
LEYES, REGLAMENTOS, DECRETOS Y RESOLUCIONES DE ORDEN GENERAL

Núm. 43.031

Miércoles 18 de Agosto de 2021

Página 1 de 10

Normas Generales

CVE 1996000

MINISTERIO DE ENERGÍA

**DECRETA MEDIDAS PREVENTIVAS QUE INDICA DE ACUERDO A LO
DISPUESTO EN EL ARTÍCULO 163° DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS
ELÉCTRICOS**

Núm. 51.- Santiago, 16 de agosto de 2021.

Vistos:

1. Lo dispuesto en los artículos 32 N° 6 y 35 de la Constitución Política de la República;
2. Lo dispuesto en el decreto ley N° 2.224, de 1978, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía;
3. Lo dispuesto en el decreto con fuerza de ley N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, en adelante e indistintamente la "Ley" o "LGSE";
4. Lo dispuesto en la ley N° 18.410, que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante indistintamente, la "Superintendencia";
5. Lo dispuesto en el decreto supremo N° 327, de 1997, del Ministerio de Minería, que fija reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, y sus modificaciones posteriores, en adelante e indistintamente el "Reglamento";
6. Lo dispuesto en el decreto supremo N° 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para medios de generación de pequeña escala, en adelante el "DS N° 88";
7. Lo dispuesto en el decreto supremo N° 125, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante el "DS N° 125";
8. Lo dispuesto en el decreto supremo N° 37, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba el reglamento de los sistemas de transmisión y de la planificación de la transmisión;
9. Lo dispuesto en el decreto supremo N° 113, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento de los Servicios Complementarios a los que se refiere el artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante el "DS N° 113";
10. Lo informado por la Comisión Nacional de Energía en su oficio CNE Of.Ord. N°534/2021, de fecha 13 de agosto de 2021;
11. Lo dispuesto en la resolución exenta N° 2.507, de 26 de octubre de 2007, de la Contraloría General de la República; y
12. Lo establecido en la resolución N° 7, de 2019, de la Contraloría General de la República.

Considerando:

1. Que, conforme a lo dispuesto en el artículo 163° de la Ley, el Ministerio de Energía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, en adelante "la Comisión", podrá dictar un decreto de racionamiento, en caso de producirse o proyectarse fundadamente un déficit de generación en un sistema eléctrico, a consecuencia de fallas prolongadas de centrales eléctricas o de situaciones de sequía, decreto que, entre otras materias, deberá disponer las medidas que, dentro de sus facultades, la autoridad estime conducentes y necesarias para evitar, manejar, disminuir o superar el déficit, en el más breve plazo prudencial.
2. Que, la Comisión, mediante el oficio CNE Of. Ord. N° 534/2021, de 13 de agosto de 2021, remitió a esta Secretaría de Estado el informe técnico de que trata el artículo 163° de la Ley, al que se refiere el considerando anterior, en adelante el "Informe Técnico", el que

CVE 1996000

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

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

conforme a lo dispuesto en el Reglamento, explicita los fundamentos para la dictación del presente decreto, los motivos para la determinación de su plazo de vigencia, las medidas y procedimientos específicos que deberá contener el decreto, y las demás materias contempladas en la normativa aplicable.

3. Que, a través del Informe Técnico se recomienda a esta Secretaría de Estado la dictación, en carácter preventivo, del decreto de que trata el artículo 163° de la Ley, atendido que, en lo relativo a la oferta del Sistema Eléctrico Nacional (“SEN”) se observa que la energía embalsada disponible ha sido menor durante la mayoría de los meses del año 2021 respecto del año 2020, de forma tal que la disponibilidad hídrica del SEN es considerablemente menor que la del año pasado, lo que es consistente con las condiciones hidrológicas, verificándose que los embalses se encuentran en una situación deprimida relacionada con las persistentes disminuciones de caudales de afluentes en los últimos años, originado por las escasas precipitaciones registradas durante el año 2020 y 2021 y el reducido aporte del deshielo, lo que explica el bajo nivel de reservas hídricas acumuladas en los principales embalses que abastecen a las centrales hidroeléctricas del país, incidiendo en su nivel de generación, configurándose en consecuencia la situación de proyección de un eventual déficit de generación, en este caso por situación de sequía, indicada en el artículo 163° de la LGSE.

