

Resolución Nro. ARCERNNR-001/2023

REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-004/20 (Codificada)

EL DIRECTORIO DE LA AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES

CONSIDERANDO:

- Que,** el artículo 313 de la Constitución de la República del Ecuador dispone que el Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia;
- Que,** el artículo 314 de la Constitución de la República del Ecuador dispone que el Estado será el responsable de la provisión de los servicios públicos, entre ellos, el de energía eléctrica;
- Que,** el artículo 15 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) dispone las atribuciones y deberes de la ARCONEL, entre las que se citan: regular aspectos técnico-económicos y operativos de las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general; y dictar las regulaciones a las cuales deben ajustarse las empresas eléctricas; el Operador Nacional de Electricidad CENACE y los consumidores o usuarios finales;
- Que,** el artículo 20 de la LOSPEE establece la naturaleza jurídica del Operador Nacional de Electricidad, y señala que el CENACE en cumplimiento de sus funciones deberá resguardar las condiciones de seguridad y calidad de operación del Sistema Nacional Interconectado (SNI), sujetándose a las regulaciones que expida la Agencia de Regulación y Control de Electricidad ARCONEL;
- Que,** el artículo 21 de la LOSPEE dispone entre las atribuciones y deberes del CENACE: efectuar la planificación operativa de corto, mediano y largo plazo; ordenar el despacho de generación al mínimo costo posible; coordinar la operación en tiempo real del SNI considerando condiciones de seguridad, calidad y economía; coordinar la planificación y ejecución del mantenimiento de generación y transmisión; supervisar y coordinar el abastecimiento y uso de combustibles para la generación del sector eléctrico;
- Que,** el artículo 26 de la LOSPEE dispone que la electricidad producida con energías renovables no convencionales contará con condiciones preferentes establecidas mediante regulación expedida por la ARCONEL;
- Que,** en el Reglamento General a la LOSPEE, publicado en el Suplemento 1 del Registro Oficial Nro. 21 de 20 de agosto de 2019, en su artículo 2, segundo acápite, se establece que las disposiciones del Reglamento serán complementadas con las

regulaciones y normativa emitida por la ARCONEL y el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables;

Que, en el Reglamento General a la LOSPEE, en el Título II, Capítulo V, correspondiente a Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado, artículos del 94 al 114, se establecen disposiciones con relación a la planificación operativa, el despacho y la operación del SNI, así como las obligaciones y responsabilidades del CENACE, de los generadores, de los autogeneradores, del transmisor, de las distribuidoras y de los grandes consumidores; requiriéndose para su plena aplicación la expedición de la normativa correspondiente;

Que, mediante oficio ARCONEL-ARCONEL-2020-0409-OF del 04 de marzo de 2020, la Dirección Ejecutiva de la extinta ARCONEL puso a consideración de los miembros del Directorio el proyecto de regulación "*Planificación Operativa, Despacho y Operación del Sistema Eléctrico de Potencia*" para análisis y resolución correspondiente;

Que, con Decreto Ejecutivo Nro. 1036 de 6 de mayo de 2020, el señor Presidente de la República dispone, en los artículos 1 y 2, lo siguiente:

"Artículo 1.- Fusiónesse la Agencia de Regulación y Control Minero, la Agencia de Regulación y Control de Electricidad y la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos en una sola entidad denominada "Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables.

Artículo 2.- Una vez concluido el proceso de fusión, todas las atribuciones, funciones, programas, proyectos, representaciones y delegaciones constantes en leyes, decretos, reglamentos y demás normativa vigente que le correspondían a la Agencia de Regulación y Control Minero, a la Agencia de Regulación y Control de Electricidad y a la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos, serán asumidas por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables";

