

PODER EJECUTIVO

**Ministerio de Economía,
Fomento y Reconstrucción**SUBSECRETARIA DE ECONOMÍA,
FOMENTO Y RECONSTRUCCIÓN**MODIFICA DECRETO SUPREMO N° 327, DE 12 DE DICIEMBRE DE 1997, DE MINERÍA, QUE APRUEBA EL REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS**

Núm. 158.- Santiago, 5 de septiembre de 2003.-

Vistos: Lo dispuesto en los artículos 32 N°8 y 35 de la Constitución Política de la República; el Decreto con Fuerza de Ley N°1, de 1982, del Ministerio de Minería y sus modificaciones; la Ley N° 18.410 de 1985, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y sus modificaciones; y la Resolución N° 520 de 1996 de la Contraloría General de la República que fija el texto refundido de su Resolución N° 55 de 1992;

Considerando:

1. Que es conveniente establecer medidas y procedimientos aplicables en el supuesto de un decreto de racionamiento, a consecuencia de fallas prolongadas de centrales eléctricas o de situaciones de sequía, contemplado en el artículo 99 bis del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 de 1982;

2. Que los avances experimentados en materia de cálculo de peajes de transmisión y que el monto del peaje básico de transmisión no está estrechamente relacionado con el uso de la red de transmisión, hacen necesario dictar normas complementarias a las de la Ley General de Servicios Eléctricos, y

3. Que es recomendable normar los procedimientos de determinación del precio de nudo, como garantía de un precio regulado con criterios establecidos para otorgar certidumbre a las decisiones de inversión del sector privado.

Decreto:

Artículo único: Introdúcese las siguientes modificaciones al Decreto Supremo N° 327, de Minería, que fija el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos:

1. Intercállase, en el epígrafe del párrafo 4 del Capítulo 6 del Título II, a continuación de la expresión "Electricidad", la frase "y remuneración de las mismas".

2. Sustitúyese el inciso 2º del artículo 84, por los siguientes incisos nuevos:

"Son directa y necesariamente afectadas por la inyección de potencia y energía el conjunto mínimo de instalaciones que, permitiendo conectar la central con el conjunto de las subestaciones de peajes en cada sistema eléctrico, tienen un Factor de Utilización de Potencia por Tramo Promedio (FUPTP), definido según el artículo 92-1 de este reglamento, igual o superior a 2%.

El conjunto de subestaciones de peajes para cada sistema eléctrico se determinará en el decreto de precios de nudo, y estará constituido por todas aquellas subestaciones eléctricas directamente conectadas a instalaciones de transmisión cuyos flujos se ven afectados principalmente por las distintas condiciones de operación del parque generador, para una misma condición de demanda.

3. Suprímese el inciso 2º del artículo 86.

4. Sustitúyese el artículo 89 por el siguiente:

"El peaje básico de las instalaciones se pagará a prorrata de la potencia máxima transitada por cada usuario en cada tramo, respecto de la potencia máxima total transitada por todos los usuarios en éste, incluido el dueño de las líneas, subestaciones y demás instalaciones referidas."

5. Agrégase un artículo 89 bis, nuevo, a continuación del artículo 89, del siguiente tenor:

"Para efectos de la prorrata señalada en el artículo anterior, ésta se deberá calcular sólo entre aquellas centrales que tengan dicho tramo dentro de su área de influencia."

6. Sustitúyese, en el artículo 90, la expresión "de operación del sistema", por la frase "esperadas de operación del sistema para un conjunto de situaciones operacionales".

7. Intercállase, en el inciso 2º del artículo 91, a continuación de la expresión "condiciones normales", la palabra "esperadas".

8. Sustitúyese el artículo 92, por el siguiente:

"Para los efectos de los artículos anteriores, las transmisiones netas se definen como el promedio de la transmisión media esperada de energía, para un conjunto de condiciones operacionales, a lo largo de un año calendario."

9. Agrégase un artículo 92-1, nuevo, a continuación del artículo 92, del siguiente tenor:

"Anualmente, la Dirección de Peajes del respectivo CDEC deberá:

a) Solicitar y recibir de las entidades sujetas a la coordinación del respectivo CDEC, que sean propietarias u operadoras de instalaciones de transmisión, antecedentes de valores nuevos de reemplazo y de los costos de operación y mantenimiento, y las capacidades en líneas y subestaciones aplicables al cálculo de peajes, en cada uno de sus tramos.

b) Establecer y proyectar anualmente, para un período de cinco años y con fines indicativos, la capacidad y el uso adicional máximo de cada uno de los sistemas de transporte cuya operación coordine el CDEC, utilizando los criterios de calidad de servicio que le sean aplicables conforme a este reglamento.

c) Proyectar, a comienzos de cada año, los ingresos tarifarios en todas las instalaciones de transporte sujetas a la coordinación del CDEC, aplicables para efecto del peaje básico a que se refiere el artículo 88.

d) Establecer para fines referenciales las instalaciones que conforman el área de influencia correspondiente a cada una de las centrales cuya operación es coordinada por el CDEC, de acuerdo a lo siguiente:

d).1. Condiciones operacionales esperadas para un horizonte de 5 años que resultan de combinar, según corresponda, a lo menos:

1. Estadística hidrológica;
2. Características de la demanda, industrial o residencial, y su localización;
3. Situaciones de mantenimiento mayor para las instalaciones de transmisión y generación del sistema;
4. Indisponibilidad de las centrales térmicas;
5. Desagregación temporal de la demanda en cada barra del sistema, en a lo menos etapas mensuales;
6. Curva de carga de la demanda de acuerdo a sus características, industrial o vegetativa, utilizando a lo menos 3 bloques de duración.

d).2. El Factor de Utilización de Potencia por Tramo Promedio (FUPTP) para cada central, mediante la siguiente expresión:

$$FUPTP_{i,g,l-k} = \frac{\sum FUPT'_{i,g,l-k}}{t_{l-k}}$$

En donde el FUPT se determinará según lo señalado en este artículo y t_{l-k} corresponde al conjunto de condiciones operacionales esperadas que resultan de aplicar la letra e) numeral 1 de este artículo para el tramo l-k.

