

Tipo Norma	:Decreto 244
Fecha Publicación	:17-01-2006
Fecha Promulgación	:02-09-2005
Organismo	:MINISTERIO DE ECONOMIA, FOMENTO Y RECONSTRUCCION; SUBSECRETARIA DE ECONOMIA, FOMENTO Y ECONSTRUCCION
Título	:APRUEBA REGLAMENTO PARA MEDIOS DE GENERACION NO CONVENCIONALES Y PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACION ESTABLECIDOS EN LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS
Tipo Version	:Unica De : 17-01-2006
Inicio Vigencia	:17-01-2006
URL	: http://www.leychile.cl/Navegar/?idNorma=246461&idVersion=2006-01-17&idParte

APRUEBA REGLAMENTO PARA MEDIOS DE GENERACION NO CONVENCIONALES Y PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACION ESTABLECIDOS EN LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS

Núm. 244.- Santiago, 2 de septiembre de 2005.- Vistos:

1. Lo dispuesto en el Artículo 32 número 8 de la Constitución Política de la República.
2. Lo dispuesto en los Títulos III y V del Decreto con Fuerza de Ley N°1 de 1982, del Ministerio de Minería, que establece la Ley General de Servicios Eléctricos, y sus modificaciones legales, especialmente las introducidas por la Ley N° 19.940 y la Ley N° 20.018.
3. El Decreto Supremo N° 327 del Ministerio de Minería, de 1997, que establece el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Considerando:

1. Que, el Artículo 1° de la Ley N° 19.940, incorporó al DFL N°1, Ley General de Servicios Eléctricos (en adelante e indistintamente, la "Ley") entre otras disposiciones, el artículo 71°-7, que regula los Medios de Generación cuya fuente sea no convencional y sus excedentes de potencia suministradas al sistema sean inferiores a 20.000 kilowatts (en adelante, "Medios de Generación no Convencionales" o "MGNC").
2. Que, el artículo 91° de la Ley, ordena reglamentar el procedimiento para la determinación de precios y los mecanismos de estabilización de precios, aplicables a la energía inyectada por medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts.
3. Que, finalmente, es necesario desarrollar y ejecutar las disposiciones señaladas de manera orgánica, coherente e integral con las demás normas de la Ley, a efectos de permitir su aplicación efectiva.

Decreto:

Apruébase el siguiente reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en los artículos 71°-7 y 91° de la Ley General de Servicios Eléctricos:

TITULO I

CAPITULO PRIMERO
DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1°: Las disposiciones del presente reglamento se aplicarán a las empresas que posean medios de generación conectados y sincronizados a un sistema eléctrico y que se encuentren en alguna de las categorías señaladas a continuación, sin perjuicio del cumplimiento de la restante normativa vigente:

- a) Medios de generación cuyos excedentes de potencia

sean menores o iguales a 9.000 kilowatts, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, en adelante pequeños medios de generación distribuidos o "PMGD".

b) Medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema sean menores o iguales a 9.000 kilowatts conectados a instalaciones pertenecientes a un sistema troncal, de subtransmisión o adicional, en adelante pequeños medios de generación o "PMG".

c) Medios de generación cuya fuente sea no convencional y sus excedentes de potencia suministrada al sistema sean inferiores a 20.000 kilowatts, en adelante medios de generación no convencionales o "MGNC". La categoría de MGNC, no es excluyente con las categorías indicadas en los literales precedentes.

Artículo 2º: Los propietarios u operadores de los medios de generación señalados en el artículo precedente, sincronizados a un sistema eléctrico en instalaciones pertenecientes a empresas distribuidoras, de transmisión troncal, subtransmisión o adicionales, tendrán derecho a vender la energía que evacuen al sistema al costo marginal instantáneo, así como sus excedentes de potencia al precio de nudo de la potencia, debiendo participar en las transferencias de energía y potencia establecidas en la Ley.

Asimismo, en el presente reglamento se establecen los procedimientos para la determinación de los precios cuando los medios de generación señalados en el Artículo 1º precedente, se conecten directamente a las instalaciones indicadas en el inciso precedente, así como también los mecanismos de estabilización de precios aplicables a la energía inyectada por medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico no superen los 9.000 kilowatts, y la forma en la que se realizará el despacho y la coordinación de estos medios de generación por el Centro de Despacho Económico de Carga, en adelante "CDEC".

Artículo 3º: Las disposiciones del presente reglamento, así como lo dispuesto en las normas técnicas respectivas que a su efecto dicte el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, en adelante el "Ministerio", serán también aplicables a las empresas concesionarias de distribución, o a empresas propietarias de líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público.

Artículo 4º: Las normas técnicas señaladas en el artículo anterior, serán dictadas por el Ministerio, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, en adelante la "Comisión".

Dichas normas tendrán por objetivo establecer los procedimientos, exigencias y metodologías necesarias que permitan especificar las disposiciones señaladas en el presente reglamento.

Artículo 5º: Los CDEC, los concesionarios de servicio público de distribución de electricidad, o bien las empresas que posean líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, deberán entregar toda la información que la Comisión requiera, en la forma y oportunidad que ésta disponga, para efectos de dar cumplimiento a lo dispuesto en el presente reglamento y a las normas técnicas referidas en el Artículo 3º.

CAPITULO SEGUNDO DEFINICIONES

Artículo 6º: Para efectos de la aplicación del presente reglamento, se establecen las siguientes definiciones:

a) Medio de generación: conjunto de unidades de generación pertenecientes a un mismo propietario que se conectan al sistema eléctrico a través de

un mismo punto de conexión.

b) Unidad de generación: equipo generador eléctrico que posee dispositivos de accionamiento o conversión de energía propios, sin elementos en común con otros equipos generadores. Se entenderá que existen elementos en común cuando una falla de algún elemento de una unidad generadora implica la salida de servicio de otra unidad.

c) Empresa distribuidora: Concesionarios de servicio público de distribución de electricidad, así como aquellas empresas que posean líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público.

d) Punto de conexión: punto de las instalaciones de transporte o distribución de energía eléctrica en la que se conecta un medio de generación a un sistema interconectado. La norma técnica respectiva a cada nivel de tensión fijará los criterios para definir este punto, considerando las condiciones de las instalaciones y la potencia y forma de operar del medio de generación.

e) Punto de repercusión: punto de la red eléctrica de la empresa distribuidora más cercano a un PMGD, en el que está conectado un cliente o existe un proyecto de conexión de un cliente. Es el punto de referencia para evaluar las repercusiones sobre la red, producidas por la operación de un PMGD.

f) Costos de conexión: diferencia entre los costos de las obras adicionales en la red de distribución y los ahorros por la operación del PMGD asociados a la inyección de los excedentes de potencia de un PMGD en la red de una empresa distribuidora.

