

**MINISTERIO DE HACIENDA
OFICINA DE PARTES**

RECIBIDO

**CONTRALORÍA GENERAL
TOMA DE RAZON**

RECEPCION

DEPART. JURÍDICO		
DEP. T.R. Y REGIST.		
DEPART. CONTABIL		
SUB. DEP. C. CENTRAL		
SUB. DEP. E. CUENTAS		
SUB. DEP. C.P. Y B.N.		
DEPART. AUDITORÍA		
DEPART. V.O.P., U Y T		
SUB. DEP. MUNIP.		

REFRENDACIÓN

REF. POR \$.....
IMPUTACIÓN.....
ANOT. POR
IMPUTACIÓN
.....
DEDUC.DTO.

**APRUEBA REGLAMENTO DE TRANSFERENCIAS DE POTENCIA
ENTRE EMPRESAS GENERADORAS ESTABLECIDAS EN LA LEY
GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS Y DEROGA DECRETO
QUE INDICA**

DECRETO SUPREMO N°

SANTIAGO,

V I S T O S: Lo dispuesto en los artículos 32 N° 6 y 35 de la Constitución Política de la República; en el Decreto Ley N° 2.224, de 1978, del Ministerio de Minería, que crea el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía; en el Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, y sus modificaciones posteriores, en adelante e indistintamente la “Ley General de Servicios Eléctricos”; en el Decreto Supremo N° 327, de 1997, del Ministerio de Minería, que fija Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos; en la Ley N° 18.410, que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, y sus modificaciones posteriores; en el Decreto Supremo N° 62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba Reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, y sus modificaciones posteriores; en el Decreto Supremo N° 125, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional; en el Decreto Supremo N° 44, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento del Panel de Expertos establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, deroga el Decreto Supremo N° 181, de 2004, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, e introduce modificaciones a los decretos que indica; en el Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo; en la Resolución N° 7, de 2019, de la Contraloría General de la República; y

CONSIDERANDO:

1. Que, el inciso cuarto del artículo 149° de la Ley General de Servicios Eléctricos establece que las transferencias de potencia entre empresas, que poseen medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico, deberán realizarse en función de la capacidad de generación compatible con la suficiencia y los compromisos de demanda de punta existentes, conforme se determine en el reglamento.
2. Que, mediante el Decreto Supremo N° 62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, se aprobó el reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, el que fue modificado recientemente por medio del Decreto Supremo N° 42, de 2021, del Ministerio de Energía, con el objeto de regular el estado de reserva estratégica.
3. Que, el 20 de julio de 2016, se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 20.936, que establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional, la que introdujo diversas modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos.
4. Que, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 72°-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos, la operación de las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, deberá coordinarse con el fin de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico, y garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, en conformidad con la Ley. Esta coordinación deberá efectuarse a través del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante el “Coordinador”, de acuerdo a las normas técnicas que determinen la Comisión Nacional de Energía, la Ley y la reglamentación pertinente.
5. Que, conforme a lo establecido en el artículo 72°-3 de la Ley, le corresponde al Coordinador la coordinación y determinación de las transferencias económicas entre empresas sujetas a su coordinación, para lo que deberá calcular los costos marginales instantáneos del sistema, las transferencias resultantes de los balances económicos de energía, potencia, servicios complementarios, uso de los sistemas de transmisión, y todos aquellos pagos y demás obligaciones establecidas en la normativa vigente respecto del mercado eléctrico.
6. Que, asimismo, y conforme al inciso final del artículo 72°-17 de la Ley General de Servicios Eléctricos, sólo las instalaciones de generación que se encuentren en operación tendrán derecho a participar en las transferencias de potencia a que hace referencia el artículo 149° de la Ley.
7. Que, conforme al artículo 72°-22 de la Ley, un reglamento regulará las materias necesarias para la debida y eficaz implementación de las disposiciones contenidas en el Título II bis de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, dentro del cual se encuentran las normas referidas en los considerandos precedentes y que tratan sobre las transferencias de potencia entre empresas generadoras.
8. Que, no obstante la última modificación realizada al reglamento, y habiendo transcurrido más de 10 años desde la dictación del mismo, se ha identificado la necesidad de modificarlo, con el objeto de perfeccionar la regulación relativa a las transferencias de potencia establecido en el mismo,

con miras a contar con un objetivo de suficiencia y una métrica de suficiencia para el sistema eléctrico nacional, que permitan asignar potencia a las unidades generadoras en función del cumplimiento de dicho objetivo; determinar los requerimientos de suficiencia para el sistema eléctrico nacional, de acuerdo con los períodos de mayor exigencia en el referido sistema; contar con una metodología de asignación de potencia a las unidades generadoras que sea aplicable a cualquier tecnología y que dicha asignación sea en función del aporte que realizan las referidas unidades a la suficiencia del sistema; perfeccionar aspectos metodológicos relacionados con la determinación de las transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos; y finalmente, realizar los ajustes pertinentes debido a los cambios normativos que han ocurrido desde la dictación del mismo, derogándose en consecuencia el reglamento actualmente vigente contenido en el Decreto Supremo N° 62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos.

9. Que, el ejercicio de la potestad reglamentaria de ejecución implica dictar las disposiciones que se consideren necesarias para la plena aplicación de las leyes, potestad que se ejerce complementando las materias que han sido expresamente remitidas a un reglamento por la Ley General de Servicios Eléctricos y colaborando para que todas sus disposiciones sean coherentes y armónicas entre sí, en un mismo acto administrativo para facilitar su comprensión y aplicación.

D E C R E T O :

ARTÍCULO PRIMERO.- Apruébase el reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos:

TÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

CAPÍTULO 1

OBJETO Y ALCANCE

Artículo 1.- El presente reglamento tiene por objeto establecer las metodologías, procedimientos y criterios aplicables para determinar las transferencias de potencia que resulten de la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 72°-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos, entre los participantes del balance de potencia, en función de la capacidad de generación compatible con la suficiencia y los compromisos de demanda de punta existentes, de acuerdo a lo establecido en el artículo 149° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

CAPÍTULO 2

DEFINICIONES Y PLAZOS

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

- a) **Año de Cálculo:** Periodo comprendido entre enero y diciembre de cada año, para el cual se determinan los pagos asociados a las transferencias de potencia.
- b) **Barra de Transferencia:** Barra o punto del sistema de transmisión en el cual se producen las transferencias de potencia entre los participantes del balance de potencia.
- c) **Comisión:** Comisión Nacional de Energía.
- d) **Coordinador:** Coordinador independiente del sistema eléctrico nacional, al que se refiere el artículo 212°-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- e) **Demanda de Punta:** Promedio de las demandas del sistema o del subsistema, según corresponda, en las horas de punta.
- f) **Demanda de Punta Equivalente:** Valor de la demanda de un cliente libre o empresa distribuidora que representa el retiro de potencia que debe realizar su correspondiente participante del balance de potencia, para efectos de las transferencias de potencia.
- g) **Estado Deteriorado:** Condición de operación de una unidad generadora en la cual se limita su potencia máxima producto de restricciones en sus componentes o instalaciones y/o restricciones ambientales; o en la cual la unidad generadora presenta restricciones asociadas a las condiciones señaladas en el artículo 37.- del presente reglamento para ser convocada por el Coordinador al despacho. Aquellas condiciones de operación de una unidad generadora en la cual se limita su potencia máxima producto de restricciones asociadas a la disponibilidad de su Insumo Principal y Alternativo no se considerarán como Estado Deteriorado.
- h) **Estado Disponible:** Condición de operación de una unidad generadora en la cual se encuentra disponible para el despacho por el Coordinador sin que presente una o más de las restricciones del Estado Deteriorado; o en la cual se limita su potencia máxima producto de restricciones asociadas a la disponibilidad de su Insumo Principal y Alternativo.
- i) **Estado de Falla:** Condición de operación de una unidad generadora en la cual se encuentra fuera de servicio producto de una desconexión programada o forzada de dicha unidad; falla de las instalaciones que conectan a la unidad generadora con el sistema de transmisión o distribución, según corresponda; falla de las instalaciones dedicadas al abastecimiento del insumo principal o alternativo; o falla de las instalaciones hidráulicas de la unidad generadora, si corresponde.
- j) **Estado de Reserva Estratégica:** Corresponde a un Estado Deteriorado en que puede encontrarse una unidad generadora, solicitado por el correspondiente participante del balance de potencia y aprobado por el Coordinador, en los términos que establece el artículo 35.- del presente reglamento.
- k) **Estado No Disponible:** Condición de operación de una unidad generadora en la cual no se encuentra disponible para el despacho por el Coordinador o se encuentra en el periodo de pruebas anterior a su puesta en servicio.
- l) **Horas de Punta:** Conjunto de horas dentro de los periodos de control de punta que presentan los mayores niveles de demanda en el sistema o subsistema, según corresponda.

- m) **Insumo Principal:** Insumo o combustible con el cual la unidad generadora puede operar en forma continua, a un menor costo variable promedio durante el año anterior al Año de Cálculo, para una determinada potencia máxima.
- n) **Insumo Alternativo:** Insumo o combustible distinto al Insumo Principal, con el cual la unidad generadora puede operar en forma continua por la cantidad de horas que determine la norma técnica, para la potencia máxima correspondiente a dicho insumo o combustible.
- ñ) **Ley:** Decreto con Fuerza de Ley Nº 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley Nº 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica, y sus modificaciones posteriores o disposición que la reemplace.
- o) **Margen de Potencia:** Cociente entre la sumatoria de la potencia preliminar de las unidades generadoras y la Demanda de Punta, para cada subsistema o sistema, según corresponda.
- p) **Margen de Reserva Teórico:** Mínimo sobre-equipamiento en capacidad de generación que permite abastecer la potencia de punta en un sistema o subsistema eléctrico con una suficiencia determinada, dadas las características de las unidades generadoras y de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico.
- q) **Métrica de Suficiencia:** Métrica empleada para cuantificar el nivel de suficiencia en el sistema eléctrico nacional.
- r) **Norma Técnica:** Norma técnica necesaria para la aplicación del presente reglamento.
- s) **Objetivo de Suficiencia:** Nivel de suficiencia adecuado para el sistema eléctrico nacional, definido a partir de la Métrica de Suficiencia.
- t) **Participante del Balance de Potencia:** Propietario, arrendatario, usufructuario o quién opere a cualquier título medios de generación que se encuentren en operación, en los términos que establece el inciso final del artículo 72º-17 de la Ley, exceptuando a aquellos que se abstengan de ejercer su derecho a participar en las transferencias de potencia, según el artículo 7.- del presente reglamento.
- u) **Periodos de Control de Punta:** Periodos dentro del Año de Cálculo donde se prevé que se presenten los menores niveles de suficiencia en el sistema o subsistema.
- v) **Potencia de Suficiencia:** Valor que representa la capacidad de generación de una unidad generadora compatible con la suficiencia del sistema o subsistema y que es equivalente a la inyección de potencia.
- w) **Potencia Máxima:** Máximo valor que puede sostener de manera continua una unidad generadora, considerando, si corresponde, sus componentes de generación y de almacenamiento, ambas con el mismo punto de conexión al sistema eléctrico, de acuerdo a la Norma Técnica y la verificación que realice el Coordinador a través de pruebas destinadas especialmente para este fin.