Para efectos de definir el área de influencia de una central, la Dirección de Peajes deberá considerar que son directa y necesariamente afectadas por las inyecciones de potencia y energía de una central, aquellas instalaciones en las cuales el factor FUPTP cumpla con el requisito señalado en el artículo 84.

e) Establecer, para fines referenciales, la prorrata correspondiente a cada una de las centrales cuya operación es coordinada por el CDEC respectivo, en aquellas instalaciones que forman parte de su respectiva área de influencia. Para estos efectos, el factor de prorrata por tramo será el FUPTP señalado en la letra d), pero ajustado de acuerdo a las centrales que tienen dicho tramo dentro de su área de influencia, considerando:

1. La potencia máxima anual transitada en cada tramo del área de influencia de una o más centrales, representada mediante el conjunto de potencias transitadas en cada tramo, iguales o superiores al 90% del flujo máximo transitado en el tramo.

2. El FUPTP de cada central generadora que resulta de utilizar el conjunto de potencias transitadas que cumplen la condición señalada en el número 1 anterior.

f) El Factor de Utilización por Tramo, de cada condición operacional esperada, de cada central y tramo del sistema, mediante las siguientes expresiones y condiciones de aplicación:

$$FUPT_{i,g,l-k} = GGDF_{i,k,g} * \left[\frac{G_{i,g}}{f_{i,l-k}} \right]$$

Corrección por contraflujo: si para una condición operacional, la participación de una central resulta ser contraria al flujo de potencia del tramo en dicha condición, esta participación será nula.

$$GGDF_{i,k,g} = \begin{cases} 0 & \text{si } (GGDF_{i,k,g} * F_{i,k}) < 0 \\ GGDF_{i,k,g} & \text{si } (GGDF_{i,k,g} * F_{i,k}) \geq 0 \end{cases}$$

$$f_{i,l-k} = \sum_s \sum_p GGDF_{i-k,s} * G_{p,s}$$

Cálculo de GGDF:

$$GGDF_{i,k,g} = A_{i,k,g} + D_{i,k,R}$$

$$G_g = \sum_{j=1}^m G_{j,g}$$

$$A_{i-k,g} = \frac{X_{i-g} - X_{k-g}}{X_{i,k}}$$

$$D_{i-k,R} = \frac{F_{i-k} - \sum_{p \neq R} A_{i-k,p} * G_p}{\sum_g G_g}$$

Donde, para cada condición de operación se tiene que:

$FUPT_{i,k,k}$: Factor de Utilización de Potencia por Tramo de la central i de la barra g en el tramo l-k.

$f_{i,n-k}$: Flujo resultante de aplicar la corrección por contraflujo tramo l-k.

F_{i-k} : Flujo de potencia en el tramo l-k.

$I-k$: Tramo comprendido entre el nodo l y el nodo k.

G_g : Inyección total barra g.

$G_{i,g}$: Inyección de la central i en la barra g.

$GGDF_{i,k,g}$: Factor de Distribución Generalizada de Generación de la barra g en el tramo l-k.

$A_{i,k,g}$: Factor de Distribución de Cambios en la Inyección de Potencia de la barra g en el tramo l-k.

$X_{i,k}$: Reactancia equivalente entre el nodo l y k, en la matriz de admittancia nodal.

X_{i-g} : Reactancia equivalente entre el nodo l y g, en la matriz de impedancias.

X_{i-k} : Reactancia equivalente entre el nodo l y k, en la matriz de impedancias.

$D_{i,k,R}$: Factor Generalizado de Distribución de Generación de la barra de referencia del sistema en el tramo l-k

g) Calcular el valor del peaje básico, expresado en forma unitaria, por unidad de potencia que se adicione al sistema, con sus fórmulas de reajuste, en cada una de las subestaciones de peaje definidas conforme el artículo 84. Estos valores tendrán el carácter de indicativos o referenciales y se determinarán con los VNR y los costos de operación y mantenimiento informados por las empresas propietarias y, si estuviesen disponibles, con los valores resultantes del informe de la Comisión señalado en el artículo 92-3.

h) Identificar las instalaciones sujetas a peajes adicionales, para cada barra en la cual se realicen retiros en el sistema, indicando los VNR y los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones involucradas a partir de lo informado por las empresas propietarias. Estos valores tendrán el carácter de indicativos o referenciales."

10. Agrégase un artículo 92-2, nuevo, a continuación del artículo 92-1, del siguiente tenor:

"Los propietarios de instalaciones de transmisión interconectadas del respectivo sistema, deberán presentar a la Dirección de Peajes del correspondiente CDEC, sus proposiciones de los valores nuevos de reemplazo y de los costos de operación y mantenimiento aplicables al cálculo de peajes, en los distintos tramos de tales instalaciones. El reglamento interno deberá señalar la forma en que esta información se deberá comunicar al CDEC."

11. Agrégase un artículo 92-3, nuevo, a continuación del artículo 92-2, del siguiente tenor:

"La Comisión podrá efectuar estudios independientes en relación a los valores que propongan las empresas señaladas en el artículo anterior. En caso que éstos se realicen, el informe correspondiente de la Comisión será público y deberá ser considerada por el CDEC para efectos de los cálculos indicados en el presente párrafo".

12. Agrégase, en la letra d) del artículo 172, a continuación de la expresión "se requieran" la expresión, precedida de una coma (,), "considerando los respaldos establecidos en la letra m) de este artículo".

13. Agrégase una letra m) al artículo 172 del siguiente tenor:

"Verificar que en todos los nudos del sistema en que se efectúen retiros de electricidad, el nivel de seguridad de servicio cumpla con lo que señalan los artículos 245 y demás normas pertinentes. El CDEC deberá elaborar un procedimiento para determinar la contribución de los sistemas de transmisión a dicha seguridad, cuando el aporte de generación local no sea suficiente para ello.

Cuando una central no se encuentre en condiciones de operar por mantenimientos programados o fallas intempestivas, el CDEC deberá limitar la potencia que su propietario puede retirar del nudo, al nivel teórico que permita preservar la seguridad de servicio considerando como aportes de otras zonas a través de los sistemas de transmisión, sólo los apoyos que el propietario de la central hubiese convenido para estas situaciones con quienes tengan constituidas servidumbres de paso en los sistemas de transmisión correspondientes. Los apoyos que requieran pero no dispongan del apoyo señalado se tratarán como consumos interrumpibles. Los procedimientos correspondientes deberán ser elaborados por el CDEC e incorporados en el reglamento interno."