4. Que, además de lo anterior, y en relación a la situación de generación en base a gas natural licuado, diésel y gas natural Argentino, se señala en el Informe Técnico que se ha verificado un reducido pronóstico de generación en base a GNL, el cual como se indica, tiene una importante capacidad de generación a costo eficiente, lo cual sumado al alza relevante del precio del insumo, genera importantes niveles de incertidumbre respecto a la posibilidad de disponer de dicha producción durante el periodo de deshielo que se avecina, lo cual aumenta el riesgo de eventuales déficit por abastecimiento en el SEN, lo que sumado a las situaciones que se exponen en materia de diésel y gas Argentino, permiten concluir que existen riesgos relevantes de presentarse generación reducida futura asociada a los combustibles descritos, y sus consecuentes potenciales efectos en el abastecimiento de energía eléctrica en el SEN.

5. Que, luego, el Informe Técnico menciona que se ha podido constatar que por efectos de la pandemia del COVID-19 varios proyectos de generación y transmisión han sufrido retrasos en su ejecución.

6. Que, en mérito de los fundamentos antes expuestos, la Comisión recomienda a esta Secretaría de Estado dictar el decreto de que trata el artículo 163° de la Ley, en carácter preventivo, a fin de establecer medidas que tiendan a aminorar los efectos de los potenciales déficit que justifican la dictación del mismo.

7. Que, en atención a lo anterior, esta Secretaría de Estado viene en dictar el presente acto administrativo, de conformidad a la norma previamente mencionada.

8. Que, finalmente, cabe señalar que la Contraloría General de la República, mediante resolución exenta N° 2.507, de 2007, autorizó que el o los decretos a los que se refiere el artículo 163° de la Ley, dictados por S.E. el Presidente de la República, se cumplan antes de su toma de razón, verificándose en el caso puntual, y por los motivos señalados en los considerandos precedentes, una situación energética que amerita que las medidas contempladas en el presente decreto se cumplan antes de su toma de razón.

Decreto:

Artículo primero. Dispónganse, a partir de la publicación del presente decreto en el Diario Oficial y hasta el 31 de marzo de 2022, las medidas que se señalan en los artículos siguientes, con el objeto de evitar, manejar, disminuir o superar los déficits de generación que se puedan producir en el Sistema Eléctrico Nacional, preservando con ello la seguridad del señalado sistema.

Las medidas señaladas se orientarán, principalmente, a reducir los impactos del déficit para los usuarios, a incentivar y fomentar el aumento de capacidad de generación en el SEN, a estimular o premiar el ahorro voluntario y a aminorar los costos económicos que dicho déficit pueda ocasionar al país.

Artículo segundo. Medidas preventivas aplicables principalmente al segmento de generación:

1. Aceleración de la conexión de proyectos avanzados

a) El Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante e indistintamente el “Coordinador”, deberá agilizar los tiempos de revisión de los antecedentes

remitidos por los titulares de proyectos de generación, de manera tal que disminuyan los tiempos y número de iteraciones asociadas a las observaciones que pueda tener el Coordinador o las empresas involucradas.

b) Respecto de las observaciones, que emita o pueda emitir durante el proceso de conexión de proyectos de generación, el Coordinador deberá distinguir entre aquellas observaciones que guarden relación con las exigencias de seguridad del sistema de las que no, y postergar estas últimas para una etapa posterior a la energización del proyecto, de manera de acelerar la interconexión y puesta en servicio del mismo.

c) Todo propietario u operador de unidades de generación que desee conectar dichas unidades al SEN, quedará automáticamente eximido de cumplir con los plazos de comunicación a que se refiere el artículo 25 del DS N° 125, bastando para efectos de la conexión y operación de las unidades señaladas sólo la conformidad técnica del Coordinador.

d) El Coordinador podrá habilitar entradas en operación parciales de un proyecto de generación, sin perjuicio de que éste no haya sido presentado de esa manera en las etapas anteriores al proceso de conexión.