- x) **Retiro de Potencia:** Compromiso de potencia de un Participante del Balance de Potencia para el suministro a un cliente libre o empresa distribuidora, contando con un contrato de suministro destinado a esos efectos.
 - y) **Sistema de Distribución:** Conjunto de instalaciones destinadas a dar suministro o permitir inyecciones a clientes o usuarios finales ubicados en sus zonas de concesión o bien a clientes o usuarios ubicados fuera de zonas de concesión que se conecten a las instalaciones de una empresa distribuidora mediante líneas propias o de terceros.
- aa) **Sistema de Transmisión:** Conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico y que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución, cuya operación deberá coordinarse según lo dispone el artículo 72°-1 de la Ley.
 - ab) **Sistema Eléctrico Nacional:** Sistema eléctrico interconectado cuya capacidad instalada de generación sea igual o superior a 200 mega-watts.
 - ac) **Suficiencia:** Atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda.
 - ad) **Superintendencia:** Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
 - ae) **Titular de Transmisión:** Propietario, arrendatario, usufructuario o quién opere a cualquier título instalaciones del Sistema de Transmisión.
 - af) **Unidad Generadora:** Equipo generador eléctrico que posee mecanismos de accionamiento propios, sin elementos en común con otros equipos generadores, considerando sus componentes de almacenamiento, si corresponde.

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

Cuando el último día del plazo sea inhábil, éste se entenderá prorrogado al primer día hábil siguiente.

CAPÍTULO 3

DE LAS TRANSFERENCIAS DE POTENCIA

Artículo 4.- Las transferencias de potencia entre los Participantes del Balance de Potencia se determinarán a partir de la Potencia de Suficiencia de las Unidades Generadoras, los Retiros de Potencia, y el precio de nudo de corto plazo de la potencia en cada Barra de Transferencia.

Para estos efectos se establecerán balances por sistemas o subsistemas, conforme a los subsistemas que se identificaren en los correspondientes informes técnicos definitivos de precios de nudo de corto plazo según se establece en el artículo 162°, numeral 3 de la Ley.

Artículo 5.- Los Participantes del Balance de Potencia tendrán derecho a vender los excedentes de potencia, que resulten de los balances señalados en el artículo precedente, al precio de nudo de corto plazo de la potencia.

Los procedimientos para la determinación de los precios de nudo de corto plazo de la potencia, cuando los medios de generación se conecten directamente a instalaciones del Sistema de Transmisión Nacional o Zonal o del Sistema de Distribución, deberán sujetarse a las disposiciones de la normativa vigente.

Las inyecciones y Retiros de Potencia mediante los cuales se determinen las transferencias de potencia, serán valorizadas utilizando el precio de nudo de corto plazo de la potencia.

Artículo 6.- A cada Unidad Generadora se le asignará una Potencia de Suficiencia, determinada de acuerdo con lo dispuesto en el presente reglamento. Por su parte, a cada Participante del Balance de Potencia que posea compromisos de potencia con clientes libres o empresas distribuidoras, asociados a contratos de suministro destinados a tales efectos, se le asignarán Retiros de Potencia.

Artículo 7.- Aquellas empresas que sean propietarias, arrendatarias, usufructuarias o que operen a cualquier título medios de generación de pequeña escala, en los términos definidos en la Ley, y que no efectúen retiros de potencia para abastecer a clientes libres o empresas distribuidoras, podrán abstenerse de ejercer su derecho a participar en las transferencias de potencia, comunicando lo anterior al Coordinador, al momento de interconectarse al respectivo sistema o antes del 31 de diciembre del año anterior al que hará efectiva su abstención, y no podrá reintegrarse sino una vez transcurrido un año contado desde la fecha en que se hizo efectiva su abstención.

No obstante, si con posterioridad a la comunicación señalada en el inciso anterior, las empresas suscribieren contratos de suministro eléctrico para abastecer a clientes libres o empresas distribuidoras, que involucren suministro de potencia, éstas deberán participar de las transferencias de potencia, desde el mes de inicio de suministro eléctrico indicado en el respectivo contrato.

Las empresas que no participen de las transferencias de potencia podrán solicitar al Coordinador ser incluidas en las transferencias de potencia, en cuyo caso deberán aportar todos los antecedentes e información que les solicite el Coordinador, de acuerdo al plazo señalado en el inciso primero del presente artículo, a efectos que éste lleve a cabo los cálculos de las transferencias de potencias.

Artículo 8.- El Coordinador determinará las transferencias de potencia entre los Participantes del Balance de Potencia en un Año de Cálculo. Para tal efecto, el Coordinador deberá determinar un cálculo preliminar de dichas transferencias, conforme a lo dispuesto en el artículo 14.- del presente reglamento, y deberá publicar dicho cálculo a más tardar el día 20 de enero de cada año.

Asimismo, el Coordinador deberá determinar mensualmente los pagos por potencia que deban efectuarse entre los Participantes del Balance de Potencia, correspondientes al mes inmediatamente anterior a la fecha de realización de dicha determinación. Para tal efecto, el Coordinador mensualmente deberá actualizar el cálculo preliminar de las transferencias de potencia, conforme a lo dispuesto en el artículo 15.- del presente reglamento. El Coordinador deberá publicar la actualización del cálculo preliminar y los referidos pagos, con ocasión de la publicación de los pagos asociados al balance de energía.

Los pagos en un mes dentro de un Año de Cálculo, se deberán determinar de modo que los pagos de los meses que restan para completar el correspondiente Año de Cálculo, incluido el mes en cuestión, sean de iguales cantidades, y que la suma de los pagos de dichos meses, más los pagos por potencia ya realizados entre los Participantes del Balance de Potencia durante el correspondiente Año de Cálculo, si los hubiere,

sea igual al cálculo preliminar de las transferencias de potencia, más reciente a la fecha de la determinación de los pagos del mes en cuestión.

Una vez transcurrido el Año de Cálculo, el Coordinador deberá comunicar el cálculo definitivo de las transferencias de potencia junto con las bases de cálculo y los antecedentes utilizados, a más tardar el último día del mes de marzo, conforme a lo dispuesto en el artículo 17.- del presente reglamento.

El cálculo preliminar, las actualizaciones del cálculo preliminar, y el cálculo definitivo de las transferencias de potencia podrán ser observados por los Participantes del Balance de Potencia y los Titulares de Transmisión.

Para el cálculo preliminar, las actualizaciones del cálculo preliminar y el cálculo definitivo, los Participantes del Balance de Potencia y los Titulares de Transmisión, contarán con 10 días, a partir de la comunicación del Coordinador, para enviar sus observaciones al mismo. Para los casos del cálculo preliminar y sus actualizaciones, las observaciones recibidas serán respondidas por el Coordinador en un plazo de 10 días, contado desde el vencimiento del plazo para recibir dichas observaciones, incluyéndose en las siguientes actualizaciones del cálculo preliminar y en el cálculo definitivo las modificaciones originadas a partir de las observaciones acogidas. Para el cálculo definitivo, el Coordinador deberá comunicar la versión final de éste, en un plazo de 10 días, contado desde el vencimiento del plazo para recibir observaciones.

Las diferencias que surjan entre los pagos determinados por el cálculo definitivo y los pagos realizados según el cálculo preliminar y sus actualizaciones del año respectivo, darán origen a una reliquidación. Estas diferencias serán pagadas en una sola cuota, incluyendo los intereses, que se facturará a más tardar a los 15 días contados desde que el Coordinador comunique la versión final del cálculo definitivo, y se pagará a más tardar 8 días después de emitidas las correspondientes facturas.

Artículo 9.- Las reliquidaciones a que se refiere el inciso final del artículo anterior deberán ser pagadas aplicando la tasa de interés corriente para operaciones de crédito no reajustables de menos o más de 90 días, de acuerdo a lo establecido en la Ley N° 18.010, que establece normas para las operaciones de crédito y otras obligaciones en dinero que indica, según sea la fecha de devengo en relación con la del pago de las deudas.

El interés se entenderá devengado a partir del término que expiraba el día 22 de cada mes siguiente a aquel en que se efectuaron las transferencias de potencia.

En el caso de atraso o mora en los pagos correspondientes, tanto al cálculo preliminar, a las actualizaciones del cálculo preliminar, como al cálculo definitivo, se utilizará el interés corriente para operaciones de crédito no reajustables a menos o más de 90 días, de acuerdo a lo establecido en la Ley N° 18.010, que establece normas para las operaciones de crédito y otras obligaciones en dinero que indica, según corresponda, incrementado en un 50%.

Artículo 10.- Los cálculos y pagos definitivos que determine el Coordinador deberán ser realizados en los plazos que se señalan en el presente reglamento, sin perjuicio de las instancias de reclamación pertinentes, las que en ningún caso podrán interrumpir la cadena de pagos entre las empresas que participan de las transferencias de potencia.

Artículo 11.- Las discrepancias que pudieren surgir en relación a la aplicación del presente reglamento, serán sometidas al dictamen del panel de expertos y su procedimiento se sujetará a lo dispuesto en el

Decreto Supremo Nº 44, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento del panel de expertos establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, o aquel que lo reemplace.

Artículo 12.- La Norma Técnica establecerá los procedimientos, exigencias y metodologías necesarias que permitan especificar las disposiciones señaladas en el presente reglamento.

TÍTULO II

ANTECEDENTES E INFORMACIÓN PARA EL CÁLCULO DE LAS TRANSFERENCIAS DE POTENCIA

CAPÍTULO 1

ANTECEDENTES GENERALES PARA EL CÁLCULO PRELIMINAR, ACTUALIZACIONES Y CÁLCULO DEFINITIVO

Artículo 13.- Para efectos del cálculo preliminar a que se refiere el inciso primero del artículo 8.- del presente reglamento, los Participantes del Balance de Potencia deberán proporcionar al Coordinador, en la oportunidad y modalidad que éste señale, al menos, sus proyecciones e información que a continuación se indica:

- a) Demandas en cada uno de los puntos de retiro de sus clientes libres o empresas distribuidoras, con detalle horario, indicando magnitud y fecha.
- b) Puntos de retiro de cada cliente libre o empresa distribuidora, de acuerdo a la información entregada para las transferencias de energía.
- c) Cambios en los contratos de suministro de electricidad a clientes libres o empresas distribuidoras, que alteren o modifiquen las transferencias de potencia a que se refiere el presente reglamento.
- d) Fecha de entrada en operación, retiro o traslado de Unidades Generadoras e instalaciones que las conectan al Sistema de Transmisión o Distribución, según corresponda.
- e) Periodos de puesta en servicio para las Unidades Generadoras.
- f) Mantenimiento mayor de Unidades Generadoras e instalaciones del Sistema de Transmisión.
- g) Potencia contratada con otras empresas que participan de las transferencias de potencia.

Para efectos de las actualizaciones del cálculo preliminar a que se refiere el inciso segundo del artículo 8.- del presente reglamento, los Participantes del Balance de Potencia podrán actualizar la información indicada en el presente artículo, en la oportunidad y modalidad que el Coordinador señale.

Artículo 14.- Para efectos del cálculo preliminar a que se refiere el inciso primero del artículo 8.- del presente reglamento, el Coordinador deberá utilizar, al menos, los siguientes antecedentes y consideraciones:

- a) Información proporcionada por los Participantes del Balance de Potencia, de acuerdo con lo señalado en el artículo precedente.
- b) Proyección de la Demanda de Punta del sistema, de acuerdo a lo dispuesto en la Norma Técnica.
- c) Proyección de las Demandas de Punta Equivalente de cada cliente libre o empresa distribuidora, de acuerdo a lo dispuesto en la Norma Técnica.
- d) Mantenimiento mayor de las Unidades Generadoras, e instalaciones del Sistema de Transmisión informado de acuerdo con lo señalado en el artículo precedente.