g) Costos adicionales en las zonas adyacentes a un PMGD: Costos de las obras adicionales en la red de distribución en las zonas adyacentes al punto de conexión de un PMGD, necesarias para permitir la inyección de los excedentes de potencia de un PMGD en dicha red.

h) Ahorros por operación de un PMGD: ahorros de costos en la red de distribución a consecuencia de la operación de un PMGD.

i) Excedente de potencia: cualquier potencia inyectada por un medio de generación a un sistema interconectado o a las instalaciones de una empresa propietaria de líneas de distribución, medida en su punto de conexión. Los excedentes de potencia no consideran los consumos propios de la instalación.

j) Medio de generación con autodespacho: medio de generación cuya operación no está sujeta al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por un CDEC.

k) Medio de generación sincronizado al sistema eléctrico: medio de generación que en su punto de conexión, disponiendo de energía primaria, realiza inyecciones de energía eléctrica al sistema en forma permanente, cumpliendo con las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes.

l) Cogeneración: generación en un solo proceso, de energía eléctrica o mecánica, combinada con la producción de calor. La energía eléctrica o mecánica y el calor producido en el proceso de cogeneración deben satisfacer demandas reales, de modo que de no existir la cogeneración éstas debieran satisfacerse desde otras fuentes energéticas.

m) Norma técnica de conexión y operación: norma técnica que establece los procedimientos, metodologías y demás requisitos para la conexión y

operación de los PMGD en instalaciones de media

tensión, en adelante la "NTCO".

TITULO II

DE LOS PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACION DISTRIBUIDOS O "PMGD"

CAPITULO PRIMERO ANTECEDENTES GENERALES

Artículo 7°: Sin perjuicio del cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes, las empresas distribuidoras deberán permitir la conexión a sus instalaciones de los PMGD cuando éstos puedan acceder a dichas instalaciones mediante líneas propias o de terceros.

Artículo 8°: Las obras adicionales que sean necesarias para permitir la inyección de los excedentes de potencia de los PMGD deberán ser ejecutadas por las empresas distribuidoras correspondientes y sus costos serán de cargo de los propietarios de los PMGD.

Para el cálculo de estos costos se considerarán tanto los costos adicionales en las zonas adyacentes a los puntos de inyección, como los ahorros de costos en el resto de la red de distribución, conforme a los criterios y procedimientos establecidos en el Capítulo 3 del presente título.

El valor de estas instalaciones adicionales no se considerará parte del valor nuevo de reemplazo de la empresa distribuidora correspondiente.

Artículo 9°: Las empresas distribuidoras deberán entregar toda la información técnica de sus instalaciones para el adecuado diseño y evaluación de la conexión de un PMGD, que les sea solicitada por empresas y particulares interesados para efectos del desarrollo de ese tipo de proyectos de generación, en los plazos y términos que establece el presente reglamento y la normativa vigente. Del mismo modo, los interesados deberán entregar la información técnica que les sea solicitada por la respectiva empresa distribuidora.

Para tal efecto, la NTCO establecerá formatos estándares tanto de solicitud como de entrega de información, de modo de facilitar la entrega íntegra y oportuna de ésta.

Artículo 10°: Un PMGD conectado a las instalaciones de una empresa distribuidora, adquiere la calidad de usuario de la red de distribución a la cual se conecta y le serán aplicables los derechos y obligaciones a que se refiere el presente reglamento y la normativa aplicable.

Artículo 11°: Las empresas distribuidoras garantizarán el acceso de los PMGD a su red, con la misma calidad de servicio aplicable a los clientes finales sometidos a regulación de precios, o la que se haya pactado en los contratos de suministro suscritos por empresas que posean líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, según corresponda, en la medida que la operación del PMGD se mantenga dentro de los límites establecidos en la NTCO respectiva.

Artículo 12°: El propietario del PMGD deberá mantener en todo momento el buen estado de los empalmes correspondientes a la conexión de éste con las instalaciones de la empresa distribuidora. Dichos empalmes comprenden el conjunto de instalaciones y equipos eléctricos entre su punto de conexión a la red de distribución y sus unidades de generación, incluyendo el punto de conexión.

Artículo 13°: Los procedimientos, metodologías y requisitos técnicos para la conexión y operación de los PMGD serán establecidos en la NTCO. Entre otras materias, dicha norma establecerá al menos lo siguiente:

- a) Los requisitos mínimos para los dispositivos de protección, sincronización y medida que serán exigibles al propietario del PMGD para solicitar y ejecutar una conexión a instalaciones de la empresa distribuidora.
- b) La forma en que deberán operar los PMGD de manera que se cumplan las exigencias de

seguridad y calidad de servicio vigentes.

- c) Los procedimientos específicos a los que deberán sujetarse los propietarios de los PMGD y las empresas distribuidoras para autorizar la conexión de los medios de generación a su red y para autorizar las modificaciones a sus condiciones de operación.
- d) Los procedimientos que deberán seguir el propietario de un PMGD y la empresa distribuidora para la puesta en servicio de dicho PMGD.
- e) Los protocolos de pruebas a los que se deberán someter los PMGD, a fin de verificar las condiciones de su conexión a la red.

Artículo 14°: Las empresas distribuidoras no podrán imponer a los propietarios de PMGD condiciones técnicas de conexión u operación diferentes a las dispuestas en la Ley y en las normas técnicas a que se refiere el Artículo 3° del presente reglamento.

CAPITULO SEGUNDO

DE LOS PROCEDIMIENTOS Y CONDICIONES PARA LA CONEXION,
MANTENIMIENTO E INTERVENCION DE LAS INSTALACIONES DE UN
PMGD

Artículo 15°: Los interesados en conectar un PMGD deberán comunicar su intención a la respectiva empresa distribuidora, adjuntando lo siguiente:

- a) Características principales del PMGD.
- b) Identificación del interesado.
- c) Solicitud de información de las instalaciones de la empresa distribuidora, relevantes para el diseño, conexión y operación del PMGD.

Copia de dicha comunicación deberá ser remitida por el interesado a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante la "Superintendencia", dentro de los siguientes 3 días de su envío a la respectiva empresa distribuidora.

La NTCO establecerá las características específicas respecto de la información que se solicite, así como también los formatos de información y los antecedentes mínimos que deberán ser aportados por la empresa distribuidora.

Artículo 16°: Los propietarios u operadores de PMGD conectados a instalaciones de empresas distribuidoras, que deseen modificar las condiciones previamente establecidas para su conexión y operación, deberán informar de tal situación a la empresa distribuidora en la forma y oportunidad que establezca la NTCO.