2. Aceleración de la conexión de pequeños medios de generación distribuidos (“PMGD”) y autodespacho de los medios de generación de pequeña escala

a) Los interesados en conectar un PMGD y los propietarios u operadores de los mismos que deseen modificar sus condiciones de conexión y operación, conforme a los términos y condiciones del DS N° 88, quedarán eximidos de cumplir con los plazos y procedimientos regulados en los artículos 12, 75 y 77, y aquellos establecidos en los párrafos 2 y 3 del Capítulo 4 del Título II, todos del mencionado reglamento, bastando para efecto de la conexión y operación de las unidades señaladas, la conformidad técnica de la empresa distribuidora y la remisión a la Superintendencia de la información relativa al cumplimiento de la norma técnica de conexión y operación (NTCO). Las empresas distribuidoras deberán dar las facilidades necesarias para que los proyectos se logren conectar en un plazo que no exceda de 10 días hábiles contado desde que el propietario presente ante la empresa distribuidora la notificación de conexión a la que se refiere el artículo 78 del DS N° 88. Para estos efectos, el propietario u operador del PMGD y la empresa distribuidora podrán acordar la limitación horaria de sus inyecciones de energía y potencia para entrar en operación con anterioridad a que las obras adicionales, adecuaciones o ajustes estén totalmente ejecutados, cuando corresponda.

b) Los propietarios, operadores o interesados en conectar un PMGD, que se hayan acogido a lo señalado en el literal anterior, podrán presentar ante la Superintendencia reclamos por controversias con la empresa distribuidora, resultantes de la aplicación del literal precedente, en cuyo caso deberán seguirse los procedimientos establecidos en el Título IV del DS N° 88.

c) Los medios de generación de pequeña escala que a la fecha del presente decreto se encuentren operando bajo la modalidad de autodespacho, deberán sujetarse a la coordinación de la operación por parte del Coordinador para efectos de ser despachados de acuerdo al orden económico, cuando éste lo requiera, durante todo el periodo de vigencia del presente decreto y con el alcance que el Coordinador estime factible. Tratándose de medios de generación que se encuentren conectados a la red de distribución dicha coordinación deberá informarse a la empresa distribuidora correspondiente.

3. Utilización de energía embalsada

a) Reserva Hídrica: El Coordinador deberá informar periódicamente a la Comisión, a requerimiento de la misma, acerca del estado hidrológico en las cuencas con generación hidroeléctrica de embalse del SEN, a efectos de poder realizar un monitoreo permanente para la potencial necesidad de definir una reserva hídrica en los términos que señalan los artículos 291-11 y siguientes del Reglamento, en caso de que se prevea un déficit de abastecimiento. En tal caso, el Coordinador deberá proponer un monto de reserva hídrica que se sume a la reserva operacional que se señala a continuación.

b) Reserva Operacional: De acuerdo a lo señalado en el artículo 36 del DS N°125, el Coordinador, en la programación de la operación, deberá garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones en un determinado horizonte de tiempo, preservando la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico. Para estos efectos, en el proceso de programación de la operación y durante todo el periodo de vigencia del presente decreto, el Coordinador determinará el nivel de colocación de las energías y reservas y el uso óptimo de las instalaciones, considerando una reserva operacional que permita resguardar la seguridad de

suministro y la seguridad de servicio en todo el horizonte de tiempo antes señalado. Adicionalmente, el Coordinador evitará utilizar en la operación normal las reservas de agua disponibles al 13 de agosto de 2021, fecha de emisión del Informe Técnico, y propenderá al menos a mantenerlas, con la finalidad de garantizar entre otros, la seguridad operativa y de abastecimiento del sistema eléctrico.