- e) Consumos propios de las Unidades Generadoras, de acuerdo con la información vigente al momento de la realización del referido cálculo.
- f) Factor de eficiencia de las Unidades Generadoras, a que hace referencia el artículo 60.- del presente reglamento, determinado según lo dispuesto en dicho artículo.
- g) Potencia equivalente de las Unidades Generadoras, a que hacen referencia los artículos 54.- y siguientes del presente reglamento, igual a las Potencias Máximas de dichas unidades.
- h) Potencia Máxima de las Unidades Generadoras, de acuerdo con la información vigente al momento de la realización del referido cálculo.
- i) La indisponibilidad forzada de las Unidades Generadoras, a que hace referencia el Capítulo 3 del Título II del presente reglamento, se determinará con la información estadística previa al Año de Cálculo.
- j) Para el cálculo de la potencia ELCC de las Unidades Generadoras a que hace referencia el artículo 44.- del presente reglamento, se considerarán como inyecciones de potencia sólo aquellas provenientes de Unidades Generadoras que se encontraban en operación de acuerdo con lo dispuesto en el inciso final del artículo 72°-17 de la Ley, al primero de enero del año correspondiente.
- k) Precio de nudo de corto plazo de potencia y Margen de Reserva Teórico, ambos vigentes al momento de la realización del cálculo preliminar.

Artículo 15.- Para efectos de las actualizaciones del cálculo preliminar a que se refiere el inciso segundo del artículo 8.- del presente reglamento, el Coordinador deberá actualizar dicho cálculo, con al menos, los siguientes antecedentes y consideraciones:

- a) Mantenimiento mayor de las Unidades Generadoras, e instalaciones del Sistema de Transmisión informado de acuerdo a lo señalado en el artículo 13.- del presente reglamento, o cambios a dicho mantenimiento informados por los correspondientes Participantes del Balance de Potencia, o el mantenimiento mayor efectivamente realizado dentro del Año de Cálculo, según corresponda.
- b) Consumos propios de las Unidades Generadoras, de acuerdo con la información vigente al momento de la realización de la correspondiente actualización del cálculo preliminar, y según lo dispuesto en la Norma Técnica.
- c) Potencia equivalente de las Unidades Generadoras, a que hacen referencia los artículos 54.- y siguientes del presente reglamento, de acuerdo con lo observado dentro del Año de Cálculo, y según lo dispuesto en la Norma Técnica.
- d) Potencia Máxima de las Unidades Generadoras, de acuerdo con la información vigente al momento de la realización de la correspondiente actualización del cálculo preliminar, y según lo dispuesto en la Norma Técnica.
- e) Potencia ELCC de las Unidades Generadoras a que hace referencia el artículo 44.- del presente reglamento, considerando como inyecciones de potencia sólo aquellas provenientes de Unidades Generadoras que se encontraban en operación de acuerdo con lo dispuesto en el inciso final del artículo 72°-17 de la Ley, al primero de enero del año correspondiente, y de aquellas Unidades Generadoras que entraron en operación durante el Año de Cálculo hasta la fecha de realización de la correspondiente actualización del cálculo preliminar.
- f) Cambios dentro del Año de Cálculo de los subsistemas que se identificaren en los correspondientes informes técnicos definitivos de precio de nudo de corto plazo.
- g) Precio de nudo de corto plazo de potencia y Margen de Reserva Teórico, ambos vigentes al momento de la actualización del cálculo preliminar, y según lo dispuesto en la Norma Técnica.

Artículo 16.- Para efectos del cálculo definitivo a que se refiere el inciso cuarto del artículo 8.- del presente reglamento, los Participantes del Balance de Potencia deberán proporcionar al Coordinador, en la oportunidad y modalidad que éste señale, al menos, la información que a continuación se indica, en carácter de definitiva:

- a) Registro horario de demanda de potencia de cada cliente libre o empresa distribuidora, distinguiendo aquéllos dentro de los Periodos de Control de Punta.
- b) Antecedentes y consideraciones definitivas de la información indicada en el artículo 13.- del presente reglamento.

Artículo 17.- Para efectos del cálculo definitivo a que se refiere el inciso cuarto del artículo 8.- del presente reglamento, el Coordinador deberá utilizar, al menos, los siguientes antecedentes y consideraciones:

- a) Información proporcionada por los Participantes del Balance de Potencia, de acuerdo con lo señalado en el artículo precedente.
- b) Demanda de Punta del sistema, determinada a partir de la información señalada en el artículo precedente y de acuerdo con lo dispuesto en el presente reglamento y en la Norma Técnica.
- c) Demandas de Punta Equivalente de cada cliente libre o empresa distribuidora, determinada a partir de la información señalada en el artículo precedente y de acuerdo con lo dispuesto en el presente reglamento y en la Norma Técnica.
- d) Mantenimiento mayor realizado en el Año de Cálculo de las Unidades Generadoras e instalaciones del Sistema de Transmisión.
- e) Consumos propios de las Unidades Generadoras, de acuerdo con la información vigente al término del Año de Cálculo, y según lo dispuesto en la Norma Técnica.
- f) Potencia equivalente de las Unidades Generadoras, a que hacen referencia los artículos 54.- y siguientes del presente reglamento, de acuerdo con lo observado dentro del Año de Cálculo.
- g) Potencia Máxima de las Unidades Generadoras, de acuerdo con la información vigente al término del Año de Cálculo y según lo dispuesto en la Norma Técnica.
- h) La indisponibilidad forzada de las Unidades Generadoras, a que hace referencia el Capítulo 3 del Título II del presente reglamento, se determinará con la información estadística disponible y considerando la del Año de Cálculo.
- i) Para el cálculo de la potencia ELCC de las Unidades Generadoras a que hace referencia el artículo 44.- del presente reglamento, se considerarán como inyecciones de potencia sólo aquellas provenientes de Unidades Generadoras que se encontraban en operación de acuerdo con lo dispuesto en el inciso final del artículo 72°-17 de la Ley, al primero de enero del año correspondiente y de aquellas Unidades Generadoras que entraron en operación durante el Año de Cálculo.
- j) Cambios dentro del Año de Cálculo de los subsistemas que se identificaren en los correspondientes informes técnicos definitivos de precio de nudo de corto plazo.

Artículo 18.- Los Participantes del Balance de Potencia están obligados a proporcionar al Coordinador toda la información y sus actualizaciones, que éste requiera para el cumplimiento del presente reglamento, en forma oportuna, cabal y veraz.

La omisión del deber de entregar información, sea que medie requerimiento de información o cuando proceda sin mediar aquel, así como la entrega de información falsa, incompleta o manifiestamente errónea, serán sancionadas por la Superintendencia, de acuerdo a las normas establecidas en la Ley Nº 18.410, que crea la aludida Superintendencia.

Artículo 19.- Para efectos de la determinación de las transferencias de potencia, el Coordinador podrá realizar las auditorías, inspecciones, mediciones y pruebas de operación de las Unidades Generadoras que permitan verificar los antecedentes proporcionados por los respectivos Participantes del Balance de Potencia. Los valores a utilizar en la determinación de las transferencias de potencia serán los que resulten de dichos procesos.

Artículo 20.- Si una Unidad Generadora, sus componentes o las instalaciones que la conectan al Sistema de Transmisión o Distribución, según corresponda, presentan una falla técnica prolongada o siniestro que anule o disminuya su potencia por un período comprendido entre los 15 días corridos y dos meses, el correspondiente Participante del Balance de Potencia podrá solicitar al Coordinador, que este evento sea tratado de forma tal que durante dicho período se anule o disminuya la potencia de la unidad. Tal solicitud podrá ser presentada a más tardar 10 días después de ocurrida la falla o siniestro.

En caso de que la falla o siniestro se prolongue por más de dos meses, el Coordinador deberá anular o disminuir la potencia de la unidad generadora durante el período que exceda los referidos dos meses.

Si el Participante del Balance de Potencia decide ejercer la opción señalada en el inciso primero del presente artículo, éste deberá enviar una comunicación al Coordinador, con copia a la Comisión y a la Superintendencia. Dicha comunicación deberá acompañarse de al menos los siguientes antecedentes:

- a) Identificación de los elementos fallados o siniestrados.
- b) Descripción de las causas de la falla o siniestro.
- c) Descripción del plan de trabajo para su reparación.

Una vez reparada la falla, el Participante del Balance de Potencia deberá informar al Coordinador los cambios en los parámetros de la Unidad Generadora o componente que deban ser actualizados.

Artículo 21.- En caso de que el Participante del Balance de Potencia decida ejercer la opción señalada en el inciso primero del artículo precedente, el tratamiento para dicha Unidad Generadora o componente será el siguiente:

- a) No acumulará indisponibilidad forzada en todas las horas del período de falla.
- b) No será remunerada durante el período de la falla.

CAPÍTULO 2

CONTROL ESTADÍSTICO

Artículo 22.- Durante cada año, el Coordinador realizará una verificación de la Potencia Máxima y otros parámetros necesarios para la realización del cálculo de las transferencias de potencia, según lo dispuesto en la Norma Técnica, a todas las Unidades Generadoras del sistema o subsistema. Los costos de operación en que se incurra serán de cargo del Participante del Balance de Potencia correspondiente.

Artículo 23.- Los criterios y condiciones bajo los cuales se debe realizar tal verificación deberán ser transparentes, no arbitrarios ni discriminatorios, e informados con la debida antelación al Participante del Balance de Potencia respectivo.

Restricciones tales como bajo nivel del embalse o estanque de regulación, restricciones o congestiones en el Sistema de Transmisión, compromisos de riego, caudales afluentes deprimidos, interrupción en el suministro del Insumo Principal o Alternativo, restricciones relacionadas con el cumplimiento de la normativa medioambiental u otras restricciones equivalentes, podrán impedir o establecer condiciones especiales a la ejecución de la referida verificación.

Artículo 24.- En caso de que una Unidad Generadora no sea convocada al despacho y por ende no sea posible verificar la Potencia Máxima u otros parámetros necesarios para la realización del cálculo de las transferencias de potencia, según lo dispuesto en la Norma Técnica, por parte del Coordinador durante un año calendario, para dicha Unidad Generadora se deberá emplear el valor utilizado de Potencia Máxima en el último cálculo definitivo de transferencias de potencia. Sin perjuicio de lo anterior, el Coordinador podrá determinar la realización de pruebas a dichas Unidades Generadoras, de conformidad a las condiciones establecidas en la normativa vigente.

Artículo 25.- El Coordinador deberá llevar un control estadístico de los estados operativos de las Unidades Generadoras y sus componentes de almacenamiento, si corresponde, con el fin de representar los diversos estados y/o limitaciones que presenta la oferta de potencia de las mismas, según lo dispuesto en la Norma Técnica.

Para tal efecto, se establecerán Estados Disponibles, Estados No Disponibles, Estados de Falla, y Estados Deteriorados, según corresponda, en función de las condiciones de operación de cada Unidad Generadora y sus componentes de almacenamiento, si corresponde, y de acuerdo a lo dispuesto en la Norma Técnica.

Artículo 26.- Además del control estadístico señalado en el artículo precedente, el Coordinador deberá llevar un control estadístico de la disponibilidad de cualquier Insumo Principal e Insumo Alternativo utilizados por las Unidades Generadoras, en base al nivel diario de restricción.

Artículo 27.- Los procedimientos y condiciones de aplicación que resulten necesarios para dar cumplimiento al control estadístico y verificaciones citadas precedentemente, serán establecidos en la Norma Técnica.

CAPÍTULO 3

INDISPONIBILIDAD FORZADA

Artículo 28.- La indisponibilidad forzada de una Unidad Generadora será determinada para una ventana móvil de 5 años consecutivos, durante todas las horas de cada año, conforme a lo dispuesto en la Norma Técnica y a partir de la siguiente expresión:

$$IFOR = \frac{T_{FA}}{T_{FA} + T_{DI} + T_{DE}}$$

Donde:

$IFOR$: Indisponibilidad forzada.

T_{FA} : Tiempo acumulado en que la Unidad Generadora se encuentra en Estado de Falla, para una ventana móvil de 5 años.