Que, mediante Memorando Nro. ARCERNNR-DRTSE-2020-0058-M de 07 septiembre de 2020, la Dirección de Regulación Técnica del Sector Eléctrico solicitó el correspondiente informe legal a la Coordinación Jurídica, al proyecto de regulación denominado "*Planificación operativa, despacho y operación del sistema eléctrico de potencia*". La Coordinación Jurídica, con Memorando Nro. ARCERNNR-CGJ-2020-0194-ME de 14 de septiembre de 2020, emite el informe legal favorable;

Que, mediante Oficio Nro. ARCERNNR-ARCERNNR-2020-0119-OF de 2 de octubre de 2020, la ARCERNNR solicitó a los miembros del Directorio de la ARCERNNR la conformación de mesas técnicas de trabajo para la socialización de los proyectos de regulación y resolución, previo a someter a análisis y aprobación de Directorio, entre ellos el proyecto de Regulación sobre Planificación Operativa, Despacho y Operación del Sistema Eléctrico de Potencia;

Que, en el marco de la Tercera Mesa Técnica Sector Eléctrico realizada el 13 de octubre de 2020, la Coordinación Técnica de Regulación y Control Eléctrico – CTRCE, puso en consideración del comité técnico el proyecto de regulación denominado "*Planificación operativa, despacho y operación del sistema eléctrico de potencia*", en base de la cual, en el acta de reunión Nro. CTRCE-2020-004, se emitió el siguiente pronunciamiento:

*"1. Sobre la base del Oficio Nro. ARCERNNR-ARCERNNR-2020-0119-OF, respecto de los cuerpos normativos presentados en la mesa técnica del 13 de octubre de 2020, el Comité Técnico manifiesta su conformidad respecto del proyecto presentado en la tercera mesa técnica, para lo cual emite su dictamen favorable.
2. En este contexto, este Comité Técnico considera pertinente que el Directorio Institucional, resuelva y apruebe el cuerpo normativo de la tercera mesa técnica";*

Que, la Dirección Ejecutiva de la Agencia, mediante Oficio Nro. ARCERNNR-ARCERNNR-2020-0206-OF de 10 noviembre de 2020, convocó a Sesión de Directorio virtual para tratar, entre otros, el proyecto de regulación sobre "*Planificación Operativa, Despacho y Operación del Sistema Eléctrico de Potencia*",

Que, en reunión virtual del 17 de noviembre del 2020, con el delegado de la Secretaría Técnica de Planificación "Planifica Ecuador" como miembro del Directorio Institucional, en la que, además, participaron delegados del MERNNR; se puso en consideración el proyecto de regulación denominado "*Planificación operativa, despacho y operación del sistema eléctrico de potencia*", y se absolvieron las observaciones al cuerpo normativo referido, conforme consta en el acta de reunión Nro. CTRCE-2020-009;

Que, en el marco de la quinta sesión de Comité Técnico llevada a cabo el 18 de noviembre de 2020, la Coordinación Técnica de Regulación y Control Eléctrico puso en consideración nuevamente el proyecto de regulación denominado "*Planificación operativa, despacho y operación del sistema eléctrico de potencia*", conforme consta en el acta de reunión Nro. CTRCE-2020-010, en base de la cual, los miembros del comité técnico se ratificaron en la conformidad de este proyecto de cuerpo normativo para elevarlo a Directorio para su análisis y resolución;

Que, mediante Memorando Nro. ARCERNNR-DRTSE-2020-0119-M de 18 de noviembre de 2020, la Dirección de Regulación Técnica del Sector Eléctrico puso a consideración de la Coordinación Técnica de Regulación y Control Eléctrico el proyecto de regulación denominado "*Planificación operativa, despacho y operación del sistema eléctrico de potencia*", en el que se recomienda someter a consideración de la Dirección Ejecutiva de la Agencia;

Que, mediante Memorando Nro. ARCERNNR-CTRCE-2020-0222-ME de 19 de noviembre de 2020, la Coordinación Técnica de Regulación y Control Eléctrico puso a consideración de la Dirección Ejecutiva el proyecto de regulación denominado "*Planificación operativa, despacho y operación del sistema eléctrico*"

de potencia', en el que se recomienda se autorice proseguir con el trámite para la presentación ante el Directorio Institucional;