Dicha comunicación podrá ser acompañada de una solicitud de información necesaria para evaluar el cambio de las condiciones previamente establecidas entre el propietario del PMGD y la empresa distribuidora. Copia de la comunicación enviada a la empresa distribuidora y de la respectiva solicitud de información, deberá ser remitida por el propietario del PMGD a la Superintendencia dentro de los siguientes 3 días de su envío a la respectiva empresa distribuidora.

Artículo 17: La empresa distribuidora deberá responder las solicitudes de información indicadas en los artículos precedentes, en un plazo máximo de 15 días contados desde su recepción, incluyendo todos los antecedentes de sus instalaciones de distribución que resultan relevantes para el diseño, conexión y operación del PMGD, o según corresponda, para la modificación de sus condiciones iniciales de conexión y operación.

La NTCO establecerá los antecedentes mínimos que deberán ser aportados por la empresa propietaria de líneas de distribución.

Recibida la respuesta, en un plazo de 15 días los interesados en instalar un PMGD o modificar las condiciones previamente establecidas para su operación, podrán pedir a la empresa distribuidora que complemente su respuesta a la solicitud de información, debiendo ésta responder en un plazo no superior a 15 días contados desde la recepción de dicha solicitud.

Los propietarios de los PMGD deberán desarrollar las especificaciones de conexión y operación de sus proyectos conforme a la información suministrada por la empresa distribuidora y las normas vigentes.

Artículo 18°: Previo a su conexión a las instalaciones de una empresa distribuidora o a la modificación de su operación, el interesado en desarrollar un PMGD deberá presentar ante la empresa distribuidora respectiva, una Solicitud de Conexión a la Red, en adelante "SCR", de acuerdo a lo especificado en la NTCO. Copia de la SCR deberá ser enviada a la Superintendencia y al CDEC que corresponda dentro de los 3 días siguientes a su presentación ante la empresa distribuidora.

En un plazo máximo de dos meses contados desde la fecha de presentación de la SCR por parte del interesado o propietario de un PMGD, la empresa distribuidora deberá remitir los informes señalados en el Artículo 31° del presente reglamento al interesado o propietario de un PMGD, según corresponda, con copia a la Superintendencia.

Artículo 19°: En caso de disconformidad del interesado o propietario de un PMGD respecto de los informes señalados en el Artículo 31° del presente reglamento, éste podrá presentar una solicitud de correcciones a dichos informes, en la cual incluya los antecedentes que fundamentan su disconformidad. Dicha solicitud deberá ser remitida tanto a la empresa distribuidora como a la Superintendencia, en un plazo máximo de 20 días de recibidos los informes de parte de la empresa distribuidora.

La empresa distribuidora deberá responder a la Solicitud de Correcciones en un plazo no superior a 15 días corridos desde la fecha de su recepción, junto con los informes señalados en el Artículo 31° del presente reglamento, los cuales deberán incorporar todas las modificaciones efectuadas a partir de los antecedentes presentados en la mencionada solicitud de correcciones.

Artículo 20°: La respectiva SCR se considerará aceptada si:

- a) En el Informe de Criterios de Conexión, en adelante, "ICC", señalado en el Artículo 31° del presente reglamento, la empresa distribuidora manifiesta su conformidad con los antecedentes incluidos en la SCR.
- b) Las controversias entre la empresa distribuidora y el interesado o propietario de un PMGD han sido resueltas según lo establecido en el Título V del presente reglamento y dicha resolución es favorable a la conexión del PMGD.

La aceptación de la SCR tendrá una vigencia de 18 meses contados desde la recepción del ICC por parte del interesado o propietario de un PMGD, o bien, desde la fecha en que sea notificada al interesado o propietario de un PMGD la resolución indicada en el literal b) del presente artículo.

Artículo 21°: Antes de la entrada en operación de un PMGD, su propietario deberá informar a la Superintendencia el cumplimiento de los requisitos establecidos en la NTCO, de acuerdo a los procedimientos establecidos en ésta.

Artículo 22°: Los empalmes necesarios para la conexión a las instalaciones de la empresa distribuidora de un PMGD serán de propiedad de éste, quien deberá hacerse cargo de los costos asociados a su construcción y mantenimiento.

Dichos empalmes deberán ser construidos en conformidad con la NTCO, y su construcción podrá ser llevada a cabo indistintamente por la empresa distribuidora o por el propietario del PMGD respectivo.

Sin perjuicio de lo anterior, las maniobras de conexión del PMGD a la red sólo podrán ser efectuadas por la empresa distribuidora.

Artículo 23°: Todo PMGD deberá coordinar la operación e intervención de sus instalaciones con la empresa distribuidora, de acuerdo a lo señalado en el presente reglamento.

Las instalaciones y equipamientos mínimos que deberá disponer el propietario u operador de un PMGD para una adecuada coordinación de la empresa distribuidora serán especificados en la NTCO.

Artículo 24°: Antes del 15 de diciembre de cada año, el propietario u operador de un PMGD deberá informar a la empresa distribuidora el plan de mantenimiento del respectivo PMGD, para el siguiente año calendario. Asimismo, deberá informar la ejecución de cualquier obra de reparación o modificación de las instalaciones y/o

equipamientos que permiten su conexión a la red de distribución, en conformidad con lo señalado en el presente reglamento y la normativa vigente.

Artículo 25°: Toda maniobra que involucre la conexión o desconexión de un PMGD de la red, cualquiera sea el origen del requerimiento, deberá ser coordinada entre la empresa distribuidora y el propietario u operador del PMGD, de acuerdo a los procedimientos que la empresa distribuidora tenga establecidos para dichas operaciones y lo que indiquen las normas técnicas dictadas en conformidad al Artículo 3° del presente reglamento. Copia de las comunicaciones respectivas deberán ser enviadas a la Dirección de Operación del CDEC respectivo, en adelante, "DO".

El propietario u operador de un PMGD deberá realizar el control de tensión y maniobras de conexión y desconexión de equipos de compensación reactiva en forma coordinada con la empresa distribuidora.

Artículo 26°: Las empresas de distribución deberán implementar los procedimientos y metodologías que sean necesarios para dar cumplimiento a lo dispuesto en el presente reglamento, así como los que sean necesarios para la normal operación de un PMGD, considerando los criterios establecidos en el presente reglamento y en la NTCO, en un plazo no mayor a 60 días corridos, contados desde la aceptación de la SCR, a que se refiere el Artículo 20° del presente reglamento. Los procedimientos y metodologías aquí señalados, serán de público acceso.

El propietario u operador de un PMGD deberá en todo momento acatar las instrucciones de la empresa distribuidora que estén destinadas a resguardar la calidad y seguridad del servicio de la red de distribución, en los tiempos y condiciones establecidas por la empresa distribuidora.