- T_{DI} : Tiempo acumulado en que la Unidad Generadora se encuentra en Estado Disponible, para una ventana móvil de 5 años.
- T_{DE} : Tiempo acumulado en que la Unidad Generadora se encuentra en Estado Deteriorado, para una ventana móvil de 5 años, exceptuando los periodos cuando se encuentre en Estado de Reserva Estratégica.

Para el cálculo del parámetro " T_{FA} ", indicado precedentemente, se deberán ponderar en mayor medida los tiempos asociados a aquellas condiciones de falla cuando la Unidad Generadora fue convocada al despacho, diferenciando los casos en que la Unidad Generadora se encuentra despachando y se presenta una falla, y los casos en que se presenta una falla previa al despacho de la Unidad Generadora, y se deberán ponderar en menor medida los tiempos asociados a aquellas condiciones de falla que ocurren cuando dicha unidad no fue convocada al despacho. La Norma Técnica establecerá los estados operativos cuyos tiempos deberán tener una ponderación diferente. Por su parte, los ponderadores que se emplearán para determinar la indisponibilidad forzada de las Unidades Generadoras serán determinados por la Comisión cada cuatro años, con ocasión de la publicación del informe técnico a que hace referencia el artículo 50 del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo, o la normativa que lo reemplace.

El Coordinador podrá verificar, en los términos establecidos en el presente reglamento y la Norma Técnica, la disponibilidad efectiva de las Unidades Generadoras, efectuando las pruebas correspondientes a dichas unidades.

Artículo 29.- Durante los períodos de mantenimiento que excedan el periodo definido en el programa de mantenimiento mayor vigente, para efectos del cálculo de la indisponibilidad forzada de una Unidad Generadora, se entenderá que dicha unidad se encuentra en Estado de Falla.

Por su parte, aquellas condiciones en que una Unidad Generadora no esté disponible debido a eventos o contingencias externas que se produzcan en instalaciones de generación, transmisión o distribución que no estén asociadas a dicha unidad, no se considerarán como Estado de Falla.

Artículo 30.- En el caso de Unidades Generadoras que sean consideradas por primera vez en las transferencias de potencia, la indisponibilidad forzada de estas unidades será determinada sobre la base de estadísticas nacionales o internacionales aplicables al tipo de tecnología que en cada caso corresponda, o las que garantice el fabricante.

Entre el segundo y cuarto año de incorporada la Unidad Generadora respectiva, la indisponibilidad forzada se obtendrá como el promedio ponderado entre los valores observados para cada año transcurrido y el valor proveniente de las estadísticas nacionales, internacionales o las que garantice el fabricante. Luego del quinto año de incorporada la Unidad Generadora respectiva deberá aplicarse lo indicado en los artículos 28.- y siguientes del presente reglamento.

Artículo 31.- En el caso de Unidades Generadoras que se encuentren en Estado de Reserva Estratégica, y aquellas que no se encuentren en dicho estado producto de lo dispuesto en los artículos 37.- y siguientes del presente reglamento, la indisponibilidad forzada se determinará con la expresión indicada en el artículo 28.- del presente reglamento, utilizando una ventana móvil de 5 años, construida con la siguiente información:

- a) Estadística de estados operativos de la Unidad Generadora que se utilizó para determinar su indisponibilidad forzada en el último cálculo definitivo de transferencias de potencia, anterior a la fecha de inicio de Estado de Reserva Estratégica de dicha unidad.
- b) Estadística de estados operativos de la Unidad Generadora considerada por el Coordinador en los períodos en que la referida unidad fue convocada al despacho en los términos establecidos en los artículos 37.- y siguientes del presente reglamento. Adicionalmente, se deberá considerar los períodos en que la Unidad Generadora se encuentre en Estado No Disponible, de acuerdo con lo indicado en el artículo 41.- del presente reglamento.

Artículo 32.- Las Unidades Generadoras que dejen de estar en Estado de Reserva Estratégica, ya sea porque se ha cumplido la fecha de permanencia en dicho estado o porque el respectivo Participante del Balance de Potencia ha solicitado al Coordinador cambiar de estado a la unidad, serán consideradas con una indisponibilidad forzada igual a uno.

CAPÍTULO 4

MÉTRICA Y OBJETIVO DE SUFICIENCIA

Artículo 33.- La Métrica de Suficiencia será definida por la Comisión en la Norma Técnica, y para tal efecto podrá considerar métricas tales como la pérdida de carga esperada (LOLE, por sus siglas en inglés), la energía no suministrada esperada (EENS, por sus siglas en inglés), entre otras. Dicha métrica deberá ser consistente con la metodología a que hace referencia el artículo 44.- del presente reglamento.

Artículo 34.- El Objetivo de Suficiencia será definido por la Comisión cada cuatro años, con ocasión de la publicación del informe técnico, o de su actualización, a que hace referencia el artículo 50 del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo, o la normativa que lo reemplace. Dicho objetivo entrará en vigencia el primero de enero del año inmediatamente siguiente a la publicación de la resolución exenta que lo define.

Para efectos de la determinación del Objetivo de Suficiencia, la Comisión deberá considerar los objetivos definidos en los distintos instrumentos de política pública establecidos por el Ministerio de Energía y podrá contratar un estudio conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas vigentes. Asimismo, la Comisión deberá elaborar y publicar en su página web un informe técnico con la definición de dicho objetivo. El referido informe deberá contener, al menos, los insumos, supuestos, análisis y resultados obtenidos.

Los coordinados a los que se refiere el artículo 72°-2 de la Ley y el Coordinador podrán enviar sus observaciones al informe técnico a que hace referencia el inciso precedente, en un plazo no superior a 20 días, contado desde la fecha de publicación de dicho informe.

La Comisión deberá elaborar y publicar un informe técnico definitivo aceptando, total o parcialmente, o rechazando fundadamente las observaciones recibidas al informe técnico.

TÍTULO III

ESTADO DE RESERVA ESTRATÉGICA

Artículo 35.- Una Unidad Generadora podrá ser considerada en Estado de Reserva Estratégica mediante la aprobación, por parte del Coordinador, de una solicitud de cambio a dicho estado, presentada por el respectivo Participante del Balance de Potencia al Coordinador, la que deberá indicar la fecha de cambio de estado.

Será requisito para que el Coordinador apruebe la solicitud de cambio a Estado de Reserva Estratégica de una Unidad Generadora, que el respectivo Participante del Balance de Potencia haya comunicado el retiro de la misma del Sistema Eléctrico Nacional, en los términos que establece el artículo 72°-18 de la Ley. Dicha comunicación deberá considerar una fecha de retiro de la Unidad Generadora dentro de un plazo de entre 24 y 60 meses, contado a partir de la fecha de inicio del Estado de Reserva Estratégica indicada en la referida solicitud.

El Coordinador deberá evaluar la solicitud a que hace referencia el inciso primero del presente artículo, en función de la fecha presentada para tal cambio. El Coordinador, en un plazo no superior a 20 días contado desde la recepción de la solicitud, a través de un informe técnico, deberá verificar que el cambio de la Unidad Generadora a Estado de Reserva Estratégica no produce afectación significativa de la seguridad de servicio global ni local del sistema, ni produce un aumento significativo de los costos de operación y falla, ni en los costos marginales del sistema. A efectos de esta evaluación, el Coordinador deberá analizar las solicitudes de cambio a Estado de Reserva Estratégica en orden cronológico de presentación de las mismas.

La aprobación de solicitud de cambio a Estado de Reserva Estratégica, será efectuada por el Coordinador, teniendo en consideración el plazo solicitado para permanecer en Estado de Reserva Estratégica. En caso de que el Coordinador no apruebe la solicitud de cambio a Estado de Reserva Estratégica de una Unidad Generadora para la fecha solicitada, éste deberá comunicar al respectivo Participante del Balance de Potencia la fecha posterior más próxima en la que dicho cambio cumple con los criterios indicados en el inciso tercero del presente artículo. En este caso, para que la Unidad Generadora sea considerada por el Coordinador en Estado de Reserva Estratégica, el correspondiente Participante del Balance de Potencia deberá modificar la fecha de solicitud de cambio a Estado de Reserva Estratégica a la fecha señalada por el Coordinador, en un plazo de 10 días contado desde la comunicación del Coordinador. Asimismo, el referido Participante del Balance de Potencia deberá modificar la fecha de retiro de la Unidad Generadora, en caso de ser necesario, de manera de dar cumplimiento al periodo mínimo de 24 meses y máximo de 60 meses de permanencia en el Estado de Reserva Estratégica. En caso de que el Participante del Balance de Potencia no modifique su solicitud en el plazo antes señalado, ésta se tendrá por desistida.

Artículo 36.- Para efectos de la evaluación que se indica en el inciso tercero del artículo precedente, se entenderá que existe un aumento significativo de los costos de operación y falla, cuando el cambio a Estado de Reserva Estratégica de una Unidad Generadora produce alzas de al menos un 5% del valor esperado del costo total actualizado de operación y falla del sistema eléctrico, en un horizonte de 5 años a partir de la fecha de dicho cambio.

Asimismo, para los efectos señalados en el inciso precedente, se entenderá que existe un aumento significativo de los costos marginales del sistema, producto del cambio a Estado de Reserva Estratégica de una Unidad Generadora, cuando se cumplan las siguientes condiciones copulativas:

- a) El cambio de estado de la Unidad Generadora produce alzas en el costo marginal promedio esperado, proyectado a 5 años del sistema, superiores al 25% del costo variable de dicha unidad; y,
- b) El costo marginal promedio esperado, proyectado a 5 años, en el escenario en que la Unidad Generadora cambia a Estado de Reserva Estratégica, es de al menos un 75% del costo variable promedio de las Unidades Generadoras que se encuentren conectadas al sistema, que no se encuentran en Estado de Reserva Estratégica, y que utilizan el mismo Insumo Principal que dicha unidad. En el caso de que no existan Unidades Generadoras en el Sistema que cumplan con lo anterior, para determinar el costo variable promedio, se empleará el costo variable de la Unidad Generadora que solicita el cambio a Estado de Reserva Estratégica.

Adicionalmente, para los mismos efectos señalados en el inciso primero del presente artículo, se entenderá por afectación significativa de la seguridad de servicio global o local, cuando el cambio de una Unidad Generadora a Estado de Reserva Estratégica implique que los recursos técnicos existentes no permitan dar cumplimiento a las exigencias de seguridad y calidad de servicio, requiriendo de nueva infraestructura para la prestación de servicios complementarios, según la naturaleza local o global de éstos.

Artículo 37.- Una Unidad Generadora en Estado de Reserva Estratégica sólo podrá ser convocada por el Coordinador al despacho en los casos previstos en el artículo siguiente, debiendo estar en condiciones para inyectar energía al Sistema Eléctrico Nacional, en un plazo de 60 días corridos desde el aviso que el Coordinador le dé al correspondiente Participante del Balance de Potencia.

Sin perjuicio de lo anterior, en caso de que el Participante del Balance de Potencia comunique al Coordinador que su Unidad Generadora puede inyectar energía en un menor plazo al indicado en el inciso precedente, el Coordinador podrá convocar a dicha unidad al despacho a partir de la fecha que el referido participante indique.

Artículo 38.- El Coordinador podrá convocar al despacho a una Unidad Generadora en Estado de Reserva Estratégica en caso que prevea déficits importantes de generación o condiciones de afectación a la seguridad, tanto local como sistémica, en un horizonte de al menos seis meses, para distintos escenarios de disponibilidad de energía en el sistema.

El Coordinador deberá analizar lo descrito en el inciso precedente debiendo informar mensualmente a la Comisión los resultados de dicho análisis.