14. Agrégase una letra l) al artículo 181, del siguiente tenor:

"Determinar, mensualmente, los ingresos que hayan resultado en cada tramo del sistema de transmisión, a través de la valorización de las transferencias de electricidad que resulten de la aplicación del artículo 265".

15. Sustitúyese las letras b) a j) del artículo 182 por las siguientes:

- a) Realizar las proyecciones de capacidad y uso según se señala en el artículo 92-1;
- b) Adoptar las decisiones que se requieran para la aplicación de las metodologías, modelos matemáticos, valores de parámetros, esquemas de medición u otras materias técnicas necesarias para cumplir sus funciones;
- c) Requerir la información señalada en el artículo 92-1;
- d) Proyectar los ingresos tarifarios conforme se señala en el artículo 92-1;
- e) Proponer al Directorio las áreas de influencia conforme se señala en el artículo 92-1;
- f) Reunir la información relativa a los valores nuevos de reemplazo, costos de operación y mantenimiento, las proyecciones de potencia transitada y de ingresos tarifarios aplicables al cálculo de los peajes; y las capacidades disponibles en líneas y subestaciones para peajes adicionales, en los distintos tramos del sistema, y el cálculo de éstos, expresados en forma unitaria por unidad transmitedora;
- g) Proponer al Directorio el valor del peaje básico unitario, de acuerdo a lo señalado en el artículo 92-1;
- h) Informar al Directorio las instalaciones sujetas a peajes básicos y sus valores, de acuerdo a lo señalado en el artículo 92-1;
- i) Requerir a los operadores de las subestaciones de peajes definidas conforme el Artículo 84º, un informe que detalle las instalaciones necesarias para recibir las inyecciones adicionales de potencia que se indiquen en el requerimiento, y determinar aquellas que son indispensables para cumplir con la calidad de servicio que establece este Reglamento;".

16. Derógase el Capítulo 5º del Título IV.

17. Sustitúyese los incisos 2º, 3º y 4º del artículo 272 por los siguientes:

"Para la determinación del programa de obras de generación y transmisión, la Comisión deberá basarse en lo siguiente:

- a) Previsión de demandas de potencia de punta y energía del sistema eléctrico para los siguientes diez años. Para efectos de esta previsión de demanda y su distribución geográfica y estacional, la Comisión deberá basarse en encuestas a clientes, información estadística, expectativas de variables macroeconómicas, o cualquier otro antecedente relevante para tal efecto. Una vez al año, y junto con el Informe Técnico preliminar correspondiente a la fijación de abril, la Comisión deberá remitir a las empresas generadoras que operan en los sistemas coordinados por un CDEC, un estudio de proyección de demandas de energía y potencia para los próximos diez años. Las proyecciones de demanda deberán establecerse desagregadas por barra del sistema eléctrico correspondiente, así como agregadas y referidas a la subestación donde se determina el precio básico de la energía. Esta proyección podrá ser revisada en la siguiente fijación de modo de incorporar la evolución del consumo observado el último semestre, así como cambios en las expectativas económicas.
- b) Instalaciones existentes, para las cuales la Comisión podrá solicitar todos los antecedentes técnicos, económicos, comerciales o ambientales que considere necesarios para la modelación del sistema.
- c) Instalaciones en construcción al último día hábil del mes de enero o del mes de julio, según sea el caso. Se entenderán en construcción aquellas unidades generadoras, líneas de transporte y subestaciones eléctricas que hayan obtenido sus respectivos permisos de construcción de obras civiles, o bien, hayan dado orden de proceder para la fabricación y/o instalación del equipamiento eléctrico o electromagnético para la generación, producción, transporte o transformación de electricidad. Las empresas propietarias de instalaciones que cumplan alguna de las condiciones del inciso anterior, deberán declararlas en construcción a la Comisión y al respectivo CDEC, dentro de los primeros quince días de obtenido el correspondiente permiso o dada la referida orden de proceder, adjuntando los antecedentes y documentos justificativos que correspondan, y sus plazos estimados de entrada en operaciones. Sin perjuicio de lo anterior, una vez declarada en construcción, la Comisión podrá solicitar aquellos antecedentes técnicos, económicos o comerciales que considere necesarios para caracterizarla o las instalaciones en construcción.

Una vez efectuada la primera comunicación, mientras no finalice la construcción de las instalaciones y de no mediar expresa solicitud de la Comisión, la empresa propietaria deberá informar a la Comisión y al respectivo CDEC el estado de avance de las obras, hasta el último día hábil del mes de enero o del mes de julio, según sea el caso.

- d) Instalaciones recomendadas por la Comisión, separándolas entre centrales generadoras e instalaciones de transmisión. Para efectos de evaluar distintas instalaciones a recomendar, la Comisión considerará los antecedentes técnicos, económicos, comerciales o ambientales que estime necesarios para la modelación del sistema. Asimismo, la Comisión podrá basarse en antecedentes aportados por empresas, información estadística o estudios propios."

18. Derógase el inciso 2º del artículo 274.

19. Sustitúyese los incisos 2º y 3º del artículo 275 por los siguientes:

"La Comisión, para tal efecto, deberá determinar la operación esperada del sistema eléctrico que minimiza la suma del costo actualizado de operación y de racionamiento, durante el período de estudio, considerando básicamente:

- a) Programa de obras definido en el artículo 272;
- b) Previsión de demandas de potencia de punta y energía del sistema eléctrico, definido en el artículo 272;
- c) Información proporcionada por la correspondiente Dirección de Operación, al último día hábil del mes de febrero o del mes de agosto, según sea el caso, referente a los stocks de agua en los embalses, afluentes en régimen natural en centrales hidroeléctricas o cualquier otra estadística hidrológica representativa de las respectivas centrales, considerando como mínimo, una muestra de 40 años hidrológicos, de modo que siempre incluya los datos correspondientes al año hidrológico anterior al que precede a aquél en que se esté efectuando la fijación

de precios de nudo, incluido el último pronóstico de deshielo, según corresponda.