Artículo 27°: Respecto de las condiciones de operación de un PMGD destinadas a resguardar las exigencias de seguridad y calidad de servicio, la NTCO establecerá al menos, lo siguiente:

- a) Las condiciones de operación de un PMGD en caso de fallas a nivel sistémico o en la red de distribución a la cual se encuentre conectado.
- b) Las variaciones de tensión máximas en el punto de repercusión asociado al PMGD en caso de conexión o desconexión de éste.
- c) Las magnitudes y variaciones u holguras de la tensión nominal de 50 Hz permitidas en el punto de repercusión asociado al PMGD.
- d) Los índices de severidad de parpadeo o "flicker" y de contaminación por inyección de corrientes armónicas a la red, originados por los PMGD.

Artículo 28°: La compensación de reactivos asociada a un PMGD deberá ser consistente con la banda de regulación de tensión establecida en la NTCO para el punto de repercusión respectivo.

CAPITULO TERCERO
DE LA DETERMINACION DE LOS COSTOS
DE LAS OBRAS ADICIONALES
PARA LA CONEXIÓN DE UN PMGD

Artículo 29°: Los costos de conexión con cargo al propietario de un PMGD que desea conectarse a las instalaciones de una empresa distribuidora, se determinarán mediante un balance entre los costos adicionales en las zonas adyacentes al PMGD y los ahorros por la operación del PMGD respectivo.

Artículo 30°: La empresa distribuidora podrá acreditar que los costos adicionales en las zonas adyacentes al PMGD son mayores a los ahorros por operación del PMGD correspondiente, mediante el informe de costos de conexión señalado en el Artículo 31° del presente reglamento. En caso contrario, los costos de conexión señalados en el Artículo 29° del presente reglamento serán nulos.

Artículo 31°: La empresa distribuidora deberá emitir el ICC, donde manifieste el acuerdo o desacuerdo con lo consignado en la SCR presentada por un interesado o propietario de un PMGD. Este informe deberá contener los antecedentes técnicos que sustentan la posición de la empresa distribuidora.

Adicionalmente, la empresa distribuidora podrá emitir un informe de costos de

conexión en el caso que desee justificar que los costos adicionales en las zonas adyacentes al PMGD son mayores a los ahorros por la operación de un PMGD. Los costos y ahorros de los que trata dicho informe se basarán en los criterios y períodos de evaluación establecidos para empresas modelo en el cálculo del valor agregado por concepto de costos de distribución, de acuerdo a lo especificado en las componentes del costo del valor agregado de distribución, consideradas en el estudio de costos encargado por la Comisión en la última fijación de los valores agregados de distribución y considerando las inyecciones esperadas del PMGD.

Copias de los informes señalados serán enviadas simultáneamente a la Superintendencia y al interesado o propietario del PMGD, según corresponda.

Para el caso de las empresas distribuidoras no concesionarias, los costos adicionales en las zonas adyacentes al PMGD y los ahorros por operación de un PMGD se basarán en los criterios y bases de cálculo considerados en el estudio de costos encargado por la Comisión en la última fijación de los valores agregados de distribución, para un área de distribución típica de características similares a la empresa que esté en dicha condición.

En la elaboración de los informes anteriores, la empresa distribuidora, cualquiera sea su condición, deberá considerar en todo momento los requerimientos necesarios para mantener los estándares de calidad de suministro en su red.

Artículo 32°: El informe de costos de conexión deberá contener como mínimo un estudio del impacto del PMGD en la determinación de las siguientes componentes de costos:

- a) Costo fijo por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo.
- b) Pérdidas medias de distribución en potencia y energía.
- c) Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución.

Artículo 33°: Si como resultado del estudio de los costos señalados en el artículo anterior se establece que los ahorros por operación de un PMGD no cubren la totalidad de los costos adicionales en las zonas adyacentes al PMGD, la empresa distribuidora deberá proponer al propietario del PMGD alternativas para el pago de los costos de conexión.

La respectiva empresa distribuidora deberá incluir las alternativas de pago en el correspondiente informe de costos de conexión.

Artículo 34°: La empresa distribuidora podrá solicitar al propietario del PMGD respectivo aportes financieros reembolsables para cubrir los costos adicionales en las zonas adyacentes al PMGD que no sean cubiertos por los costos de conexión señalados en el Artículo 29° del presente reglamento. Dichos aportes podrán efectuarse de acuerdo a las disposiciones previstas en los artículos 75°, 76°, 77° y 78° de la Ley para los aportes financieros reembolsables, destinados al financiamiento de las ampliaciones de capacidad que requieran las empresas distribuidoras para dar suministro a los usuarios que soliciten servicio.

CAPITULO CUARTO

DEL REGIMEN DE OPERACION, REMUNERACION Y PAGOS DE UN PMGD

Artículo 35°: Todo PMGD operará con autodespacho. Lo anterior implica que el propietario u operador del respectivo PMGD será el responsable de determinar la potencia y energía a inyectar en la red de distribución en la cual está conectado. Se considerará que los PMGD no disponen de capacidad de regulación de sus excedentes.

Sin perjuicio de lo anterior, y para efectos de la programación de la operación global del sistema eléctrico así como de la determinación de las

correspondientes transferencias entre generadores, el propietario u operador de un PMGD deberá coordinar dicha operación tanto con la empresa distribuidora como con el CDEC respectivo, de acuerdo a lo señalado en el presente capítulo.

Artículo 36°: A más tardar el día 25 de cada mes o el día hábil siguiente, el propietario u operador de un PMGD, que participe de las transferencias de energía y potencia entre empresas eléctricas que se encuentren sujetas a la coordinación del CDEC, deberá enviar un Informe de Operación Mensual, en adelante el "IOM", a la empresa distribuidora y a la DO del CDEC respectivo, en el cual señale su disponibilidad de excedentes esperados para el mes siguiente.

La DO deberá incorporar la información del IOM en la planificación de la operación del sistema para el siguiente mes, refiriendo los aportes del PMGD a la subestación primaria de distribución más cercana al PMGD.

Artículo 37°: En el evento que durante el mes el propietario u operador advierta que no puede operar conforme a la previsión informada en el IOM, el propietario u operador de dicho PMGD deberá informar a la empresa distribuidora y la DO respectiva, a más tardar 48 horas después de constatada dicha situación, procediendo a actualizar el IOM consecuentemente con su nueva disponibilidad de excedentes para el resto del mes.

Una vez finalizado cada mes, la DO o la empresa distribuidora que corresponda, podrán solicitar al propietario u operador del PMGD un informe en el cual se justifiquen las desviaciones producidas entre la operación esperada y la operación real.

Artículo 38°: Los propietarios u operadores de un PMGD tendrán derecho a participar de las transferencias de energía y potencia entre empresas eléctricas que se encuentren sujetas a la coordinación del CDEC. Para tal efecto, deberán solicitar a la DO del CDEC que corresponda, la inclusión en el respectivo balance de inyecciones y retiros, en adelante, "balance de inyecciones y retiros".