Se entenderá por déficits importantes de generación a aquellas condiciones de menor disponibilidad energética, asociadas al 5% de los casos más extremos en el horizonte de análisis, las cuales impliquen aumentos globales o locales de los costos de operación y falla, o de los costos marginales del sistema.

Artículo 39.- En los casos en que una Unidad Generadora en Estado de Reserva Estratégica sea convocada al despacho por el Coordinador, en los términos que se indican en el artículo precedente, desde el momento en que dicha unidad inicie sus inyecciones al sistema o se cumpla el plazo que indica el inciso primero del artículo 37.- del presente reglamento, se considerará que ésta no se encuentra en Estado de Reserva Estratégica, computándose sus estadísticas de acuerdo con el estado operativo en que ésta se encuentre. Asimismo, deberá permanecer conectada al sistema, y en condiciones de inyectar energía por el periodo que el Coordinador estime necesario, el que no podrá ser inferior a tres meses.

El Coordinador será quien determine el momento en que la Unidad Generadora deberá retornar al Estado de Reserva Estratégica.

En el caso que una Unidad Generadora retorne al Estado de Reserva Estratégica, el respectivo Participante del Balance de Potencia podrá solicitar al Coordinador, prorrogar la fecha de término de permanencia en dicho estado, adicionando el tiempo en que la referida unidad no se encontró en Estado de Reserva Estratégica por haber sido convocada al despacho. Dicha solicitud deberá realizarse dentro de los 15 días siguientes al referido retorno. En el caso que el Participante del Balance de Potencia solicite la prórroga, éste deberá, si es necesario, actualizar la fecha de retiro de la Unidad Generadora de modo de cumplir con lo indicado en el inciso segundo del artículo 35.- del presente reglamento.

Artículo 40.- En el periodo que medie entre la convocatoria realizada por el Coordinador y el momento en que la unidad inicie sus inyecciones o se cumpla el plazo indicado en el inciso primero del artículo 37.- del presente reglamento, el Coordinador podrá dejar sin efecto la convocatoria en caso que se hayan dejado de cumplir las condiciones indicadas en el artículo 38.- del presente reglamento. En el mismo periodo, el Coordinador podrá postergar la fecha en la que la central sea convocada al despacho, si prevé que las condiciones identificadas en el artículo 38.- del presente reglamento ocurrirán con posterioridad a lo previsto cuando se realizó la convocatoria. El dejar sin efecto la convocatoria o su postergación deberá realizarse con una anticipación de al menos 7 días al cumplimiento del plazo indicado en el inciso primero del artículo 37.- del presente reglamento.

Artículo 41.- En caso que una Unidad Generadora en Estado de Reserva Estratégica sea convocada al despacho por el Coordinador, en los términos establecidos en los artículos 37.- y siguientes del presente reglamento, y ésta no se encuentre en condiciones de inyectar energía en el plazo indicado en el señalado artículo o no opere adecuadamente por un periodo igual o superior a 5 días corridos, de acuerdo a lo que establezca el Coordinador, dicha unidad se considerará en Estado No Disponible y no será remunerada hasta que se compruebe que está en condiciones de inyectar energía mediante la realización de una prueba o verificación.

La prueba o verificación deberá ser acordada entre el respectivo Participante del Balance de Potencia y el Coordinador y se deberá demostrar la aptitud de la Unidad Generadora para inyectar energía, bajo las condiciones de operación que el Coordinador determine. Los costos de operación en que se incurra serán de cargo del correspondiente Participante del Balance de Potencia.

Artículo 42.- Entre seis y doce meses antes de la fecha de término de permanencia en Estado de Reserva Estratégica de una Unidad Generadora, el respectivo Participante del Balance de Potencia podrá solicitar al Coordinador que evalúe la pertinencia de prorrogar dicha fecha, considerando la afectación significativa de la seguridad de servicio global o local, en los términos definidos en el artículo 36.- del presente reglamento.

El Coordinador deberá dar respuesta a la solicitud indicada en el inciso precedente en un plazo de 30 días. En el caso de que el Coordinador apruebe la solicitud, éste deberá definir el plazo de prórroga, el cual no podrá superar los 12 meses.

Artículo 43.- Sin perjuicio de los plazos establecidos en el presente reglamento, en cualquier momento los Participantes del Balance de Potencia podrán solicitar el término de permanencia en Estado de Reserva

Estratégica de una Unidad Generadora y el cese definitivo de operaciones y retiro de dicha unidad del sistema, según lo establecido en el artículo 72°-18 de la Ley.

TÍTULO IV

ASIGNACIÓN DE POTENCIA DE SUFICIENCIA

CAPÍTULO 1

POTENCIA INICIAL

Artículo 44.- A cada Unidad Generadora se le determinará una potencia ELCC, menor o igual a su Potencia Máxima, la cual corresponderá al valor de potencia que se obtenga de la aplicación de la metodología probabilística denominada capacidad efectiva de suministro de demanda (ELCC, por sus siglas en inglés), y que caracterizará la potencia que cada unidad puede aportar a la Suficiencia del sistema o subsistema, según corresponda.

La metodología a que hace referencia el inciso precedente deberá cuantificar, para cada Unidad Generadora, la cantidad adicional de demanda que se puede suministrar en el sistema o subsistema, según sea el caso, sin variar el nivel de Suficiencia en el Sistema Eléctrico Nacional cuando dicha unidad se añade al sistema o subsistema, según corresponda. El nivel de Suficiencia en el Sistema Eléctrico Nacional se determinará empleando la Métrica de Suficiencia a que hace referencia el Capítulo 4 del Título II del presente reglamento.

La metodología a que hace referencia el inciso primero del presente artículo deberá considerar, al menos, los siguientes aspectos:

- a) Métrica de Suficiencia a que hace referencia el Capítulo 4 del Título II del presente reglamento.
- b) Objetivo de Suficiencia a que hace referencia el Capítulo 4 del Título II del presente reglamento.
- c) Potencia Máxima de las Unidades Generadoras.
- d) Disponibilidad de combustible de las Unidades Generadoras térmicas, determinada de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 49.- del presente reglamento.
- e) Indisponibilidad forzada de las Unidades Generadoras.
- f) Estadística del perfil horario de disponibilidad del recurso primario de Unidades Generadoras que utilizan como fuente primaria la energía geotérmica, solar, eólica y de los mares, considerando, al menos, los últimos 5 años, anteriores el Año de Cálculo.
- g) Estadística hidrológica de afluentes en régimen natural, utilizada para la coordinación de la operación que hace referencia el artículo 72°-1 de la Ley, hasta el año anterior al Año de Cálculo.
- h) Representación de embalses y de las cuencas hídricas presentes en el Sistema Eléctrico Nacional, junto con las restricciones de operación de embalses, tales como convenios de riego, caudales ecológicos, entre otros.
- i) Trayectorias de cotas de los embalses presentes en el Sistema Eléctrico Nacional, durante el Año de Cálculo, para cada una de las hidrologías consideradas, según lo dispuesto en la Norma Técnica.
- j) Representación de los Sistemas de Transmisión con el detalle que establezca la Norma Técnica.
- k) Modelación de características inter-temporales, que permita representar adecuadamente los recursos con capacidad de regulación y almacenamiento.

- I) Subsistemas que se identifiquen en los informes técnicos definitivos de precio de nudo de corto plazo.
- m) Demanda horaria del sistema o subsistemas, según corresponda, del año anterior al Año de Cálculo.

La Norma Técnica establecerá los aspectos técnicos metodológicos y los supuestos necesarios para la aplicación de la metodología indicada en este artículo. Asimismo, la Norma Técnica deberá establecer un procedimiento para efectos de la determinación de las trayectorias de cotas de los embalses, a que hace referencia el literal i) del presente artículo. Para ello, deberá considerar, al menos, el modelo utilizado para la programación de la operación a que hace referencia el artículo 43 del Decreto Supremo N° 125, del 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, o el que lo reemplace.

Artículo 45.- La metodología a que hace referencia el artículo precedente deberá considerar la agrupación de una o más Unidades Generadoras, para efectos de determinar el aporte que realiza de manera agregada un conjunto de Unidades Generadoras a la Suficiencia del sistema o subsistema, según corresponda. La Norma Técnica establecerá los aspectos técnicos para la realización de las referidas agrupaciones, así como las prorratas o asignaciones que se emplearán para efectos de determinar la potencia ELCC individual de cada una de las Unidades Generadoras que sean parte de una agrupación.

Artículo 46.- En el caso de que, respecto de una Unidad Generadora, no se disponga de la información estadística suficiente indicada en los literales f) y g) del artículo 44.- del presente reglamento, para efectos de la determinación de la potencia ELCC de dicha unidad, se deberá cubrir la información estadística faltante con la información disponible en la zona en la cual se encuentra la referida unidad, teniendo en cuenta la estadística de Unidades Generadoras con características tecnológicas similares, de acuerdo con lo que disponga la Norma Técnica.

Artículo 47.- Los autoproductores deberán demostrar al Coordinador que sus Unidades Generadoras están en condiciones de aportar excedentes de potencia, para ser representados como una Unidad Generadora igual a dicho excedente en la determinación de su potencia ELCC.

Artículo 48.- Para efectos de la determinación de la potencia ELCC de Unidades Generadoras que declaren capacidad de respaldo a través de la operación con Insumo Alternativo, éstas serán representadas como una Unidad Generadora equivalente a partir de las características de operación que posee cada unidad con el Insumo Principal y Alternativo, según corresponda.

La declaración de capacidad de respaldo con Insumo Alternativo deberá ser acompañada de una certificación emitida por una empresa con experiencia en la materia. La declaración y certificación indicada deberá contar con la conformidad del Coordinador antes que sea aceptada como antecedente válido para las transferencias de potencia que corresponda.

Se entenderá que una Unidad Generadora posee capacidad de respaldo y está en condiciones de operar con Insumo Alternativo cuando ésta certifique que puede operar en forma continua considerando las restricciones ambientales y logísticas de transporte de dicho insumo, asociadas a éste. Para tal efecto se deberá acreditar que la Unidad Generadora puede operar continuamente por el tiempo que determine la Norma Técnica, no pudiendo ser inferior a 24 horas a una Potencia Máxima que se debe verificar en los mismos términos que la del Insumo Principal, sujeto a la normativa ambiental vigente y demostrando factibilidad en el suministro permanente del Insumo Alternativo correspondiente.

En caso de Unidades Generadoras que se encuentren en Estado de Reserva Estratégica y que cuenten con capacidad de respaldo según lo indicado en los incisos precedentes, los respectivos Participantes del Balance de Potencia deberán acreditar ante el Coordinador, la factibilidad de abastecer a dichas unidades con el Insumo Alternativo, de manera tal de cumplir con lo indicado en los artículos 37.- y 39.- del presente reglamento. Para acreditar lo anterior, dichos participantes deberán contar con contratos o acuerdos de suministro del Insumo Alternativo.

A las Unidades Generadoras que se encuentren en Estado de Reserva Estratégica y que cuenten con la acreditación señalada en el inciso precedente, se les considerará que cuentan con capacidad de respaldo. En caso de no contar con la referida acreditación, a dichas unidades se las considerará sin capacidad de respaldo.

Artículo 49.- Para el caso de una Unidad Generadora térmica que no posea capacidad de respaldo según lo dispuesto en el artículo precedente, su disponibilidad del combustible a que hace referencia el literal d) del artículo 44.- del presente reglamento, corresponderá a la menor disponibilidad media anual de su Insumo Principal, para los últimos cinco años anteriores al Año de Cálculo.