De acuerdo a lo señalado en el artículo 19 del DS N° 113, cuando las subastas de los servicios complementarios involucren el recurso de instalaciones cuyo insumo primario corresponda a energías gestionables, como por ejemplo las energías embalsadas, a las que el Coordinador les determine un costo de oportunidad, este último deberá resguardar que no se afecte la disponibilidad del recurso primario para su uso futuro. Adicionalmente, el Coordinador deberá tomar las medidas que considere pertinentes, entre otras, las que puedan restringir la participación de centrales hidráulicas de embalse en las subastas de servicios complementarios, cuando considere que su adjudicación signifique una menor disponibilidad del recurso primario en el futuro y con ello ponga en riesgo la disponibilidad energética en el sistema. Lo anterior, en el marco de la recepción de ofertas, la realización de subastas, la adjudicación y la co-optimización de energías y reservas.

4. Definición de condición hidrológica a utilizar en la programación de la operación por el Coordinador

El Coordinador deberá utilizar criterios conservadores en la programación de la operación del sistema eléctrico, a efectos de reducir la probabilidad de déficit energético del SEN.

En este sentido, el Coordinador deberá utilizar una proyección de caudales afluentes para la primera semana de operación, a partir de la fecha de publicación del presente decreto en el Diario Oficial, igual o inferior a los caudales afluentes aprovechables promedio de las últimas dos semanas anteriores a la primera semana de operación señalada anteriormente. Asimismo, para las semanas siguientes y hasta completar dos meses, el Coordinador podrá utilizar una condición hidrológica que refleje la energía afluente del último mes. En todo caso, si el Coordinador contase con antecedentes que permitan respaldar el uso de una proyección de caudales afluentes menor a las señaladas anteriormente, deberá priorizar el uso de estos antecedentes.

5. Optimización del mantenimiento de unidades generadoras

El Coordinador deberá optimizar permanentemente el Programa de Mantenimientos Preventivos Mayores (“PMPM”) de las centrales del SEN, con el objetivo de minimizar las situaciones de déficit del sistema. En particular, el Coordinador deberá revisar los antecedentes que respaldan la clasificación de un PMPM como impostergable, y solicitar antecedentes adicionales a los coordinados si lo estima necesario, para clasificar un mantenimiento preventivo como impostergable.

A más tardar, en el tercer día hábil posterior a la comunicación de inicio del mantenimiento preventivo mayor que deben hacer los coordinados, al que se refiere el “Anexo Técnico: Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor” de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (“NTSyCS”), el Coordinador deberá señalar la pertinencia o no de llevar a cabo el mantenimiento, considerando en su análisis la disponibilidad energética, la demanda estimada y el riesgo de déficit del SEN.

En el evento que un mantenimiento mayor no pueda ser postergado, la empresa propietaria deberá enviar en el plazo máximo de 3 días hábiles, contado desde la comunicación de pertinencia efectuada por el Coordinador, un informe técnico al Coordinador, a la Comisión y a la Superintendencia con las razones que impiden tal postergación.

La información de los mantenimientos no programados se registrará por la normativa vigente para tal efecto, y deberán ser debidamente incorporados en la programación 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.

Sin perjuicio de lo anterior, dentro de los primeros siete días hábiles de cada mes, el Coordinador informará a la Comisión, con copia a la Superintendencia, la disponibilidad de cada una de las centrales del SEN, en base a la información que los propietarios u operadores envíen al Coordinador a más tardar el quinto día hábil de cada mes.

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

6. Registro de capacidad de generación adicional

Las empresas generadoras y distribuidoras del SEN 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 actualizado antes del tercer día hábil de cada mes por el Coordinador, el que, antes del quinto día hábil del mismo mes, deberá remitir esta información a la Comisión y a la Superintendencia.

El registro señalado deberá ser informado mensualmente por las empresas distribuidoras y generadoras conforme al formato que el Coordinador determine, el que deberá contener, a lo 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.