Para el caso de las transferencias de potencia, se deberán aplicar las disposiciones que establezca la reglamentación vigente para dichas transferencias. Para efectos del balance de inyecciones y retiros, el CDEC respectivo deberá referir las inyecciones de energía y potencia de un PMGD a la barra de más alta tensión de la subestación de distribución primaria asociada a dicho medio de generación. La norma técnica respectiva establecerá las metodologías y consideraciones que deberá utilizar el CDEC para referir las inyecciones aquí señaladas.

La subestación de distribución primaria asociada a un PMGD, a la que se refiere el inciso precedente, es aquella que presenta la menor distancia eléctrica al punto de conexión del PMGD. La distancia será medida a lo largo de las líneas eléctricas que puedan permitir la conexión, independientemente de sus características técnicas y de si los circuitos operan normalmente cerrados o no.

Para la determinación del balance de inyecciones y retiros señalado, el propietario u operador del PMGD incluido en dicho balance estará obligado a informar al CDEC, en la forma y oportunidad que éste disponga, su inyección horaria en el punto de conexión.

Artículo 39°: El propietario u operador de un PMGD incluido en los balances de inyecciones y retiros podrá optar a vender su energía al sistema a costo marginal instantáneo o a un régimen de precio estabilizado, opción que deberá ser comunicada al CDEC respectivo al menos 6 meses antes de la entrada en operación del PMGD. El período mínimo de permanencia en cada régimen será de 4 años y la opción de cambio de régimen deberá ser comunicada al CDEC con una antelación mínima de 12 meses.

Artículo 40°: El costo marginal instantáneo con el cual se deberán valorar las inyecciones de energía de un PMGD que no opte por el régimen de precio estabilizado a que se refiere el artículo precedente, corresponderá el costo marginal horario calculado por el CDEC en la barra de más alta tensión de la subestación de distribución primaria que corresponda.

Artículo 41°: En cada balance de inyecciones y retiros, el CDEC respectivo deberá considerar que los precios estabilizados con los cuales se deberán valorar las inyecciones de energía de cada PMGD que haya optado por dichos precios, corresponderán al precio de nudo de la energía aplicable a las inyecciones de los PMGD que sean fijados mediante la dictación del decreto tarifario a que se refiere el Artículo 103° de la Ley. La Comisión publicará en su sitio de dominio electrónico los precios que resulten de la aplicación del decreto señalado dentro de los cinco días siguientes a su publicación en el Diario Oficial.

Independiente del régimen de precio de la energía al cual haya optado el propietario del PMGD, en cada balance de inyecciones y retiros, el CDEC respectivo deberá considerar que los precios con los cuales se deberán valorizar las inyecciones de potencia, corresponderán al precio de nudo de la potencia aplicable a las inyecciones de los PMGD que sean fijados mediante el decreto señalado en el inciso precedente.

Del mismo modo, los retiros o compromisos que estén asociados al PMGD deberán informarse al CDEC para ser incluidos en el balance de inyecciones y retiros, y serán valorizados con el mismo régimen de precios utilizado para valorizar las inyecciones de energía y potencia.

Las empresas distribuidoras y los PMGD incluidos en los balances de inyecciones y retiros deberán enviar toda la información que el CDEC solicite para efectos de determinar los balances de inyecciones y retiros de potencia y energía, en la forma y oportunidad que éste disponga.

Artículo 42°: El CDEC respectivo efectuará las reliquidaciones que corresponda aplicar entre las empresas que participan del balance de inyecciones y retiros, considerando el régimen de precios al que haya optado el PMGD y las inyecciones indicadas en el Artículo 38° del presente reglamento, de acuerdo al procedimiento de reliquidaciones que establezca el reglamento interno de cada CDEC.

Artículo 43°: Los propietarios u operadores de los PMGD que participen en las transferencias de energía y potencia entre empresas eléctricas que se encuentren coordinadas por un CDEC, deberán concurrir al pago de los costos de transmisión asociados al uso que sus medios de generación hacen de los sistemas de transmisión troncal, subtransmisión y de transmisión adicionales conforme a la legislación vigente. Sin perjuicio de lo anterior, los propietarios de los PMGD que además sean MGNC estarán exceptuados del pago total o de una porción de los peajes por el uso que las inyecciones de esos medios de generación hacen de los sistemas de transmisión troncal, conforme a lo establecido en el Título IV del presente reglamento.

El uso que la inyección de los excedentes de potencia suministrables al sistema por un PMGD hace de las instalaciones de las empresas de distribución no da lugar al pago de peajes.

Los PMGD que hagan uso de las instalaciones de un concesionario de servicio público de distribución para dar suministro a usuarios no sometidos a regulación de precios ubicados dentro de la zona de concesión del concesionario, deberán pagar un peaje de distribución determinado de acuerdo a lo establecido en el Artículo 71°-43 de la Ley.

CAPITULO QUINTO MEDICION Y FACTURACION DE UN PMGD

Artículo 44°: La emisión de las facturas por parte de un PMGD y el correspondiente pago de las mismas por parte de las empresas, según lo determine el CDEC, se llevará a cabo de acuerdo a los procedimientos establecidos en el reglamento interno que se encuentre vigente en cada CDEC.

Artículo 45°: Los propietarios de PMGD deberán contar con los equipos de medida y facturación suficientes que permitan registrar las lecturas de energía y potencia suministradas al sistema. No se exigirá que dichos equipos permitan facilidades de monitoreo en línea.

El propietario u operador de un PMGD podrá efectuar por sí mismo, o contratar con la empresa distribuidora el servicio de medición y contabilización de la energía evacuada al sistema.

Artículo 46°: Sin perjuicio de la información señalada en el presente reglamento a entregar a los CDEC, para efectos de la planificación del sistema eléctrico, los propietarios de los PMGD deberán suministrar al CDEC respectivo y a la Comisión un informe anual sobre sus estadísticas y proyecciones de operación mensual para los siguientes 12 meses, durante el mes de diciembre del año anterior a la proyección.

TITULO III DE LOS PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN O "PMG"

CAPITULO PRIMERO
ANTECEDENTES GENERALES

Artículo 47°: De acuerdo a lo señalado en el Artículo 1° del presente reglamento, los PMG están conectados a un sistema eléctrico, a través de instalaciones pertenecientes a un sistema troncal, de subtransmisión o adicional. Los PMG tienen por tanto el carácter de entidades sujetas a la coordinación del CDEC respectivo, debiendo ceñirse para tal efecto a las normas y procedimientos que rigen el funcionamiento de dicho organismo coordinador.