Para el caso de una Unidad Generadora térmica que posea capacidad de respaldo según lo dispuesto en el artículo precedente, su disponibilidad de combustible se determinará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\text{Disponibilidad de combustible} = \min \left\{ 1; DIP + DIA \cdot \frac{P_{máx_A}}{P_{máx_P}} \right\}$$

Donde:

DIP : Menor disponibilidad media anual del Insumo Principal de la Unidad Generadora, para los últimos cinco años anteriores al Año de Cálculo.

DIA : Menor disponibilidad media anual del Insumo Alternativo de la Unidad Generadora, para los últimos cinco años anteriores al Año de Cálculo.

$P_{máx_A}$: Potencia Máxima asociada al Insumo Principal de la Unidad Generadora.

$P_{máx_P}$: Potencia Máxima asociada al Insumo Alternativo de la Unidad Generadora.

Las disponibilidades anuales del Insumo Principal y Alternativo que se indican en el presente artículo deberán considerar los niveles de restricción de potencia observados para dichos insumos. Para tal efecto, los Participantes del Balance de Potencia deberán informar al Coordinador semanalmente la disponibilidad de combustible, incluyendo restricciones en el almacenamiento y logística de transporte del mismo, debiendo acreditar que la Unidad Generadora puede operar de forma continua por el tiempo que determine la Norma Técnica, no pudiendo ser inferior a 24 horas a Potencia Máxima, sujeto a la normativa ambiental vigente.

Artículo 50.- Las Unidades Generadoras térmicas que se incorporen al sistema por primera vez, serán representadas en el primer Año de Cálculo considerando una disponibilidad de combustible, igual al promedio de las disponibilidades de combustible de las Unidades Generadoras térmicas existentes en el sistema, que no se encuentren en Estado de Reserva Estratégica, que tengan el mismo Insumo Principal, y que cuenten con características de abastecimiento similares a la unidad incorporada al sistema.

Para los años siguientes, la disponibilidad de combustible se obtendrá reemplazando sucesivamente la información anual más antigua de las unidades existentes referidas, por la información de la disponibilidad de combustible efectiva de la unidad generadora incorporada al sistema, manteniendo siempre un periodo de control de cinco años. A partir del quinto año de ingreso de una Unidad Generadora, se le aplicará lo indicado en el artículo precedente.

Artículo 51.- En el caso de Unidades Generadoras que se encuentren en Estado de Reserva Estratégica, los respectivos Participantes del Balance de Potencia deberán acreditar ante el Coordinador, la factibilidad de abastecer a dichas unidades con el Insumo Principal, de manera tal de cumplir con lo indicado en los artículos 37.- y 39.- del presente reglamento. Para acreditar lo anterior, dichos participantes deberán contar con contratos o acuerdos de suministro del Insumo Principal.

A las Unidades Generadoras que se encuentren en Estado de Reserva Estratégica y que cuenten con la acreditación señalada en el inciso precedente, se les considerará que su disponibilidad de combustible es del 100% para el período estadístico en que la unidad se encuentre en dicho estado. En caso de no contar con la referida acreditación, a dichas unidades se les considerará nula disponibilidad de combustible.

En el caso de Unidades Generadoras que se hayan encontrado en Estado de Reserva Estratégica, se empleará la disponibilidad de combustible determinada en el último cálculo definitivo de transferencias de potencia, anterior a la fecha de inicio de Estado de Reserva Estratégica de dicha unidad.

Artículo 52.- A cada Unidad Generadora se le asignará una potencia inicial, la cual corresponderá al promedio de sus potencias ELCC de los últimos cinco años, incluido el Año de Cálculo.

Las potencias ELCC de los años anteriores al Año de Cálculo, corresponderán a aquellas obtenidas en los respectivos cálculos definitivos de las transferencias de potencia. En el caso de que, al momento de la realización del cálculo preliminar de las transferencias de potencias o de la actualización de dicho cálculo, no se cuente con el cálculo definitivo de las transferencias de potencias del año inmediatamente anterior al Año de Cálculo, para dicho año se emplearán las potencias ELCC de las Unidades Generadoras obtenidas en la actualización más reciente del cálculo preliminar del referido año.

Artículo 53.- En el caso de una Unidad Generadora que cuente con menos de cinco Años de Cálculo de su potencia ELCC, incluido el Año de Cálculo, su potencia inicial corresponderá al promedio de sus potencias ELCC de todos los Años de Cálculo en los que se le determinó una potencia ELCC, incluido el Año de Cálculo.

En el caso de una Unidad Generadora que, dentro de un Año de Cálculo, modifique sus instalaciones y/o componentes asociadas, que impliquen un cambio relevante en el resultado de su potencia ELCC, determinada de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 44.- y siguientes del presente reglamento, tal como la inclusión de una componente de almacenamiento, entre otros cambios que determine la Norma Técnica, su potencia inicial en dicho año corresponderá al promedio ponderado entre las potencias ELCC de dicha unidad obtenidas con y sin las referidas modificaciones, en proporción al tiempo que contó o no con las modificaciones durante el Año de Cálculo.

En el caso indicado en el inciso precedente, durante los cuatro años siguientes al año de las modificaciones realizadas a la Unidad Generadora, la potencia inicial de dicha unidad corresponderá al promedio de sus potencias ELCC obtenidas considerando las modificaciones efectuadas, de los Años de Cálculo en los que

se le determinaron dichas potencias, incluido el Año de Cálculo. Para los años posteriores, se aplicará lo dispuesto en el artículo precedente.

CAPÍTULO 2

POTENCIA PRELIMINAR Y POTENCIA DE SUFICIENCIA

Artículo 54.- A cada Unidad Generadora se le determinará una potencia equivalente. En el caso de Unidades Generadoras que hayan acumulado información estadística de Estados Deteriorados, conforme a lo indicado en el artículo 25.- del presente reglamento, la potencia equivalente corresponderá al promedio ponderado de las potencias registradas en los Estados Deteriorados y Estados Disponibles que corresponda, y de acuerdo con las disposiciones que establezca la Norma Técnica.

Por su parte, en el caso de Unidades Generadoras que no hayan acumulado información estadística de Estados Deteriorados, la potencia equivalente será igual a su Potencia Máxima.

Artículo 55.- En el caso de Unidades Generadoras que se encuentren en Estado de Reserva Estratégica y que acrediten lo señalado en el inciso primero del artículo 51.-, se considerará que la potencia registrada durante este Estado Deteriorado corresponderá al menor valor entre el 60% de su Potencia Máxima y el valor de potencia equivalente determinado en el último cálculo definitivo de transferencias de potencia, anterior a la fecha de inicio del Estado de Reserva Estratégica de dicha unidad. En el caso de que dichas unidades no acrediten lo señalado en el referido artículo, se considerará nula potencia registrada durante este Estado Deteriorado.

Artículo 56.- Las Unidades Generadoras que operen bajo el régimen de autodespacho, de acuerdo a lo dispuesto en el literal c) del artículo 7º del Decreto Supremo N° 88, de 2019, del Ministerio de Energía que aprueba reglamento para medios de generación de pequeña escala, o normativa que lo reemplace, podrán solicitar al Coordinador no operar bajo dicho régimen, sujetándose entonces al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador.

Artículo 57.- Las Unidades Generadoras cuya operación no sea en base a recursos primarios variables que operen bajo el régimen de autodespacho, se les considerará potencia equivalente nula mientras se encuentren en dicho régimen de operación.

Artículo 58.- A cada Unidad Generadora se le asignará un factor de consumos propios, que corresponderá a la proporción entre su potencia bruta utilizada para el abastecimiento exclusivo de sus servicios auxiliares y su Potencia Máxima.

Los consumos que no estén dedicados exclusivamente a los servicios auxiliares de una Unidad Generadora, deberán ser considerados como demandas y, por ende, se les determinará una Demanda de Punta Equivalente y su correspondiente Retiro de Potencia se le asignará al respectivo Participante del Balance.

Artículo 59.- A cada Unidad Generadora se le asignará un factor de mantenimiento mayor, que corresponderá a la proporción del tiempo utilizado para el mantenimiento mayor dentro del Año de Cálculo y el tiempo de duración de dicho año.

Los mantenimientos mayores, sean éstos parciales o totales, podrán realizarse en cualquier periodo del año y no afectarán la indisponibilidad forzada de la Unidad Generadora, siempre y cuando se realicen dentro de los plazos establecidos en el programa de mantenimiento mayor vigente. Si los mantenimientos se efectúan por un tiempo mayor a lo programado, el exceso deberá ser considerado para el cálculo de la indisponibilidad forzada de la Unidad Generadora, de acuerdo a lo establecido en el artículo 29.- presente reglamento, debiendo el factor al que se refiere el inciso anterior sólo contabilizar el periodo programado. Si los mantenimientos se efectúan en un tiempo menor a lo programado, el factor a que se refiere el inciso anterior sólo contabilizará el periodo efectivamente utilizado.

Artículo 60.- A cada Unidad Generadora se le determinará un factor de eficiencia en función de su costo variable promedio, determinado de acuerdo a lo dispuesto en el artículo siguiente. En caso de que dicho costo sea menor o igual al costo variable promedio de la Unidad Generadora de referencia, determinada de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 65.- del presente reglamento, su factor de eficiencia será igual a 1. En caso contrario, su factor de eficiencia se determinará con la siguiente expresión:

$$\text{Factor de eficiencia} = \frac{CR - CVP}{CR - CVP_{UR}}$$

Donde:

CR : Costo de racionamiento establecido en el decreto vigente a que hace referencia el artículo 151º de la Ley.

CVP : Costo variable promedio de la Unidad Generadora.

CVP_{UR} : Costo variable promedio de la Unidad Generadora de referencia, determinada de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 65.- del presente reglamento, del sistema o subsistema, según corresponda.

En el caso de Unidades Generadoras que se encuentren en Estado de Reserva Estratégico se empleará el factor de eficiencia determinado en el último cálculo definitivo de transferencias de potencia, anterior a la fecha de inicio del Estado de Reserva Estratégica de dicha unidad. En caso de que dichas unidades no cuenten con un factor de eficiencia determinado de acuerdo con lo establecido anteriormente, se les considerará un factor de eficiencia igual a 1.

Artículo 61.- A cada Unidad Generadora se le determinará un costo variable promedio, correspondiente al promedio de los costos variables del Insumo Principal del año inmediatamente anterior al Año de Cálculo, declarados al Coordinador para la programación de la operación, de acuerdo a lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 125, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional.

Para efectos de lo establecido del inciso anterior, se deberán considerar los costos variables declarados por los Participantes del Balance de Potencia y no los costos de oportunidad determinados para la programación de la operación, ni los costos variables considerados para efectos del cálculo del costo marginal en los casos en que una Unidad Generadora se encuentre operando con un volumen de gas natural licuado de suministro inflexible.

En el caso de Unidades Generadoras que hayan entrado en operación de acuerdo con lo dispuesto en el inciso final del artículo 72º-17 de la Ley durante el Año de Cálculo o en el año inmediatamente anterior a éste, para efectos del cálculo del factor de eficiencia, se les considerará un costo variable promedio nulo.

Artículo 62.- El estudio de costos de unidades de punta y el informe técnico a que hacen referencia los artículos 49 y 50, respectivamente, del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo, o normativa que lo reemplace, deberán establecer los costos variables de operación de la unidad de punta que se indica en el artículo 49 del referido reglamento. Para tal efecto, se deberá considerar para la unidad de punta, al menos, su consumo específico; su costo variable no combustible y la fórmula de indexación, si corresponde; su costo de combustible y respectivas fórmulas de indexación; entre otros aspectos que disponga la Comisión.

Artículo 63.- A cada unidad de punta que la Comisión utilice para la determinación del precio básico de la potencia de punta en el sistema o los subsistemas, según corresponda, en los informes técnicos definitivos a que hace referencia el artículo 169° de la Ley, el Coordinador le deberá determinar el costo variable promedio del Insumo Principal de dichas unidades del año inmediatamente anterior al Año de Cálculo, para lo cual deberá aplicar las fórmulas de indexación que correspondan.