7. Máxima disponibilidad de infraestructura para GNL

Las empresas generadoras de centrales térmicas que utilicen GNL deberán realizar los mejores esfuerzos para disponer al máximo de las capacidades de infraestructura existentes, tanto de regasificación como de transporte de GNL, con la finalidad de minimizar las restricciones de capacidad que se puedan presentar.

8. Monitoreo de indisponibilidades de combustibles

Las empresas generadoras que presenten indisponibilidades de generación asociadas a falta de combustibles en la central generadora, deberán informar detalladamente al Coordinador las razones de dicha falta, en la forma y plazo que determine el Coordinador. Además, las señaladas empresas deberán acreditar ante el Coordinador que han efectuado los mayores esfuerzos contractuales para disponer de combustible para la operación permanente de la central. Por último, el Coordinador deberá tomar todas las medidas necesarias para que las indisponibilidades queden adecuadamente reflejadas en el cálculo de la remuneración por potencia de suficiencia de las respectivas instalaciones.

La Comisión y la Superintendencia, respecto de las medidas señaladas en el presente artículo, en todo lo que resulte aplicable, deberán priorizar y agilizar la tramitación de los permisos o autorizaciones que les corresponda otorgar, en la medida que ello permita reducir, evitar, manejar, disminuir o superar los déficits de generación que se puedan producir en el SEN.

Artículo tercero. Medida preventiva aplicable principalmente al segmento de transmisión

Tratamiento especial de instalaciones de transmisión. El Coordinador deberá enviar a la Comisión y a la Superintendencia, dentro del plazo de 5 días hábiles contado desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial, un informe fundado en el que identifique las instalaciones de transmisión que ameriten un tratamiento especial en razón a la situación de estrechez que motiva la emisión del presente decreto, en línea con lo indicado en el artículo 291-7 del Reglamento.

El informe señalado deberá contener, al menos, lo siguiente:

i. Identificación de los tramos de línea en los que sea de interés proponer un tratamiento especial para su operación, en base a la identificación de congestiones en la operación real a la fecha, proyecciones de que disponga el Coordinador respecto de posibles congestiones futuras, y toda otra identificación de uso más eficiente de activos de transmisión.

ii. Mención de aquellos tramos de líneas, dentro de los identificados, en donde sea técnicamente factible generar aumentos de los niveles de transferencias máximas admisibles, considerando lo siguiente:

- Cambio de equipamiento menor;
- Incorporación de automatismos de desprendimiento o reducción automático de generación/carga, cambio automático de topología o algún otro esquema de protección especial;
- y
- Posibilidad de un rechazo de carga como consecuencia de la ocurrencia de una contingencia mientras se opere en condiciones de tratamiento especial, siempre que éste no supere el equivalente a un 10% de la demanda máxima del sistema en el periodo de análisis.

iii. Cuantificación del impacto, en términos de energía eficiente adicional producida, con motivo de la adopción de las medidas anteriormente identificadas, indicando, además, el

desglose de las fuentes de generación que fueron reemplazadas (energía no generada), especificando aquella que sea gestionable en el tiempo.

iv. Priorización de los tramos y medidas anteriormente identificados, a partir de criterios tales como: facilidad de implementación, nivel de riesgo enfrentado y aporte a la seguridad de abastecimiento futuro.

La Comisión procederá a indicar al Coordinador y a la Superintendencia, dentro de los 5 días hábiles siguientes a la recepción del informe, aquellos tramos de líneas en que el Coordinador podrá aplicar un tratamiento especial para su operación, así como las condiciones para utilizar esta habilitación. El Coordinador deberá incorporar las observaciones realizadas por la Comisión. Sin perjuicio de lo anterior, en cualquier momento, durante la vigencia de este decreto, el Coordinador podrá actualizar el señalado informe.