Artículo 48°: El interesado o propietario de un PMG deberá comunicar su interconexión a un sistema eléctrico con una anticipación mínima de 6 meses. Dicha comunicación deberá ser enviada al CDEC en la forma que éste determine. El CDEC podrá solicitar la información que estime pertinente respecto de las instalaciones del PMG, de acuerdo a los procedimientos y exigencias generales aplicables a las instalaciones de generación y transmisión del respectivo sistema.

La desconexión o retiro de un PMG de un sistema deberá ser comunicado por su propietario u operador al CDEC y a la Comisión con al menos 12 meses de anticipación. Sin perjuicio de lo anterior, el propietario u operador de un PMG podrá solicitar a la Comisión la exención de los plazos señalados en el presente artículo, para lo cual la Comisión deberá solicitar al CDEC uno o más informes que permitan determinar las consecuencias y efectos que se producirían sobre la seguridad y calidad de servicio del sistema, antes de aceptar o rechazar la exención de plazos solicitada.

CAPITULO SEGUNDO
DEL REGIMEN DE OPERACION, REMUNERACION Y PAGOS DE UN PMG

Artículo 49°: Todo PMG deberá coordinar su operación con el CDEC respectivo, de acuerdo a las normas y procedimientos que rigen el funcionamiento de dicho organismo coordinador así como las demás condiciones establecidas en el presente título.

Los propietarios u operadores de un PMG cuya fuente sea no convencional, de acuerdo a lo establecido en el Título IV del presente reglamento, podrán optar operar con autodespacho. Lo anterior implica que el propietario u operador del respectivo PMG que esté en dicha condición, será el responsable de determinar la potencia y energía a inyectar al sistema. Se considerará que los PMG que opten operar con autodespacho no disponen de capacidad de regulación de sus excedentes.

Sin perjuicio de lo anterior, el propietario u operador de cualquier PMG podrá solicitar a la DO del CDEC correspondiente, de manera fundada, una operación con autodespacho. La DO deberá responder dicha solicitud en un plazo no superior a 30 días de su recepción. De ser aceptada dicha condición de operación, ésta se mantendrá por al menos 12 meses. El operador o propietario de un PMG con autodespacho deberá enviar a más tardar el día 25 de cada mes, un IOM a la DO, indicando su disponibilidad de excedentes esperados para el siguiente mes.

La DO deberá incorporar la información del IOM en la planificación de la operación del sistema para el siguiente mes, considerando los aportes del PMG en la barra informada por el propietario u operador como punto de conexión al sistema.

Artículo 50°: En el evento que durante el mes el propietario u operador de un PMG con autodespacho advierta que no puede operar conforme a la previsión informada en el

IOM, el propietario u operador de dicho PMG deberá informar a la DO respectiva, a más tardar 48 horas después de constatada dicha situación, procediendo a actualizar el IOM consecuentemente con su nueva disponibilidad de excedentes para el resto del mes.

Una vez finalizado cada mes, la DO que corresponda, podrá solicitar al propietario u operador del PMG un informe en el cual se justifiquen las desviaciones producidas entre la operación esperada y la operación real.

Artículo 51°: Los propietarios u operadores de un PMG tendrán derecho a participar de las transferencias de energía y potencia entre empresas eléctricas que se encuentren sujetas a la coordinación del CDEC, a través del respectivo balance de inyecciones y retiros, conforme a los procedimientos generales vigentes para tal efecto, incluyendo las disposiciones establecidas en el presente capítulo.

Para el caso de las transferencias de potencia, se deberán aplicar las disposiciones que establezca la reglamentación vigente para dichas transferencias.

Artículo 52°: El propietario de un PMG podrá optar a vender su energía al sistema a costo marginal instantáneo o a un precio estabilizado, opción que deberá ser comunicada al CDEC respectivo al menos 6 meses antes de la entrada en operación del PMG. El período mínimo de permanencia en cada régimen será de 4 años y la opción de cambio de régimen deberá ser comunicada al CDEC con una antelación mínima de 12 meses.

Artículo 53°: El costo marginal instantáneo con el cual se deberán valorar las inyecciones de energía de un PMG que no opte por el régimen de precio estabilizado a que se refiere el artículo precedente, corresponderá el costo marginal horario calculado por el CDEC en el punto de conexión del PMG al sistema.

Artículo 54°: En cada balance de inyecciones y retiros, el CDEC respectivo deberá considerar que los precios estabilizados con los cuales se deberán valorizar las inyecciones de energía de cada PMG que haya optado por dicho régimen, corresponderán al precio de nudo de la energía aplicable a las inyecciones de los PMG que sean fijados mediante la dictación del decreto tarifario a que se refiere el artículo 103° de la Ley. Una vez dictado dicho decreto, la Comisión publicará en su sitio de dominio electrónico los precios que resulten de la aplicación del mismo.

Independiente del régimen de precio de la energía al cual haya optado el propietario del PMG, en cada balance de inyecciones y retiros, el CDEC respectivo deberá considerar que los precios con los cuales se deberán valorizar las inyecciones de potencia, corresponderán al precio de nudo de la potencia aplicable a las inyecciones de los PMG que sean fijados mediante el decreto señalado en el inciso precedente.

Del mismo modo, los retiros o compromisos que estén asociados al PMG deberán informarse al CDEC para ser incluidos en el balance de inyecciones y retiros, y serán valorizados con el mismo régimen de precios utilizado para valorizar las inyecciones de energía y potencia.

Artículo 55°: El CDEC respectivo deberá utilizar los procedimientos vigentes tal que permitan efectuar las reliquidaciones que corresponda aplicar entre las empresas que participan del balance de inyecciones y retiros, considerando el régimen de precios al que haya optado el PMG.

Artículo 56°: Los propietarios de los PMG deberán concurrir al pago de los costos de transmisión asociados al uso que sus medios de generación hacen de los sistemas de transmisión troncal, subtransmisión y de transmisión adicionales conforme a la legislación vigente. Sin perjuicio de lo anterior, los propietarios de los PMG que además sean MGNC estarán exceptuados del pago total o de una porción de los peajes por el uso que las inyecciones de esos medios de generación hacen de los sistemas de transmisión troncal, conforme a lo establecido en el Artículo 71°-7 de la Ley y en el Título IV del presente reglamento.

CAPITULO TERCERO MEDICION Y FACTURACION DE UN PMG

Artículo 57°: La emisión de las facturas por parte de un PMG y el correspondiente pago de las mismas por parte de las empresas, según lo determine el CDEC, se llevará a cabo de acuerdo a los procedimientos establecidos en el reglamento interno que se encuentre

vigente en cada CDEC.

Artículo 58°: Los propietarios de PMG deberán contar con los equipos de medida y facturación suficientes que permitan registrar las lecturas de energía y potencia suministradas al sistema. Para los PMG que se encuentren operando con autodespacho no se exigirá que dichos equipos permitan facilidades de monitoreo en línea.