Artículo 64.- A cada sistema o subsistema, según corresponda, se le determinará el conjunto suficiente de Unidades Generadoras que permite cumplir con el Objetivo de Suficiencia en el respectivo sistema o subsistema, según sea el caso.

Para tal efecto, el referido conjunto se determinará empleando las potencias ELCC de las Unidades Generadoras y sus respectivos costos variables promedios, obtenidos de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 61.- del presente reglamento. Asimismo, dicho conjunto se conformará comenzando con la Unidad Generadora que presente el menor costo variable promedio, y se le incluirán al conjunto Unidades Generadoras en orden creciente de sus respectivos costos variables promedio, hasta que la suma de las potencias ELCC de las Unidades Generadoras en el conjunto sea igual o superior a la mínima capacidad de generación necesaria para cumplir con el Objetivo de Suficiencia. En el caso de que Unidades Generadoras cuenten con igual costo variable promedio, éstas se incluirán de manera simultánea al referido conjunto.

La Norma Técnica establecerá la metodología para determinar la mínima capacidad de generación necesaria para cumplir con el Objetivo de Suficiencia, en el sistema o en el subsistema, según corresponda.

Artículo 65.- A cada sistema o subsistema, según corresponda, se le determinará una Unidad Generadora de referencia para efectos del cálculo del factor de eficiencia que se indica en el artículo 60.- del presente reglamento.

En el caso de que el costo variable promedio de la unidad de punta, determinado de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 63.- del presente reglamento, del sistema o subsistema, según sea el caso, sea igual o menor al costo variable promedio de la Unidad Generadora con mayor costo variable promedio del conjunto determinado de acuerdo al artículo precedente, la Unidad Generadora de referencia corresponderá a esta última.

En caso contrario, la Unidad Generadora de referencia corresponderá a aquella unidad en el sistema o subsistema, según corresponda, que teniendo un costo variable promedio igual o superior al costo variable promedio de la unidad de punta del respectivo sistema o subsistema, tenga la menor diferencia entre dichos costos. Cuando en el sistema o en un subsistema no se cuente con una Unidad Generadora con un costo variable promedio igual o superior al de la unidad de punta, la Unidad Generadora de referencia corresponderá a la unidad de punta.

Artículo 66.- A cada Unidad Generadora se le determinará una potencia preliminar, calculada a partir de la siguiente expresión:

$$\text{Potencia preliminar} = \text{Potencia inicial} \cdot \frac{\text{Potencia equivalente}}{\text{Potencia Máxima}} \cdot (1 - FCP) \cdot (1 - FMM) \cdot FE$$

Donde:

FCP : Factor de consumos propios de la Unidad Generadora, obtenido a partir de lo dispuesto en el artículo 58.- del presente reglamento.

FMM : Factor de mantenimiento mayor de la Unidad Generadora, obtenido a partir de lo dispuesto en el artículo 59.- del presente reglamento.

FE : Factor de eficiencia de la Unidad Generadora, obtenido a partir de lo dispuesto en el artículo 60.- del presente reglamento.

En el caso de Unidades Generadoras que, dentro de un Año de Cálculo, entren en operación en los términos señalados en el artículo 72°-17 de la Ley, se retiren, desconecten, o cesen en sus operaciones en los términos señalados en el artículo 72°-18 de la Ley, el lado derecho de la expresión señalada precedentemente en este artículo será multiplicada por un factor proporcional entre el tiempo en que la Unidad Generadora se encontró en operación durante el Año de Cálculo y el tiempo de duración de dicho año.

Artículo 67.- La Potencia de Suficiencia de una Unidad Generadora corresponderá a la potencia preliminar de dicha unidad, obtenida conforme a lo dispuesto en el artículo precedente, escalada por un factor único para todas las Unidades Generadoras, de manera que la suma de la Potencia de Suficiencia de las Unidades Generadoras de cada sistema o subsistema sea igual a la Demanda de Punta de cada subsistema o sistema, según corresponda.

Artículo 68.- En el caso de que el Ministerio de Energía dicte un decreto de racionamiento, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 163° de la Ley, dicho decreto podrá establecer exigencias excepcionales de aplicación para la asignación de la Potencia de Suficiencia a las Unidades Generadoras, en función de su aporte a la Suficiencia del sistema en el período de vigencia de dicho decreto.

CAPÍTULO 3

MARGEN DE RESERVA TEÓRICO

Artículo 69.- Para cada fijación de precios de nudo de corto plazo, y a partir del cálculo definitivo de transferencias de potencia que se encuentre vigente al momento de la comunicación del informe preliminar de precios de nudo de corto plazo, el Coordinador deberá determinar el Margen de Potencia para cada uno de los sistemas o subsistemas de potencia definidos en dicho informe.

Los Márgenes de Potencia determinados según lo señalado en el inciso anterior deberán ser comunicados por el Coordinador a la Comisión en el tiempo y forma que ésta señale. Estos Márgenes de Potencia serán utilizados por la Comisión para la determinación del Margen de Reserva Teórico de cada sistema o subsistema, según corresponda.

La información que el Coordinador envíe a la Comisión respecto de los Márgenes de Potencia deberá ser trazable en lo referente a los cálculos que dan lugar a dichos márgenes.

Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión podrá solicitar un nuevo cálculo de Márgenes de Potencia cuando se modifique la definición de subsistemas con posterioridad a la emisión del informe técnico preliminar de precios de nudo de corto plazo.

El cálculo de los Márgenes de Potencia señalado en los incisos precedentes no implicará cambios en los subsistemas ya definidos para efectos del cálculo definitivo de transferencias de potencia señalados en el inciso primero del presente artículo.

Artículo 70.- El Margen de Reserva Teórico se determinará en función de los valores que adopte el Margen de Potencia de cada sistema o subsistema.

En caso de que el Margen de Potencia sea menor a 1, el Margen de Reserva Teórico será determinado conforme a la siguiente expresión:

$$\text{Margen de Reserva Teórico} = 0,35 - 0,2 \cdot (\text{Margen de Potencia})$$

En caso de que el Margen de Potencia sea mayor o igual a 1 y menor o igual a 1,2, el Margen de Reserva Teórico será determinado conforme a la siguiente expresión:

$$\text{Margen de Reserva Teórico} = 0,9 - 0,75 \cdot (\text{Margen de Potencia})$$

En caso de que el Margen de Potencia sea mayor a 1,2, el Margen de Reserva Teórico será igual a 0.

TÍTULO V

CONTROL DE PUNTA Y ASIGNACIÓN DE RETIROS DE POTENCIA

CAPÍTULO 1

CONTROL DE PUNTA

Artículo 71.- El Coordinador anualmente deberá elaborar un estudio en el cual deberá estimar el nivel de suficiencia en el Sistema Eléctrico Nacional para todas las horas del siguiente Año de Cálculo. Para tales efectos, el Coordinador deberá utilizar la Métrica de Suficiencia y el Objetivo de Suficiencia a que hace referencia el Capítulo 4 del Título II del presente reglamento. El estudio, las bases de cálculo y los supuestos utilizados deberán ser publicados en el sitio web del Coordinador. Los coordinados a los que se refiere el artículo 72°-2 de la Ley podrán enviar sus observaciones a dicho estudio, en un plazo no superior a 10 días contado desde la fecha de publicación de dicho estudio. El Coordinador deberá publicar la versión final del estudio aceptando, total o parcialmente, o rechazando fundamentalmente las observaciones recibidas a dicho estudio, a más tardar el segundo mes anterior a la publicación del informe técnico a que hace referencia el artículo 169° de la Ley, asociado al decreto cuya vigencia corresponda al primer semestre del siguiente año.

La Norma Técnica establecerá los supuestos técnicos necesarios para la realización del estudio y los resultados que éste deberá contener.

Artículo 72.- La Comisión cada cuatro años deberá fijar la cantidad de Horas de Punta, con ocasión de la publicación del informe técnico a que hace referencia el artículo 50 del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo o la normativa que lo reemplace. Para tal efecto, la Comisión deberá considerar los resultados de los estudios anuales que hace referencia el artículo precedente y lo dispuesto en la Norma Técnica, asimismo, la Comisión podrá contratar un estudio, conforme a las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas vigentes.

Artículo 73.- La Comisión deberá determinar los Periodos de Control de Punta en el informe técnico a que hace referencia el artículo 169° de la Ley. Para tal efecto, la Comisión deberá considerar, al menos, lo siguiente:

- a) Los resultados de los estudios anuales a que hace referencia el artículo 71.- del presente reglamento;
- b) Que los Periodos de Control de Punta se definan para meses consecutivos dentro de un año, para días consecutivos dentro de cada semana, y para horas consecutivas dentro de cada día;
- c) Que los Periodos de Control de Punta permitan que los clientes libres o empresas distribuidoras, efectivamente puedan gestionar sus demandas en dichos períodos;
- d) La minimización del número de horas dentro de los Periodos de Control de Punta; y
- e) La consistencia de los Periodos de Control de Punta con la Métrica y el Objetivo de Suficiencia.

A partir del informe técnico indicado precedentemente, los Periodos de Control de Punta serán fijados por el Ministerio de Energía en el decreto a que hace referencia el artículo 151° de la Ley.

La Comisión en el informe técnico a que hace referencia el artículo 169° de la Ley, asociado al decreto cuya vigencia corresponda al segundo semestre del año respectivo, podrá modificar los Periodos de Control de Punta sólo cuando se produzcan cambios relevantes en las condiciones del sistema, que impliquen modificaciones considerables de los períodos en los cuales se presentarán los menores niveles de suficiencia en el Sistema Eléctrico Nacional durante el respectivo año.

CAPÍTULO 2

ASIGNACIÓN DE RETIROS DE POTENCIA

Artículo 74.- El Coordinador deberá llevar un registro de las demandas promedio de cada uno de los clientes libres o empresas distribuidoras contratados con los Participantes del Balance de Potencia, con resolución, al menos, horaria.

Artículo 75.- A partir del registro establecido en el artículo precedente, los Retiros de Potencia que se deben asignar a cada Participante del Balance de Potencia serán igual a las Demandas de Punta Equivalente de cada cliente libre o empresa distribuidora.

Para estos efectos, la Demanda de Punta Equivalente de cada cliente libre o empresa distribuidora corresponderá al promedio de los registros físicos observados durante las Horas de Punta.

TÍTULO VI

BALANCE DE INYECCIONES Y RETIROS

CAPÍTULO 1

BALANCE FÍSICO DE INYECCIONES Y RETIROS

Artículo 76.- A partir de la Potencia de Suficiencia de las Unidades Generadoras, o inyecciones de potencia, y los Retiros de Potencia, el Coordinador deberá establecer un balance físico entre las inyecciones y retiros de todos los Participantes del Balance de Potencia, para cada sistema o subsistema, según corresponda.

Artículo 77.- El balance físico señalado en el artículo precedente deberá contemplar los siguientes aspectos:

- a) Inyecciones de las Unidades Generadoras igual a la Potencia de Suficiencia;
- b) Retiros de Potencia de cada Participante del Balance de Potencia; y
- c) Pérdidas en las instalaciones del Sistema de Transmisión.

Artículo 78.- Las empresas propietarias, arrendatarias, usufructuarias o que operen a cualquier título medios de generación de pequeña escala que hayan solicitado participar de las transferencias de potencia, conforme al inciso tercero del artículo 7.- del presente reglamento, serán incluidas en el balance físico de inyecciones y retiros conforme al mismo procedimiento indicado en los artículos precedentes.