Artículo cuarto. Medida preventiva aplicable principalmente al segmento de distribución:

Relajación de normas de calidad de servicio (tensión). Las empresas distribuidoras deberán operar en los niveles más bajos posibles de voltaje dentro de los estándares de calidad de producto para los sistemas de distribución, siempre y cuando esta acción no ponga en riesgo la continuidad de suministro y no se afecte la seguridad de las instalaciones, las personas y las cosas. Asimismo, en los casos que corresponda, deberán coordinarse con las empresas de transmisión y el Coordinador.

Para efectos de lo anterior, las empresas distribuidoras deberán presentar ante la Superintendencia, una estimación de ahorros de consumos y un plan de implementación de la medida que se establece en el presente artículo, en el plazo, formato, medio y otras consideraciones que determine la Superintendencia.

Asimismo, de manera previa a la ejecución de esta medida, las empresas distribuidoras deberán presentar ante la Superintendencia, en la forma, plazo y medios que ésta determine, un análisis para determinar el porcentaje máximo de reducción de tensión nominal de sus redes de distribución que no afecte la calidad de servicio de sus clientes ni la operación de los medios de generación a que hace referencia el artículo 149° bis de la LGSE que se encuentren conectados a sus redes.

Sin perjuicio de lo señalado anteriormente, la Superintendencia podrá establecer exigencias inferiores a las indicadas en los estándares de calidad, en casos fundados.

Artículo quinto. Medidas preventivas aplicables principalmente a la demanda:

Las empresas generadoras y distribuidoras del SEN quedan autorizadas para adoptar las siguientes medidas:

- a) Promover disminuciones del consumo de electricidad;
- b) Pactar con sus clientes reducciones de consumo; y
- c) Suspender el suministro, en los casos señalados en el presente decreto y de acuerdo al procedimiento establecido en el artículo séptimo siguiente, mediante la aplicación de programas de corte.

Artículo sexto. Regularización de las excepciones

Una vez terminada la vigencia del presente decreto, las empresas deberán regularizar cualquier medida excepcional que se hubiese autorizado en virtud de las reglas establecidas en el presente decreto, de acuerdo a lo que establezca el organismo correspondiente.

Artículo séptimo. Procedimiento para la administración de déficit y pagos de compensaciones

1. Determinación de la energía efectivamente disponible y de la situación de déficit

A partir de los resultados de la etapa de valorización de las energías gestionables del proceso de programación de la operación, el Coordinador 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 Coordinador deberá incorporar, al menos, los mantenimientos impostergables de unidades, cambios en la demanda, cambios en los afluentes a

centrales hidráulicas, y el estado de las reservas según corresponda, determinando así el programa diario definido en la etapa de colocación de los recursos energéticos de la programación de la operación, en adelante e indistintamente 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 las reservas. El programa diario referido, deberá ser informado diariamente en el sitio web del Coordinador a más tardar a las 18:00 horas de cada día hábil, y mediante correo electrónico dirigido a la dirección que le señale la Comisión y la Superintendencia y deberá contener al menos los supuestos de elaboración, cambios considerados respecto a la etapa de valorización de las energías gestionables del proceso de programación de la operación, 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.

El sistema se encontrará en situación de déficit previsto cuando la energía efectivamente disponible resultare 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. En este caso, corresponderá al Coordinador calificar la situación anterior, debiendo comunicarla al Ministerio de Energía, en adelante e indistintamente, el “Ministerio”, la Comisión y la Superintendencia. Asimismo, corresponderá al Coordinador elaborar programas diarios de racionamiento.

Los programas diarios de racionamiento podrán activarse sólo en situaciones calificadas por el Coordinador para minimizar el impacto que podría tener para el país la situación de déficit señalada, entendiéndose que el sistema se encontraría en una condición de fragilidad extrema.

2. Distribución de déficit proyectado entre las empresas generadoras

En el evento que el Coordinador proyecte que el sistema se encontrará en situación de déficit, éste deberá distribuirse proporcionalmente y sin discriminación de ninguna especie entre todas las empresas generadoras, tomando como base la globalidad de los compromisos de las mismas. Para tal efecto, la energía efectivamente disponible en el sistema eléctrico deberá distribuirse de modo proporcional en los términos que se establece en el artículo 291-18 del Reglamento.