Artículo 59°: Sin perjuicio de la información señalada en el presente reglamento a entregar a los CDEC, para efectos de la planificación del sistema eléctrico, los propietarios de los PMG deberán suministrar al CDEC respectivo y a la Comisión un informe anual sobre sus estadísticas y proyecciones de operación mensual para los siguientes 12 meses, durante el mes de diciembre del año anterior a la proyección.

TITULO IV
DE LOS MEDIOS DE GENERACION NO
CONVENCIONALES O "MGNC"

CAPITULO PRIMERO
CLASIFICACION DE MGNC SEGUN FUENTE

Artículo 60°: Para efectos de clasificar a un MGNC, se consideran como fuentes no convencionales a las siguientes energías:

- a) Energía hidráulica de cursos de agua: energía potencial y cinética del agua obtenida por medio centrales hidroeléctricas de potencia inferior a 20.000 kilowatts.
- b) Energía geotérmica: corresponde a aquella que se obtenga del calor natural de la tierra, que puede ser extraída del vapor, agua, gases, excluidos los hidrocarburos, o a través de fluidos inyectados artificialmente para este fin.
- c) Energía solar: energía obtenida en forma directa de la radiación solar.
- d) Energía eólica: energía cinética del viento.
- e) Energía de los mares: toda forma de energía hidráulica producida por el movimiento de las mareas (mareomotriz), de las olas y de las corrientes, así como cualquier otra forma de energía proveniente de los mares.
- f) Energía obtenida de la biomasa: es la obtenida de cualquier tipo de materia orgánica y biodegradable de origen vegetal o animal que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otras fuentes energéticas líquidas o gaseosas antes de la combustión.

Artículo 61°: La biomasa será considerada como fuente no convencional si resulta incluida en alguna de las siguientes categorías:

- a) Productos, subproductos y residuos forestales, tales como leña, carbón vegetal, ramas, restos de podas y de cosechas.
- b) Residuos de la industria primaria y secundaria de la madera, tales como aserrín, virutas, cortezas y restos de maderas.
- c) Subproductos y residuos de la industria de la celulosa y del papel, tales como, licor negro, lodos y gases provenientes de plantas de tratamientos de residuos sólidos y líquidos.
- d) Residuos agrícolas: tales como restos de cultivos herbáceos, frutícolas y de cereales, pastos, plantas verdes y otros.
- e) Residuos de industrias agroalimentarias, tales como cáscaras, cuescos, semillas, hollejos, lodos y gases provenientes de plantas de tratamientos de residuos sólidos y líquidos.
- f) Residuos de la industria ganadera y de crianza de animales, tales como purines, estiércol, residuos de animales muertos, sangre, huesos, pieles.
- g) Residuos de plantas de tratamiento de aguas servidas urbanas e industriales, tales

como lodos y gases resultantes del tratamiento.

- h) Residuos urbanos producidos por los sectores residencial, comercial y público, los cuales son recolectados para su disposición en un relleno sanitario.
- i) Cualquier tipo de biomasa cultivada para fines energéticos.

Artículo 62°: Las instalaciones de cogeneración cuyos excedentes de potencia suministrada al sistema sean inferiores a 20.000 kilowatts que utilicen fuentes de energía primaria diferentes a las señaladas en el Artículo 60° del presente reglamento, serán clasificadas como MGNC si acreditan un rendimiento energético superior al que indique la norma técnica respectiva.

Artículo 63°: Sin perjuicio de lo expresado en el artículo precedente, las instalaciones de cogeneración que utilicen calor residual de un proceso térmico independiente a la actividad de cogeneración, estarán exceptuadas de acreditar el rendimiento energético señalado, para ser clasificadas como MGNC. La norma técnica respectiva establecerá las condiciones que deberá cumplir la actividad de cogeneración y el uso del calor residual del proceso térmico señalado.

Artículo 64°: La Comisión podrá clasificar, de oficio o a petición de parte, como no convencionales a fuentes energéticas no incluidas en el presente capítulo, en la medida que la utilización de dichas fuentes tengan un bajo impacto ambiental y contribuyan a aumentar la seguridad del abastecimiento energético.

Cualquier interesado en clasificar una fuente como no convencional, podrá solicitar a la Comisión que estudie la procedencia de su clasificación.

Los interesados en la clasificación señalada en el inciso anterior deberán presentar un informe conteniendo una descripción general de: la fuente de energía, su origen y disponibilidad; las tecnologías utilizadas para su conversión a energía eléctrica; los distintos impactos ambientales que tienen asociados; y los proyectos en los que se pretende utilizar la fuente.

La Comisión deberá aprobar o rechazar la solicitud planteada, en un plazo no superior a dos meses a partir de la fecha de recepción. Asimismo, podrá solicitar los antecedentes que estime pertinentes a efectos de analizar dicha solicitud.

CAPITULO SEGUNDO EXENCION DEL PAGO POR USO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISION TRONCAL

Artículo 65°: Los propietarios de los MGNC estarán exceptuados del pago total o de una porción de los peajes por el uso que las inyecciones de esos medios de generación hacen de las instalaciones de transmisión troncal del respectivo sistema.

Artículo 66°: Para efecto de la determinación de la exención señalada en el artículo precedente, los excedentes de potencia suministrados al sistema serán determinados por la Dirección de Peajes, en adelante la "DP", del CDEC respectivo, en el correspondiente punto de conexión del MGNC.

Artículo 67°: La DP respectiva podrá solicitar al propietario del MGNC una verificación de los excedentes de potencia suministrable al sistema por el MGNC, de acuerdo a los procedimientos que ésta establezca.

Artículo 68°: El peaje por el uso que las inyecciones de los MGNC hacen del sistema de transmisión troncal, considerando la exención a que se refiere el Artículo 65° del presente reglamento, se determinará de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) Se determinará el peaje del MGNCi (PNCli), expresado en unidades monetarias, conforme a lo siguiente:

NOTA: VER D.O. 17.01.2006, PAGINA 7

donde:

- Pbasei es el peaje que le correspondería pagar al MGNCi, conforme a las normas generales de peajes, expresado en unidades monetarias.
- FPi es el factor proporcional asociado al MGNCi para el cálculo de la exención, expresado en unidades adimensionales y calculado como:

Si EPNCi es inferior a 9.000 kilowatts, entonces FPi = 0, y Si EPNCi es mayor o igual a 9.000 kilowatts, Entonces

NOTA: VER D.O. 17.01.2006, PAGINA 7

donde EPNCi es el excedente de potencia suministrada al sistema por el MGNCi , expresado en kilowatts.

b) Se determinará el pago adicional de peaje del MGNCi (PNC2i), expresado en unidades monetarias, conforme a lo siguiente:

Si CEP es inferior o igual a $0,05 * CIT$, entonces:
 $PNC2i = 0$

Si CEP es mayor a $0,05 * CIT$, entonces:

NOTA: VER D.O. 17.01.2006, PAGINA 7

donde:

CEP es la capacidad conjunta exceptuada de peajes, expresada en kilowatts.