Adicionalmente, la Comisión podrá establecer una metodología para efectos de considerar muestras estadísticas más representativas;

- d) Costos de operación de las instalaciones, incluidos los costos de combustibles y otros costos variables que la Comisión estime pertinentes, expresados a precios existentes en los meses que corresponda según la fijación semestral de que se trate.

Para efectos de determinar los costos variables, la Comisión podrá considerar la información disponible en el mercado o producto de sus propios estudios, respecto de los distintos componentes del costo de combustible, así como aquellas restricciones técnicas, económicas, comerciales y ambientales que existan. Para tal efecto, las empresas deberán entregar toda la información solicitada en la forma y oportunidad que la Comisión establezca;

- e) Costos de racionamiento;

- f) Tasa de descuento de 10% real anual y

- g) Otros antecedentes que la Comisión estime necesarios para la modelación de la operación del sistema eléctrico".

20. Agrégase un inciso final al artículo 276, del siguiente tenor:

"El costo de racionamiento según niveles de déficit de suministro será determinado por la Comisión. Cada cuatro años, la Comisión deberá revisar dicho valor de modo de recoger los cambios que en el período experimenten los principales factores de costo que lo componen, considerando un estudio que contratará con un consultor externo, conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas pertinentes".

21. Intercállase, a continuación del inciso tercero del artículo 277, el siguiente inciso, nuevo:

"En los sistemas señalados en el inciso anterior, la Comisión determinará los costos de inversión y costos fijos de operación de la unidad de punta. Este estudio efectuará cada cuatro años, considerando un estudio que contratará con un consultor externo, conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas pertinentes". Dentro del período de cuatro años señalado, el valor del costo de inversión y operación deberá indexarse en cada fijación de precios semestral mediante fórmulas que den cuenta del cambio en el valor de sus principales componentes de costo".

22. Agrégase un inciso final al artículo 281, nuevo:

"Para los efectos de este artículo, la Comisión establecerá en la modelación del sistema, a lo menos, la desagregación topológica del sistema de transmisión y la distribución geográfica del consumo. Para lo anterior, la Comisión establecerá la forma, oportunidad y fuente de información".

23. Sustitúyese el literal e) del artículo 282, por el siguiente:

"e) Los valores resultantes para los precios de nudo y sus fórmulas de indexación, para los efectos del artículo 270.

Las fórmulas de indexación deberán representar la dependencia de los precios de nudo, respecto de los principales índices cuyas fluctuaciones afectan su cálculo semestral. Podrán ser considerados para esos efectos, las variaciones en la hidrología, en los precios de combustibles, el tipo de cambio y otros que la Comisión establezca";.

24. Intercállase en el inciso 1º del artículo 283, a continuación de la expresión "comunicar a la Comisión", la frase "en la forma y oportunidad que ella establezca".

25. Sustitúyase el literal c) del artículo 283 por el siguiente:

"c) Las empresas distribuidoras que no dispongan de generación propia, en la proporción en que ellas efectúen suministros no sometidos a fijación de precios. En este caso estas empresas distribuidoras deberán informar a su respectivo suministrador, por punto de suministro y antes del 31 de Marzo y del 30 de Septiembre, la potencia y energía destinada a los suministros no sometidos a fijación de precios, y el precio medio cobrado por el suministrador, desagregado mensualmente durante los últimos seis meses.

Para efectos de informar los precios medios cobrados, las empresas deberán atenerse a las facturaciones correspondientes al período señalado y las comunicaciones del literal c), según corresponda, las que constituirán su respaldo".

26. Agrégase, en el inciso final del artículo 291, a continuación del punto final, que pasa a ser punto seguido, el siguiente texto:

"Dentro del mismo plazo señalado en el inciso anterior, la empresa deberá informar a la Comisión y a la Superintendencia su decisión sobre la aplicación de los precios reajustados, la que en el caso de hacerse efectiva deberá incluir una copia de la referida publicación en donde deberá establecer explícitamente la fecha en la cual los precios comenzarán a regir."

27. Intercállase, a continuación del párrafo 3 del Capítulo 3 del Título VI, un párrafo 4, nuevo, pasando a ser los actuales párrafos cuarto y quinto del Capítulo 3 del Título VI, quinto y sexto, respectivamente:

"Párrafo 4. Normas sobre Racionamiento.

Artículo 291-1.- El Ministerio, previo informe de la Comisión, podrá dictar un decreto de racionamiento, en caso de producirse o proyectarse fundamentalmente un déficit de generación en un sistema eléctrico, a consecuencia de fallas prolongadas de centrales eléctricas o de situaciones de sequía, el decreto indicará su plazo de vigencia y contendrá, a lo menos, las disposiciones específicas del presente párrafo.

Artículo 291-2.- El informe de la Comisión deberá explicitar los fundamentos para la dictación del decreto de racionamiento en el sistema eléctrico correspondiente, los motivos de su plazo de vigencia, y las medidas y procedimientos específicos que el decreto deberá contener.

Artículo 291-3.- El decreto de racionamiento podrá disponer que las empresas generadoras y distribuidoras adopten, entre otras, las siguientes medidas tendientes a evitar, manejar, disminuir o superar el déficit:

1. Promover disminuciones del consumo de electricidad;
2. Pactar con sus clientes reducciones de consumo; y
3. Suspender el suministro mediante la aplicación de programas de corte.

Se entenderá que los casos de racionamiento en los que no se aplican las disposiciones de calidad y continuidad del servicio establecidas en la ley y este reglamento, son sólo aquellos casos en que los clientes finales hayan sido afectados por cortes de suministro y siempre bajo la vigencia de un decreto de racionamiento, esto sin perjuicio de las compensaciones dispuestas en el artículo 291-22 y siguientes.

El decreto de racionamiento podrá establecer estándares de calidad y continuidad del servicio especiales y provisionales durante su vigencia.

Artículo 291-4.- Durante la vigencia del decreto de racionamiento, la Dirección de Operación del CDEC respectivo, deberá incentivar, coordinar, permitir y facilitar la adquisición de energía eléctrica a terceros, así como la interconexión de los equipos respectivos al sistema. Esta energía será valorada al costo marginal real, que resulte de considerar el desplazamiento económico de todas las unidades del sistema, incluidos los equipos de los terceros señalados, y será remunerada por todos aquellos que efectúen retiros conforme los balances de inyecciones y retiradas que se efectúen en el período señalado.