Los clientes de las empresas generadoras, a quienes les sean asignadas, en virtud de las disposiciones precedentes, las correspondientes cuotas diarias de racionamiento, no podrán consumir energía en exceso por sobre dichas cuotas para el periodo 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.

3. Aplicación de programas de corte a clientes finales

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 lo señalado precedentemente, 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 al Ministerio, a la Comisión y a la Superintendencia 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 el Ministerio determine.

Corresponderá a la Superintendencia la fiscalización del cumplimiento de estas disposiciones. 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, a través de su sitio web en un lugar de fácil acceso, y a través de otros medios de difusión que establezca el Ministerio.

Una vez transcurrida la operación y diariamente, las empresas generadoras y distribuidoras informarán al Coordinador, 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.

El Coordinador y las empresas generadoras y distribuidoras no podrán discriminar arbitrariamente entre clientes en la aplicación de las 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 el Ministerio, mediante resolución, en consulta con el Ministerio del Interior y Seguridad Pública. El Ministerio deberá publicar en su sitio web los criterios establecidos para clasificar como esenciales estos servicios. En todo caso, las empresas de distribución deberán establecer procedimientos especiales 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 el Ministerio, conforme lo señalado precedentemente. 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.

4. Determinación del consumo base total en horas de corte de los clientes sometidos a regulación de precios de una distribuidora

En la eventualidad de que se hubieren producido cortes de suministro originados en la situación de insuficiencia de oferta a nivel de generación que motiva la dictación del presente decreto, se establecerán periodos consecutivos de treinta días, en los cuales se deberá efectuar el registro de las variables que determinan el monto del déficit a compensar. A cada uno de estos periodos se denominará periodo de registro.

En cada uno de estos periodos 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.

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. La determinación del consumo base total en horas de corte de los clientes sometidos a regulación de precios de una distribuidora, deberá considerar 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.

El procedimiento para la determinación del consumo base total en horas de corte de los clientes sometidos a regulación de precios de una distribuidora será el siguiente:

- a) Para cada periodo de registro, y considerando sólo las horas en que se hayan efectuado cortes, se calculará la energía total suministrada para el mismo periodo durante el último año sin racionamiento, para el total de clientes sometidos a regulación de precios, asociados a cada alimentador de distribución, considerando la curva de carga registrada en el alimentador para dicho periodo y la proporción de energía correspondiente a consumos regulados abastecidos por éste.
- b) Se calculará un factor de pérdidas asociado a cada alimentador, determinado por el cociente entre la energía facturada durante el año calendario anterior a la publicación del decreto, asociada a dicho alimentador, y la energía inyectada al alimentador durante el periodo señalado.
- c) Para cada periodo de registro, el consumo base total en horas de corte de los clientes sometidos a regulación de precios de una distribuidora, se calculará como la suma, para todos los alimentadores de dicha empresa, de las energías totales suministradas, calculadas de acuerdo al literal a) anterior, ponderadas por el factor de pérdidas asociado a cada alimentador.

5. Condiciones que deberán aplicar las empresas generadoras para el cálculo o registro del déficit efectivo y de pago a sus clientes

La distribuidora, al final de cada periodo de registro, comunicará a las empresas generadoras 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, 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. Asimismo, informará al conjunto de las empresas generadoras con quien tenga compromiso de suministro, el déficit total a compensar en el periodo señalado, el que se establecerá igual al consumo normal de la distribuidora en horas de corte.

Para cada periodo de registro, 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 periodo del último año sin racionamiento, incrementado en forma compuesta en un 7,1%, conforme a los antecedentes contenidos en la fijación de precios de nudo de enero de 2021.