Artículo 79.- La determinación del balance físico indicado en los artículos precedentes se alcanzará considerando las inyecciones fijas. Sólo podrán ser modificados los Retiros de Potencia de manera proporcional y sucesiva, hasta alcanzar el ajuste que corresponda.

El procedimiento iterativo de modificación proporcional de los Retiros de Potencia deberá aceptar una tolerancia adecuada a la representación o modelación que se utilice.

CAPÍTULO 2

BALANCE VALORIZADO DE INYECCIONES Y RETIROS

Artículo 80.- A partir del balance físico a que se refiere el Capítulo 1 del Título VI del presente reglamento, se considerarán inyecciones de potencia las provenientes de Unidades Generadoras y/o de líneas de transmisión. Del mismo modo, se considerarán Retiros de Potencia los destinados a clientes libres o empresas distribuidoras o a ser transmitidos por líneas de transmisión.

Artículo 81.- Las Unidades Generadoras que se conecten en el Sistema de Distribución deberán considerarse inyectando potencia en la subestación de distribución primaria más cercana al punto de conexión de la correspondiente Unidad Generadora, empleando los factores de referenciación que se indican en el artículo 10 del Decreto Supremo N° 88, de 2019, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para medios de generación de pequeña escala, o la normativa que lo reemplace.

Artículo 82.- El precio al cual serán valorizadas todas las inyecciones y Retiros de Potencia corresponderá al precio de nudo de corto plazo de la potencia en cada Barra de Transferencia.

Tal valorización deberá considerar las variaciones que experimente el precio de nudo de corto plazo de la potencia y sus indexaciones, conforme lo establezcan los decretos tarifarios pertinentes.

Del mismo modo, en los casos que corresponda una aplicación retroactiva de dichos decretos tarifarios, de acuerdo a lo señalado en el artículo 171º de la Ley, las valorizaciones deberán sujetarse a tal condición.

Artículo 83.- El precio de nudo corto plazo de potencia en cada Barra de Transferencia deberá ser calculado conforme a los procedimientos y condiciones de aplicación que se establezcan en los decretos tarifarios pertinentes.

Artículo 84.- La valorización de las transferencias de potencia será determinada conforme a las siguientes consideraciones:

- a) En cada Barra de Transferencia, se determinarán las inyecciones y Retiros de Potencia de cada Participante del Balance de Potencia, las que serán valorizadas de acuerdo a las disposiciones del presente reglamento.
- b) Para cada Participante del Balance de Potencia, se sumarán algebraicamente todas las inyecciones y Retiros de Potencia valorizados.
- c) La valorización de las inyecciones se considerará con signo positivo y la valorización de los Retiros de Potencia con signo negativo.
- d) El valor resultante, con su signo, constituirá el saldo neto de cada Participante del Balance de Potencia.
- e) Para los efectos del procedimiento anterior, se considerarán inyecciones las provenientes de Unidades Generadoras o de líneas de transmisión, y Retiros de Potencia, los destinados a clientes libres o empresas distribuidoras, o a ser transmitidos por otras líneas de transmisión en los términos establecidos en el presente reglamento y en la normativa vigente.

Artículo 85.- A partir de la valorización de las inyecciones y retiros indicada en los artículos 80.- y siguientes del presente reglamento, el Coordinador deberá determinar el balance valorizado de inyecciones y retiros. De tal balance se obtendrán las empresas que resulten con saldo neto positivo y negativo.

Las empresas con saldo neto negativo pagarán dicha cantidad, en las mensualidades que corresponda, a todas las empresas que tengan saldo neto positivo en la proporción en que cada uno de estos últimos participe del saldo neto positivo total, de acuerdo a los pagos que defina el Coordinador, según lo dispuesto en el artículo 8.- del presente reglamento.

La valorización de las transferencias de potencia deberá hacer explícitos los respectivos ingresos por tramos que se generan por tales transferencias a favor de los respectivos Titulares de Transmisión, según corresponda.

ARTÍCULO SEGUNDO.- Derógase el Decreto Supremo N° 62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, a partir de la fecha de entrada en vigencia del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo primero transitorio.- El reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrará en vigencia el primero de enero del cuarto año siguiente al año de su publicación en el Diario Oficial.

Sin perjuicio de lo anterior, las disposiciones contenidas en los artículos 40.-, 68.- y 70.- del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, entrarán en vigencia a partir de su publicación en el Diario Oficial. Para efectos de la aplicación del señalado artículo 70.-, se deberá considerar como Margen de Potencia el cociente entre la sumatoria de la potencia preliminar de las Unidades Generadoras y la Demanda de Punta, para cada sistema o subsistema, según corresponda.

Artículo segundo transitorio: Dentro de los primeros doce meses contados desde la publicación en el Diario Oficial del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, la Comisión deberá elaborar y publicar la Norma Técnica necesaria para la aplicación de las disposiciones establecidas en el señalado reglamento.

Artículo tercero transitorio: Sin perjuicio de lo indicado en los artículos precedentes, el Coordinador deberá publicar mensualmente los resultados de la aplicación de la metodología a que hace referencia los artículos 44.- y siguientes del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, a partir del mes de enero del tercer año siguiente a la publicación en el Diario Oficial del presente decreto.

Los resultados obtenidos a partir de la aplicación de la metodología referida en el inciso precedente, tendrán el carácter de referencial y no serán considerados para los efectos de los cálculos de las transferencias de potencia.

En caso de que, al momento de la realización de los cálculos necesarios para la publicación de los resultados indicados en el inciso primero de este artículo, no se encuentre vigente la Norma Técnica a que hace referencia el artículo segundo transitorio, el Coordinador deberá establecer las metodologías y supuestos necesarios para efectuar dichos cálculos, a través de un procedimiento elaborado para tal efecto.

Artículo cuarto transitorio: A partir de la publicación en el Diario Oficial de la Norma Técnica señalada en el artículo segundo transitorio, el Coordinador deberá llevar un control estadístico de los estados operativos de las Unidades Generadoras y sus componentes de almacenamiento, si corresponde, que permita el cálculo de la indisponibilidad forzada establecida en el Capítulo 3 del Título II del reglamento que se aprueba en el artículo primero del presente decreto.

Artículo quinto transitorio: En el caso de que, luego de la entrada en vigencia del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, no se cuente con la estadística suficiente para la determinación del cálculo de la indisponibilidad forzada de las Unidades Generadoras a que se refiere el Capítulo 3 del Título II del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, y mientras no se cuente con dicha estadística, la indisponibilidad forzada de las Unidades Generadoras se determinará, para una ventana móvil de 5 años consecutivos, como el promedio, ponderado respecto de los años correspondientes, entre la indisponibilidad forzada determinada con la expresión establecida en el artículo 28.- del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, para los años de estadística que permitan el cálculo de dicha expresión; y la

indisponibilidad forzada determinada con la expresión establecida en el reglamento que el presente decreto deroga, para los años que restan para completar la ventana móvil de 5 años.

Artículo sexto transitorio: Entre los años uno y cuatro siguientes a la entrada en vigencia del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, la potencia inicial de una Unidad Generadora se determinará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$Potencia \text{ inicial} = \frac{1}{5} \left(\sum_{i=1}^{5-n} P_{ini \text{ DS62}_i} \cdot (1 - IFOR_i) + \sum_{j=1}^n Potencia \text{ ELCC}_j \right)$$

Donde:

- P_{ini DS62_i}* : Potencia inicial de la Unidad Generadora, empleada en el cálculo definitivo de transferencias de potencia, en el año “i” anterior a la entrada en vigencia del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto.
- IFOR* : Indisponibilidad forzada de la Unidad Generadora, empleada en el cálculo definitivo de transferencias de potencia, en el año “i” anterior a la entrada en vigencia del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto.
- Potencia ELCC_j* : Potencia ELCC de la Unidad Generadora en el año “j” desde la entrada en vigencia del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto, obtenida conforme a los artículos 44.- y siguientes del mismo.
- n* : Número de años de aplicación de las transferencias de potencia con posterioridad de la entrada en vigencia del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto.

Las potencias ELCC de los años anteriores al Año de Cálculo, corresponderán a aquellas obtenidas en los respectivos cálculos definitivos de las transferencias de potencia. En el caso de que, al momento de la realización del cálculo preliminar de las transferencias de potencias o de la actualización de dicho cálculo, no se cuente con el cálculo definitivo de las transferencias de potencias del año inmediatamente anterior al Año de Cálculo, para dicho año se emplearán las potencias ELCC de las Unidades Generadoras obtenidas en la actualización más reciente del cálculo preliminar del referido año.

Artículo séptimo transitorio: Una vez publicada la Norma Técnica que se indica en el artículo segundo transitorio, la Comisión deberá actualizar el informe técnico a que hace referencia el artículo 50 del Decreto Supremo N° 86, de 2012, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento para la fijación de precios de nudo, o la normativa que lo reemplace, de modo que el estudio asociado a dicho informe considere lo dispuesto en el artículo 62.- del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto. Asimismo, la Comisión, con ocasión de publicación del referido informe, deberá definir el Objetivo de Suficiencia, según lo dispuesto en el artículo 34.- del señalado reglamento.

Artículo octavo transitorio: Desde la publicación en el Diario Oficial del reglamento que se aprueba en virtud del artículo primero del presente decreto y hasta la entrada en vigencia del mismo, la potencia de suficiencia preliminar de las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, definidas en el literal d) del artículo 2 del Decreto Supremo N° 125, de 2017, del Ministerio de Energía, que aprueba reglamento de la coordinación y operación del sistema eléctrico nacional, corresponderá al mínimo valor entre la Potencia Máxima de la Unidad Generadora y la suma de la potencia de suficiencia preliminar de dicha unidad y de la componente de almacenamiento.

La potencia de suficiencia preliminar de la Unidad Generadora se determinará de acuerdo a las disposiciones del reglamento que el presente decreto deroga. Por su parte, la potencia de suficiencia preliminar de la componente de almacenamiento se determinará aplicando las mismas disposiciones que a una Unidad Generadora, considerando que su potencia inicial se calculará en función de su Potencia Máxima y su capacidad de almacenamiento en horas, de acuerdo a lo dispuesto en el presente artículo.

La potencia inicial de la componente de almacenamiento de una central renovable con capacidad de almacenamiento, corresponderá a la multiplicación entre la Potencia Máxima de dicha componente y el porcentaje de reconocimiento de potencia inicial, determinado de acuerdo a la siguiente tabla.

Capacidad de almacenamiento (horas)	Porcentaje de reconocimiento de potencia inicial
<1	0%
1	70%
2	82%
3	90%
4	95%
≥5	100%

En los casos de componentes de almacenamiento cuyas capacidades sean fracciones de horas, el porcentaje de reconocimiento de potencia inicial se determinará a partir de la tabla anterior, realizando una aproximación lineal entre las horas que corresponda.

Para efectos de la determinación de la potencia inicial de la componente de almacenamiento de una central renovable con capacidad de almacenamiento, de acuerdo a lo dispuesto en el presente artículo, se deberá verificar que la energía promedio diaria, en el Año de Cálculo, generada por la Unidad de Generación correspondiente, sea igual o superior a la capacidad de energía de almacenamiento de la componente de almacenamiento. En el caso de que esto no se cumpla, a la componente de almacenamiento se le considerará una potencia menor a su Potencia Máxima, de modo que con dicha potencia y sin modificar las horas de almacenamiento, la energía de almacenamiento sea igual a la energía promedio diaria, en el Año de Cálculo, generada por la Unidad de Generación correspondiente.

ANÓTESE, TÓMESE RAZÓN Y PUBLÍQUESE

**SEBASTIÁN PIÑERA ECHEIQUE
PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA**

**JUAN CARLOS JOBET ELUCHANS
MINISTRO DE ENERGÍA**