Artículo 291-5.- Durante la vigencia del decreto de racionamiento, todo propietario de unidades de generación que dese conectar dichas unidades al sistema, quedará automáticamente eximido de cumplir con los plazos de comunicación a que se refiere el artículo 167, bastando para efecto de la operación de las unidades señaladas sólo la conformidad técnica de la Dirección de Operación del CDEC respectivo.

Artículo 291-6.- En cada sistema eléctrico, las empresas generadoras y distribuidoras deberán mantener, permanentemente, un registro actualizado de la capacidad de generación adicional que sus respectivos clientes estén en condiciones de aportar al sistema. Dicho registro deberá ser informado antes del 31 de diciembre de cada año a la Dirección de Operación del CDEC respectivo, la que, antes del 15 de enero del año siguiente, deberá remitir esta información a la Superintendencia y a la Comisión.

El registro señalado deberá ser informado por las empresas distribuidoras y generadoras conforme al formato que la Dirección de Operación determine, el que deberá contener, al menos, antecedentes respecto a la identificación del cliente, capacidad de generación disponible, costos de operación, tipo de combustible y punto de conexión al sistema eléctrico.

En el caso de los sistemas eléctricos que no cuentan con un CDEC, el registro deberá ser informado anualmente a la Superintendencia y a la Comisión por las empresas que operan en dichos sistemas, en las mismas fechas y conforme el formato que la Comisión les solicite.

Artículo 291-7.- La Dirección de Operación del CDEC respectivo deberá enviar a la Comisión y a la Superintendencia, dentro de las 24 horas siguientes a la fecha de publicación del decreto de racionamiento, un informe fundado que identifique las instalaciones de transmisión que ameriten un tratamiento de operación especial en razón de la situación del déficit de

generación producido o proyectado que motiva la dictación del decreto de racionamiento.

La Comisión comunicará al CDEC correspondiente y a la Superintendencia, dentro de las 24 horas de recibido el informe de la Dirección de Operación, cuáles instalaciones podrán ser operadas en condiciones especiales.

Artículo 291-8.- El decreto de racionamiento señalalará, basándose en el informe de la Comisión, el monto del pago por cada kilowatt·hora de déficit, como las demás condiciones que deberán aplicar las empresas generadoras para el cálculo o registro de los déficit, y los montos y procedimientos que aplicarán las empresas distribuidoras para traspasar íntegramente los montos recibidos a sus clientes finales sometidos a regulación de precios, sin perjuicio de las disposiciones establecidas en el presente párrafo.

Artículo 291-9.- Durante la vigencia del decreto de racionamiento, la operación de corto plazo del sistema eléctrico afectado será programada semanalmente por la Dirección de Operación del CDEC respectivo, conforme a los procedimientos generales que se establezcan en el decreto señalado, sin perjuicio de la aplicación de los procedimientos vigentes en ese CDEC, en lo que éstos no contravengan a las disposiciones que el decreto establezca.

Los procedimientos señalados en el decreto deberán considerar, al menos, criterios para la determinación de afluencias para la primera semana de planificación en centrales hidroeléctricas; criterios para la consideración de congestiones en el sistema de transmisión; y criterios para proyectar, en casos calificados, la disponibilidad en el horizonte de planificación de las instalaciones de generación y de transmisión que hayan demostrado un funcionamiento deficiente.

Artículo 291-10.- Durante la vigencia del decreto de racionamiento, la Dirección de Operación deberá optimizar los mantenimientos de las unidades generadoras, a fin de minimizar situaciones de déficit en el sistema. Todos los cambios al plan de mantenimiento mayor que se efectúen con dicho objetivo, deberán ser informados a las empresas propietarias. En el evento que un mantenimiento mayor no pueda ser postergado, la empresa propietaria deberá enviar un informe técnico a la Dirección de Operación, a la Comisión y a la Superintendencia con las razones que impiden tal postergación.

La información de los mantenimientos no programados se regirá por los procedimientos vigentes en el CDEC para tal efecto, y deberán ser debidamente incorporados en la planificación de corto plazo, debiendo los propietarios de la instalación afectada informar a la Comisión y a la Superintendencia las causas y tiempo estimado de indisponibilidad de la misma.

Corresponderá a la Superintendencia fiscalizar que los antecedentes aportados por los propietarios de las instalaciones que se hayan declarado no disponibles sean fidedignos.

Artículo 291-11.- Con el objeto de disminuir y manejar la profundidad del déficit frente a situaciones críticas o imprevistas, el decreto de racionamiento podrá disponer que la Dirección de Operación del CDEC respectivo, coordine las centrales hidroeléctricas de embalse de forma tal que se garantice la existencia en todo momento de una reserva hídrica efectivamente disponible, cuyo monto será especificado en el decreto de racionamiento señalado.

La acumulación de la reserva a que se refiere este artículo se deberá efectuar cuando sea técnicamente posible y de acuerdo a las restricciones de operación que afecten a los embalses y obras de regulación involucradas en ellas.

Artículo 291-12.- El procedimiento de acumulación de la reserva hídrica, así como los términos generales para su uso y recuperación, deberán ser elaborados por la Dirección de Operación del CDEC y comunicados a la Comisión, dentro de las 24 horas siguientes a la publicación del decreto de racionamiento. Corresponderá a la Dirección de Operación la coordinación de la operación para garantizar la administración de la reserva hídrica.

Artículo 291-13.- Para valorar los efectos económicos producidos por la formación y mantención de la reserva hídrica señalada en el artículo anterior, la Dirección de Operación del CDEC respectivo deberá elaborar un procedimiento que considere que cada agente que inyecta y cada agente que retira deberá permanecer económicamente indiferente por efecto de la formación y mantención de la reserva hídrica señalada. El mayor costo neto de operación del sistema que pudiera resultar producto de la formación y mantención de dicha reserva hídrica deberá ser solventado por los agentes que retiran a prorrata de sus retiros y a través de un monto a descontar respecto de la condición de indiferencia económica señalada.