Para efectos de lo señalado en el inciso anterior, el consumo de energía facturado por la totalidad de los generadores en igual periodo del último año sin racionamiento se establecerá igual al consumo base total determinado por la distribuidora dentro del periodo de registro correspondiente. El monto a compensar por cada generador a la empresa distribuidora será el que resulte de prorratear el déficit total a compensar en función de la demanda diaria prevista a que se refiere el artículo 291-18 del Reglamento, ajustado proporcionalmente, de modo de considerar sólo la porción del suministro sujeta a regulación de precios que el generador mantiene con la empresa distribuidora.

Las empresas generadoras que operan en el SEN 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 de 556,971 pesos por kilowatt-hora de déficit. El déficit será determinado sobre la base de sus consumos normales. Para estos efectos, la empresa generadora que reciba la información de déficit señalada precedentemente, aplicará en la siguiente factura un descuento igual al valor de este déficit, valorizado al precio indicado.

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, 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 presente decreto, no hubieren sido programados.

Las empresas generadoras, dentro de los 10 días siguientes de recibida la información de déficit señalada, 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 déficit sujetos a compensación respectivos y todos los cálculos que fundamentan estas cifras.

6. Montos y procedimientos que aplicarán las empresas distribuidoras para traspasar íntegramente los montos recibidos a sus clientes finales sometidos a regulación de precios

Todo cliente sometido a regulación de precios tiene derecho a recibir las compensaciones a que se refiere el presente decreto.

Para estos efectos, la empresa distribuidora 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 periodo de seis meses inmediatamente anterior al mes de entrada en vigencia del presente decreto, 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 periodo 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 de que se produzca un remanente del descuento a favor del cliente, éste se aplicará en la boleta o factura inmediatamente siguiente.

Las empresas distribuidoras deberán, mensualmente, remitir a la Superintendencia copia de la información referida anteriormente, con justificación de todos los cálculos efectuados y desglosando los cálculos por opción tarifaria.

Artículo octavo. Consideraciones sobre calidad y continuidad de suministro

Para efectos de lo dispuesto en el artículo 140° de la Ley, se entenderá que las disposiciones sobre calidad y continuidad de suministro se aplicarán en caso de que se produjeran cortes

derivados de causas distintas a la aplicación de las cuotas de racionamiento, o cualquier otra alteración de la calidad y continuidad de suministro no derivadas de las medidas o normas dispuestas en el presente decreto para evitar, manejar, disminuir o superar el déficit.

Los tiempos de interrupción del servicio producidos por la aplicación de programas de cortes conforme a las disposiciones del presente decreto, no serán computados a efectos del cumplimiento de los estándares de calidad de suministro, de acuerdo a la normativa vigente.

Artículo noveno. Condición 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, y conforme a las disposiciones del presente decreto. En dicho caso, el costo marginal real determinado por el Coordinador 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 periodo 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.

Corresponderá al Coordinador 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 a 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 e hidroeléctrica no embalsable; y
- 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.

Sin perjuicio de lo anterior, el Coordinador podrá considerar en el procedimiento otras situaciones adicionales a las señaladas anteriormente.

Para estos efectos, el Coordinador podrá requerir a las empresas eléctricas y a los clientes no sometidos a regulación de precios toda la información que estime necesaria para desarrollar el procedimiento señalado. En particular, la información para la identificación de las horas de corte deberá ser aportada al Coordinador por las empresas distribuidoras que hayan debido aplicar los cortes de suministro señalados.

Artículo décimo. Cómputo de plazos

En caso de que alguno de los plazos de días establecidos en el presente decreto venza en un día sábado, domingo o festivo, se prorrogará al día hábil siguiente.

En todo caso, los plazos establecidos en horas se deberán cumplir aun cuando su vencimiento se verifique en un día inhábil, prorrogándose para el día siguiente hábil sólo la comunicación de haberse cumplido el plazo pertinente.

Anótese, publíquese y tómese razón.- SEBASTIÁN PIÑERA ECHENIQUE, Presidente de la República.- Juan Carlos Jobet Eluchans, Ministro de Energía.

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda Atte. a Ud., Loreto Cortés Alvear, Jefa División Jurídica, Subsecretaría de Energía.