Que, la Dirección Ejecutiva de la Agencia, mediante Oficio Nro. ARCERNNR-ARCERNNR-2020-0229-OF de 20 de noviembre de 2020, convocó a Sesión de Directorio virtual para tratar el proyecto de regulación denominado "*Planificación operativa, despacho y operación del sistema eléctrico de potencia'*", proyecto del cual indicó su conformidad;

Que, en sesión de Directorio Extraordinario de 06 de enero de 2023, mediante Resolución No. ARCERNNR-001/2023, el Directorio de la ARCERNNR aprobó y expidió las reformas y la codificación de la Regulación Nro. ARCERNNR 004/20 denominada «*Planificación operativa, despacho y operación del sistema eléctrico de potencia*»; y,

En ejercicio de las atribuciones y deberes de la Agencia y de su Directorio, de acuerdo al artículo 15 numerales 1 y artículo 17 numeral 2 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, respectivamente, y conforme lo dispuesto en el Decreto Ejecutivo Nro. 1036, el Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, por unanimidad:

RESUELVE:

Expedir la Regulación No. ARCERNNR 004/20 (Codificada) denominada «***Planificación operativa, despacho y operación del sistema eléctrico de potencia***».

CAPÍTULO I ASPECTOS GENERALES

ARTÍCULO 1. OBJETIVO

Establecer las disposiciones generales que deben cumplirse con relación a la planificación operativa, el despacho y la operación del sistema eléctrico de potencia.

ARTÍCULO 2. ÁMBITO

La presente regulación es de cumplimiento obligatorio para: el CENACE, las empresas dedicadas a las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica; los autogeneradores, los grandes consumidores y cargas especiales. Las disposiciones de esta regulación prevalecerán sobre cualquier otra disposición de igual o menor jerarquía vigentes a la fecha de su aprobación; y, serán complementadas con otras regulaciones y con procedimientos de aplicación que elabore el CENACE y apruebe la ARCERNNR.

ARTÍCULO 3. SIGLAS Y ACRÓNIMOS

ARCERNNR	Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables.
CENACE	Operador Nacional de Electricidad.
EAC	Esquema de Alivio de Carga.
LOSPEE	Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica.
LTC	Cambiadores de tap bajo carga en transformadores
MERNNR	Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables.
PBM	Programa Bianual de Mantenimiento.
PBO	Plan Bianual de Operación.
PMSE	Participante Mayorista del Sector Eléctrico.
POS	Plan Operativo Semanal
RGLOSPEE	Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica.
RPF	Regulación Primaria de Frecuencia.
RSF	Regulación Secundaria de Frecuencia
SAM	Sistema de Administración de Mantenimientos.
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia.
SNI	Sistema Nacional Interconectado.
SNT	Sistema Nacional de Transmisión.
SPS	Sistema de Protección Sistémica.
SVC	Compensadores Variables Estáticos (SVC por sus siglas en inglés).

ARTÍCULO 4. DEFINICIONES

Autogenerador tipo A: Autogenerador cuyas instalaciones de generación y del consumo propio están en espacios contiguos, se encuentran sincronizados con la red y disponen de un solo punto de conexión y medición con el sistema de distribución o con el sistema de transmisión.

Autogenerador tipo B: Autogenerador cuyas instalaciones de generación y de los consumos propios están en espacios separados, y para su autoabastecimiento requieren el uso de redes de transmisión y/o distribución. Disponen de puntos de conexión y de medición individuales tanto para su generación como para cada una de las instalaciones que conforman sus consumos propios.

Bloque operativo de generación: Conjunto de generadores compuesto por unidades de la misma tecnología y de características técnicas similares; utilizan el mismo tipo de combustible o recurso primario; tienen curvas de rendimiento o de eficiencia similares; y, se encuentran ubicadas en espacios contiguos.