El procedimiento de valoración del mayor costo neto señalado anteriormente, así como los procedimientos de remuneración correspondientes, deberán ser comunicados por la Dirección de Operación del CDEC a la Comisión, dentro de las 24 horas siguientes a la publicación del respectivo decreto.

Artículo 291-14.- Durante la vigencia del decreto de racionamiento, los resultados de la programación semanal y las

políticas de operación, deberán ser informados en el sitio de dominio electrónico del CDEC, a más tardar doce horas antes de que dicha programación entre en vigencia. La información deberá ser actualizada, dentro del mismo plazo, cada vez que el CDEC respectivo realice un nuevo programa semanal.

Artículo 291-15.- Durante la vigencia del decreto de racionamiento, y a partir de los resultados de la programación semanal obtenidos según lo dispuesto en el artículo 291-9, el CDEC deberá realizar diariamente los ajustes a la programación de los tres días siguientes, de modo de incorporar la información más actualizada de que disponga. Para estos efectos, el CDEC deberá incorporar, al menos, los mantenimientos forzados de unidades, cambios en la demanda, cambios en los afluentes a centrales hidráulicas, y el estado de la reserva hídrica según corresponda, determinando así el programa diario para las centrales y la energía efectivamente disponible en el sistema.

Se entenderá por energía efectivamente disponible a la informada en el programa diario como capacidad de generación en el sistema eléctrico, deducidas las pérdidas de transmisión del sistema, los consumos propios y, según corresponda, los ahorros necesarios para la formación y mantención de la reserva hídrica a que se refiere el artículo 291-11.

El programa diario a que se refiere el inciso precedente, deberá ser informado diariamente en la forma que el decreto de racionamiento específico, y deberá contener al menos los supuestos de elaboración, cambios considerados respecto a la programación semanal, tales como reducciones voluntarias de consumo o aportes adicionales de oferta, la generación de todas las centrales, los costos marginales horarios, y las políticas de operación resultantes.

Durante la vigencia del decreto de racionamiento, la operación real diaria del sistema deberá ser publicada por el CDEC en su sitio de dominio electrónico, a más tardar veinticuatro horas después de transcurrida la misma, especificando los datos de generación horaria real de las centrales y los costos marginales reales horarios determinados por la Dirección de Operación.

Artículo 291-16.- Durante la vigencia del decreto de racionamiento, el sistema se encontrará en situación de déficit previsto cuando la energía efectivamente disponible, definida en el artículo 291-15 resulte insuficiente para cubrir la totalidad de la demanda de energía del sistema, según la proyección de oferta y demanda estimada para los próximos tres días. Correspondrá a la Dirección de Operación del CDEC calificar la situación anterior, debiendo comunicarla diariamente a la Comisión y a la Superintendencia.

Artículo 291-17.- En el evento que se proyecte el déficit a que se refiere el artículo 291-16, éste deberá distribuirse proporcionalmente y sin discriminación de ninguna especie entre todas las empresas generadoras, tomando como base la globalidad de sus compromisos.

Para tal efecto, la energía efectivamente disponible en el sistema eléctrico afectado por el decreto de racionamiento, deberá distribuirse de modo proporcional en los términos que se establecen en el artículo siguiente.

Artículo 291-18.- Para el manejo y asignación del déficit que se proyecte en el sistema conforme al artículo 291-16, la Dirección de Operación del CDEC, diariamente, y considerando la energía efectivamente disponible, elaborará programas diarios de racionamiento para los siguientes tres días. En ellos, asignará proporcionalmente dicha energía a cada empresa generadora, para el conjunto de sus respectivos consumos considerados como un todo, determinando así la cantidad de energía diaria disponible para cada generador en el horizonte cubierto por los programas de racionamiento señalados. Como variable de prorrato de la energía efectivamente disponible, la Dirección de Operación utilizará la demanda diaria prevista de los consumos señalados para dicho período.

Se entenderá por demanda diaria prevista de un cliente de una empresa generadora, al consumo diario de dicho cliente, proyectado para los siguientes tres días, conforme los compromisos de suministro que los clientes referidos tengan con sus respectivos suministradores generadores y que hayan sido informados a la Dirección de Operación del CDEC respectivo antes de la entrada en vigencia del decreto de racionamiento correspondiente conforme los procedimientos de planificación habituales del CDEC.

La energía asignada conforme al inciso anterior será a su vez repartida por la Dirección de Operación entre los compromisos de cada generador, a prorrata de la demanda diaria prevista para cada cliente distribuidor, para cada cliente final sometido a regulación de precios y para el conjunto de clientes libres de cada empresa generadora considerado este último como un todo.

La energía asignada a los compromisos de las empresas generadoras conforme al procedimiento indicado se denominará cuota diaria de racionamiento.

Corresponderá a la Dirección de Operación del CDEC respectivo definir el procedimiento para determinar la demanda

da diaria prevista de los consumos de las empresas generadoras del sistema eléctrico, así como el procedimiento de asignación de la energía diaria disponible para cada generador, y las cuotas diarias de racionamiento para cada compromiso de las empresas generadoras.

El procedimiento mencionado deberá ser propuesto por la Dirección de Operación a la Comisión para su aprobación, dentro de los cinco días siguientes a la publicación del decreto de racionamiento. Una vez aprobado dicho procedimiento, el mismo deberá ser informado a la Superintendencia.

La información de la asignación de la energía disponible por empresa generadora y las cuotas diarias de racionamiento por tipo de compromiso deberá ser informada diariamente en el sitio de dominio electrónico del CDEC respectivo.

Artículo 291-19.- Durante la vigencia del decreto de racionamiento, los clientes de las empresas generadoras, que en virtud de las disposiciones del artículo anterior, les sean asignadas la correspondiente cuota diaria de racionamiento, no podrán consumir energía en exceso por sobre dicha cuota para el período respectivo, salvo que las empresas generadoras acuerden reducciones voluntarias adicionales con clientes no sometidos a regulación de precios, que permitan a los clientes finales sometidos a regulación de precios y a los clientes distribuidores, consumir por sobre la cuota que les corresponde, sin afectar el monto de energía diaria disponible asignado a la empresa generadora que los abastece.

