permite al titular impedir que un tercero utilice en operaciones comerciales marcas idénticas o similares para productos, servicios, establecimientos comerciales e industriales que sean similares o iguales a aquellos para los cuales se ha concedido el registro.

INSTITUTO NACIONAL DE PROPIEDAD INDUSTRIAL - www.inapi.cl

Oficinas de atención de usuarios y pagos
solicitudes a publicar:

Alameda 194 Primer piso

El Suplemento de Marcas y Patentes aparece todos los viernes junto al Diario Oficial