CIT es la capacidad instalada total del sistema eléctrico, expresada en kilowatts.

El parámetro CEP se obtiene de la relación :

NOTA: VER D.O. 17.01.2006, PAGINA 8

c) Finalmente, el pago total de peaje de transmisión troncal del MGNCi (PNctoti) corresponderá a la suma de las componentes determinadas en los literales a) y b) del presente artículo, esto es:

NOTA: VER D.O. 17.01.2006, PAGINA 8

Artículo 69°: El monto correspondiente a la suma de la exención de peajes de todos los MGNC será pagado por las demás empresas que efectúan inyecciones de energía al sistema a prorrata de dichas inyecciones, las cuales corresponderán a inyecciones promedio de energía según despacho proyectado en el período para el que se realiza el cálculo de peajes.

TITULO V RECLAMOS Y CONTROVERSIAS

Artículo 70°: Sin perjuicio de la facultad para resolver reclamos de la Superintendencia, dispuesto en el Artículo 3° N°17 de la Ley N°18.410, los propietarios u operadores de los medios de generación señalados en la letra a) del Artículo 1°, podrán presentar a la Superintendencia reclamos por controversias que se refieran a las siguientes materias originadas por la aplicación de este reglamento:

a) Informes dispuestos por el Artículo 31° y siguientes del presente reglamento, y costos de conexión que deriven de éstos;

b) Conexión, modificación y desconexión de las instalaciones de un medio de generación a líneas de distribución de energía eléctrica que utilice bienes nacionales de uso público;

c) Calidad de servicio;

d) Conflictos por la operación técnica de las instalaciones;

e) Conflictos relativos a la falta de acuerdo sobre la forma de efectuar las transferencias de energía o potencia, y forma de transportar dicha energía y potencia; y

f) Respecto de procedimientos que se establezcan por los propietarios de líneas de distribución de energía eléctrica que utilice bienes nacionales de uso público o para la operación coordinada con el sistema eléctrico, en cumplimiento del presente reglamento.

Artículo 71°: El reclamo ante la Superintendencia deberá presentarse por el interesado dentro del plazo de un mes desde que se produzca el desacuerdo señalado en el artículo anterior, mediante informe fundado, y adjuntando los antecedentes que correspondan.

La solicitud podrá presentarse en cualquier oficina de la Superintendencia o mediante correo certificado entregado en la oficina de correos que corresponda hasta el último día del plazo.

La Superintendencia remitirá inmediatamente después de recibido el reclamo los antecedentes a la Comisión. No obstante, dentro del plazo de quince días hábiles contados desde la presentación, podrá declararlo inadmisibles si constata el incumplimiento de alguno de los requisitos señalados en este artículo.

Artículo 72°: La Superintendencia resolverá sobre la materia objeto del reclamo en el plazo de sesenta días contado desde la declaración de admisibilidad, previa recomendación de la Comisión, cuyo informe contendrá las posiciones de los interesados en la controversia que las hubiesen expuesto de acuerdo a lo dispuesto por la Comisión en el acto de instrucción respectivo dictado en conformidad al Artículo 34° de la Ley N° 19.880 que Establece Bases de los Procedimientos Administrativos que Rigen los Actos de los órganos de la Administración del Estado.

La Comisión podrá solicitar informes a otros organismos para ser considerados en la elaboración de su recomendación y la Superintendencia podrá solicitar directamente a los interesados informes sobre la materia objeto de la controversia, de acuerdo al número 17 del Artículo 3° de la Ley N° 18.410.

No obstante lo dispuesto en la ley N° 19.880 referida, en el tiempo que medie entre la resolución definitiva de la Superintendencia, ésta podrá ordenar medidas provisionales, previo informe de la Comisión. La resolución que las establezca será notificada por carta certificada a los interesados.

Artículo 73°: Las controversias que se susciten al interior de un CDEC y que se refieran a empresas que posean medios de generación conectados y sincronizados a un sistema eléctrico que se encuentran en las categorías expresadas en las letras b) y c) del Artículo 1° del presente reglamento, serán sometidas al dictamen del Panel de Expertos establecido en el Título VI de la Ley, y su procedimiento se sujetará a lo dispuesto en el Artículo 32 del Decreto Supremo N° 181 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2004, con exclusión de las que se refieran a un PMGD que califique igualmente en la categoría de la letra c) del Artículo 1° referido, las que serán resueltas por la Superintendencia en conformidad a los Artículos 70°, 71° y 72° de este reglamento.

TITULO VI DISPOSICION FINAL

Artículo 74°: Para efectos de la aplicación del presente reglamento, los plazos se entenderán de días hábiles, salvo que se indique expresamente lo contrario. En caso que alguno de los plazos venza un día sábado, domingo o festivo, se prorrogará al día hábil siguiente.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo 1°: El presente reglamento entrará en vigencia treinta días después de su publicación en el Diario Oficial.

Artículo 2°: En tanto no se haya dictado la norma específica para PMGD, conectados en baja tensión, las condiciones técnicas de su conexión se regirán por lo establecido en la NCh Elec 4-2003 de la Superintendencia, y los criterios generales establecidos en este reglamento.

Artículo 3°: Los CDEC deberán adaptar e implementar los procedimientos y metodologías que sean necesarios para dar cumplimiento a lo dispuesto en el presente reglamento, en particular para la incorporación en el balance de inyecciones y retiros de los medios de generación a que se refiere el presente reglamento.

Los procedimientos y metodologías señalados en el inciso previo serán de público acceso y deberán ser informados a la Comisión para su aprobación conforme según lo

dispone el DS 327, de 1997, del Ministerio de Minería, en un plazo no mayor a los 90 días corridos, contados desde la fecha de publicación en el Diario Oficial del presente reglamento.

Artículo 4°: En tanto no se dicte la NTCO a que se refiere el presente reglamento, las variaciones de tensión señaladas en los literales b) y c) del Artículo 27° del presente reglamento no podrán exceder a $\pm 6\%$.

Artículo 5°: Los propietarios u operadores de los medios de generación a que se refiere el presente reglamento participarán del financiamiento y composición del CDEC respectivo conforme se establezca en la reglamentación que se dicte de acuerdo a lo dispuesto en la Ley N° 20.018.

Anótese, tómese razón y publíquese.- RICARDO LAGOS ESCOBAR, Presidente de la República.- Carlos Alvarez Voullieme, Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción (S).

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda atentamente a Ud., Carlos Alvarez Voullieme, Subsecretario de Economía, Fomento y Reconstrucción.