Artículo 291-20.- Para cumplir con la asignación de energía diaria disponible, así como con las cuotas diarias de racionamiento que les sean impuestas en virtud de los programas diarios de racionamiento determinados según el artículo 291-18, las empresas generadoras y distribuidoras, podrán suspender el suministro mediante la aplicación de programas de corte de energía.

Los programas de corte deberán ser comunicados a la Comisión con una anticipación mínima de 36 horas a su aplicación. Una vez comunicados serán informados, oportunamente, a la población por las empresas, en la forma que la Comisión lo determine. Correspondrá a la Superintendencia la fiscalización del cumplimiento de estas disposiciones para lo cual dichos programas deberán ser informados a este organismo.

Sin perjuicio de lo anterior, las empresas de distribución deberán tener a disposición de los clientes en su zona de concesión la información de los programas de corte a través de líneas telefónicas especiales de atención a clientes, sin costo para ellos, y a través de los medios de difusión que establezca la Comisión.

Artículo 291-21.- Una vez transcurrida la operación y diariamente, las empresas informarán al CDEC, a la Comisión y a la Superintendencia, las medidas adoptadas para cumplir con las cuotas diarias de racionamiento y cómo éstas permitieron cumplir con las señaladas cuotas, adjuntando los antecedentes correspondientes.

La Dirección de Operación y las empresas eléctricas no podrán discriminar arbitrariamente entre clientes en la aplicación de medidas que adopten respecto a las suspensiones de suministro. Los programas de cortes deberán asegurar duraciones similares de corte entre los clientes, con la sola excepción de las medidas de resguardo para los servicios de utilidad pública, o aquellos de empresas cuya paralización, por su naturaleza, cause grave daño a la salud, al abastecimiento de la población, a la economía del país o a la seguridad nacional, los que serán expresamente declarados como tales por la Comisión en consulta con el Ministerio del Interior. La Comisión deberá publicar en su sitio de dominio electrónico los criterios establecidos para clasificar como esenciales estos servicios.

En todo caso, las empresas de distribución deberán establecer procedimientos específicos y rápidos de comunicación con estos organismos para informar de interrupciones de servicio no evitables.

Las empresas eléctricas no podrán imponer condiciones ni discriminaciones especiales entre los clientes, respecto de las medidas de restricción anteriormente indicadas, salvo para aquellos servicios o empresas que indique la Comisión, conforme se señala en el inciso 2º de este artículo. En particular, las empresas distribuidoras deberán asegurar la distribución de su cuota de racionamiento en proporciones similares a sus clientes sometidos y no sometidos a regulación de precios.

Artículo 291-22.- Durante la vigencia del decreto de racionamiento, las empresas generadoras de electricidad que operan en el sistema eléctrico correspondiente, deberán pagar a sus clientes distribuidores, en la proporción en que estos últimos efectúen a su vez suministros sometidos a fijación de precios, y a sus clientes finales sometidos a regulación de precios, cada kilowatt·hora de déficit que efectivamente los haya afectado, a razón del valor en pesos por kilowatt·hora de déficit que se especifique en el decreto de racionamiento, y que corresponderá a la diferencia entre el costo de racionamiento y el precio básico de la energía considerados en la última fijación de precios de nudo. El déficit será determinado sobre la base de sus consumos normales.

Artículo 291-23.- Se entenderá que un cliente sometido a regulación de precios de una empresa distribuidora, o un cliente final sometido a regulación de precios de una empresa generadora ha sido afectado, cuando producto de la imposición de las cuotas de racionamiento a que se refiere el artículo 291-18, los primeros hayan sufrido cortes programados de suministro o los segundos hayan sufrido reducciones involuntarias de suministro.

Asimismo, se entenderá que los clientes han sido afectados cuando se hubieren producido cortes de suministro que, originados en la situación de insuficiencia de oferta a nivel de generación que motiva la dictación del decreto de racionamiento respectivo, no hubieran sido programados.

Para efecto de lo dispuesto en el artículo 83 de la ley, se entenderá que las disposiciones sobre calidad y continuidad de suministro, se aplicarán en caso que se produjeren cortes derivados de causas distintas a las señaladas en el inciso anterior, o cualquier otra alteración de la calidad y continuidad de suministro no derivadas de las medidas o normas dispuestas en el decreto de racionamiento para evitar, manejar, disminuir o superar el déficit.

Artículo 291-24.- Para efectos de lo dispuesto en los artículos anteriores, se establecerán períodos consecutivos de treinta días en los cuales se deberá efectuar el registro de las variables que determinan el monto de los déficit a compensar. A cada uno de estos períodos se denominará período de registro.

En cada uno de estos períodos, corresponderá a las empresas distribuidoras llevar un registro de las horas en que ha debido aplicar cortes de suministro en razón de la situación de déficit de oferta que sufre el sistema, así como la identificación de sus clientes sometidos a regulación de precios afectados por los cortes referidos.

Asimismo, corresponderá a las empresas señaladas cuantificar, para dichas horas, el consumo base total de sus clientes sometidos a regulación de precios afectados por cortes de suministro. Se entenderá como consumo base total de los clientes sometidos a regulación de precios de una distribuidora en horas de corte, a la energía total distribuida para el consumo de dichos clientes en igual conjunto de horas en el último año sin racionamiento.

El decreto de racionamiento especificará el procedimiento para la determinación del consumo base total en horas de corte de los clientes sometidos a regulación de precios de una distribuidora, procedimiento que deberá considerar al menos, las horas en que se han producido los cortes de suministro, las energías facturadas por la distribuidora en el último año sin racionamiento, y las estacionalidades anual, semanal y diaria del consumo total y por alimentador de distribución, asociables a los clientes afectados.

Artículo 291-25.- Al final de cada período de registro, cada cliente distribuidor informará al conjunto de las empresas generadoras con quien tenga compromiso de suministro, el déficit total a compensar en el período señalado, el que se establecerá igual al consumo normal de la distribuidora en horas de corte.

Se entenderá como consumo normal de un cliente distribuidor en horas de corte, aquel que resulte de considerar el consumo de energía facturado por la totalidad de los generadores en igual período del último año sin racionamiento, incrementado en forma compuesta en la tasa anual de crecimiento del consumo aplicable a la distribuidora, que se hubiere considerado en la previsión de demandas de energía para el sistema eléctrico, en la última fijación de precios de nudo.

Para efectos de lo señalado en el inciso anterior, el consumo de energía facturado por la totalidad de los generadores en igual período del último año sin racionamiento se establecerá igual al consumo base total determinado por la distribuidora dentro del período de registro correspondiente. Asimismo, las tasas de crecimiento a considerar serán aquellas explicitadas en el Informe de la Comisión a que se refiere el artículo 288 y deberán ser especificadas en el decreto de racionamiento respectivo.

El monto a compensar por cada generador a la empresa distribuidora, será el que resulte de proyectar el déficit total a compensar en función de la demanda diaria prevista a que se refiere el artículo 291-18, ajustado proporcionalmente de modo de considerar sólo la porción del suministro sujeta a regulación de precios que el generador mantiene con la empresa distribuidora.

Artículo 291-26.- Para efectos de lo establecido en el artículo anterior, la distribuidora, al final de cada período de registro, comunicará el consumo base total en horas de corte de cada día en los cuales se haya verificado cortes de suministro, las tasas de crecimiento correspondientes especificadas en el decreto de racionamiento, el correspondiente consumo normal en horas de corte, las demandas diarias previstas, y el déficit diario a compensar por cada empresa generadora con quien mantiene compromiso de suministro.

La empresa generadora que recibe dicha información aplicará en la siguiente factura un descuento igual al valor de este déficit, al valor que el decreto de racionamiento asigne al kilowatt·hora, valor que corresponde al Precio de Kilowatt-

hora de déficit. La empresa distribuidora, por su parte, descontará en la siguiente boleta o factura de cada uno de sus clientes sometidos a regulación de precios que hayan sido afectados por cortes de suministro, un valor en pesos igual al descuento aplicado por las empresas suministradoras en las facturas correspondientes, a prorrata del consumo promedio en kilowatt·hora por mes por cliente que estos clientes hayan exhibido en el período de seis meses inmediatamente anterior al mes de entrada en vigencia del decreto de racionamiento, descontando de estos promedios aquellos meses en que el cliente no haya estado conectado así como aquellos en que hayan existido racionamientos en el sistema. Para clientes que se hayan conectado durante algún período de restricción o durante el mes anterior al primero de ellos, se considerará en la prorrata el consumo efectivo durante su primer mes de facturación.

En caso que se produzca un remanente del descuento a favor del cliente, éste se aplicará en la boleta o factura inmediatamente siguiente.

Artículo 291-27.- Las empresas distribuidoras, deberán remitir a la Superintendencia copia de la información referida en el artículo anterior en los mismos plazos señalados, con justificación de todos los cálculos efectuados y desglosando los cálculos por opción tarifaria. Las empresas generadoras, por su parte, dentro de los 10 días de recibida la información dispuesta en el mismo artículo, deberán remitir a la Superintendencia la información de los descuentos que aplicarán en la siguiente facturación a sus clientes distribuidores y a sus clientes finales sometidos a regulación de precios adjuntando, en este último caso, la identificación de los clientes, los valores determinados para el consumo normal de cada uno de ellos, los déficits sujetos a compensación respectivos y todos los cálculos que fundamentan estas cifras.

Artículo 291-28.- Durante la vigencia del decreto de racionamiento, se entenderá que el sistema eléctrico se encuentra en condición de racionamiento en un día calendario, si en cualquier barra del sistema eléctrico los aportes de potencia no son suficientes para abastecer la demanda en condiciones normales de calidad de servicio, según las condiciones vigentes conforme al decreto de racionamiento. En dicho caso, el costo marginal real determinado por la Dirección de Operación, corresponderá al costo de falla, según su profundidad.

Para estos efectos, se entenderá que los aportes de potencia no son suficientes para abastecer la demanda en condiciones normales de calidad de servicio cuando a consecuencia de la situación de insuficiencia de oferta prevaleciente en el sistema, y dentro del período señalado, se hayan efectuado cortes de suministro a los clientes finales sometidos a regulación de precios, o cuando los clientes no sometidos a regulación de precios del sistema hayan sufrido reducciones involuntarias de suministro.

Correspondrá a la Dirección de Operación elaborar un procedimiento que permita determinar las horas en que el costo marginal del sistema se sitúa en el valor del costo de falla conforme lo señalado, así como la profundidad de la misma.

El procedimiento señalado deberá considerar un costo marginal inferior al costo de falla en las siguientes situaciones:

1. Horas de baja demanda del sistema, en que el suministro pudo ser completamente entregado sólo con generación térmica y hidroeléctrica no embalsable, según corresponda.
2. Situaciones de congestión de tramos del sistema de transmisión que impliquen la existencia de zonas aisladas, sin restricción de consumo, con costo marginal desacoplado del resto del sistema, el que deberá ser inferior al costo de falla en el sistema aislado.

Para estos efectos, la Dirección de Operación podrá requerir de las empresas eléctricas y de los clientes toda la información que estimare necesaria para desarrollar el procedimiento señalado. En particular, la información para la identificación de las horas de corte deberá ser aportada a esta Dirección por las empresas distribuidoras que hayan debido aplicar los cortes de suministro señalados".

Artículo transitorio:

"En el período que media entre la entrada en vigencia de las disposiciones del presente reglamento y la siguiente fijación de precios de nudo, las subestaciones de peajes a que se refiere el Artículo 84º serán las siguientes:

Sistema Interconectado del Norte Grande: Subestación Crucero 220 kV; y

Sistema Interconectado Central: El conjunto de subestaciones definidas como troncales en el decreto de precios de nudo vigente.

Anótese, tómese razón, comuníquese y publíquese. RICARDO LAGOS ESCOBAR, Presidente de la República. Jorge Rodríguez Grossi, Ministro de Economía, Fomento y Reconstrucción. Alfonso Dufano Rencoret, Ministro de Minería. Francisco Huenchumilla Jaramillo, Ministro Secretario General de la Presidencia.

Lo que transcribe para su conocimiento.- Saluda atentamente a usted, Enrique Sepúlveda Rodríguez, Subsecretario de Economía, Fomento y Reconstrucción (S).