Carga especial: Carga que por las características propias de sus procesos, pudieran tener un impacto en la calidad del servicio del resto de usuarios conectados al sistema eléctrico ya sea por variabilidad de la demanda por conexión o desconexión, y/o magnitud de la potencia requerida.

Capacidad Operativa: Es la máxima capacidad que puede ser transmitida por un elemento del SNI para la operación tanto en estado normal como en estado de alerta.

Central de Generación con fuente renovable de energía no convencional: Central que utiliza para su generación recursos energéticos capaces de renovarse ilimitadamente provenientes de: sol (fotovoltaica, solar termoeléctrica), viento (eólicas), agua, (pequeñas centrales hidroeléctricas), interior de la tierra (geotérmicas), biomasa, biogás, olas, mareas, rocas calientes y secas.

Consignación: Autorización que concede el CENACE para la ejecución de mantenimiento de los equipos del SNI o de instalaciones de subtransmisión, cuya indisponibilidad o riesgo de disparo de los elementos podría afectar la calidad, seguridad y confiabilidad del SNI o al abastecimiento de la demanda.

Contingencia sencilla: Es una falla inesperada de un componente del sistema, tal como un generador, una línea de transmisión, un interruptor, u otro elemento eléctrico del sistema, que puede ser controlada mediante la ejecución de las acciones operativas necesarias para mantener el estado operativo normal.

Contingencia crítica: Es la salida de uno o más elementos del sistema eléctrico de potencia que provoca oscilaciones electromecánicas no amortiguadas que conducen al sistema eléctrico de potencia a una condición de inestabilidad electromecánica.

Contingencia N-1: Contingencia que ocurre en estado operativo normal y que involucra la pérdida de un componente del sistema eléctrico de potencia tal como línea de transmisión, transformador, generador u otro elemento del sistema, cuya salida de servicio lleve al sistema a un estado operativo de alerta.

Corto plazo: Horizonte de tiempo semanal, diario u horario, considerado en el planeamiento de la operación coordinada de los recursos disponibles de generación, transmisión e interconexiones internacionales.

Costo incremental de abastecimiento de la demanda: Variación del costo operativo con respecto a un incremento infinitesimal en la demanda del sistema evaluado para la planificación bianual y la programación semanal.

Costo horario de energía: Variación del costo operativo con respecto a un incremento infinitesimal en la demanda del sistema, evaluado en el corto plazo al final de cada hora.

Colapso parcial del SEP: Suspensión del servicio eléctrico en una zona o región del SNI o áreas vinculadas al SNI debido a una o más contingencias.

Colapso total del SEP: Suspensión total del servicio eléctrico en todo el SNI debido a una o varias contingencias; o en porciones del SNI que no podrían alcanzar una condición de operación estable, ocasionando la formación de islas por pérdida de carga y generación en varias zonas a la vez.

Curva de capacidad (diagrama P-Q): En el caso de una unidad de generación sincrónica, es el diagrama en el que se representa en un plano P - Q la zona de operación admisible de la unidad para el rango permitido de voltaje en bornes, y considerando las restricciones de potencia motriz.

Despacho centralizado: Es el despacho económico que realiza el CENACE a todos los generadores que tengan una unidad con capacidad nominal igual o mayor de 1 MW y que estén sincronizados al SNI.

Embalse: Es la acumulación de agua ocasionada por la obstrucción en el lecho de un río o de un arroyo, la cual cierra total o parcialmente su cauce, y cuya finalidad es la producción de energía eléctrica.

Embalse de regulación: Embalse con capacidad de almacenamiento de agua para generar electricidad en un determinado periodo de tiempo.

Estabilidad: Término común que incluye la capacidad de una red de transmisión para superar fenómenos oscilatorios después de haber sufrido una perturbación que incluye la estabilidad de ángulo del rotor, la estabilidad de la Frecuencia y la estabilidad del voltaje.

Estado operativo de alerta: Es el estado del sistema eléctrico, en el cual se está operando bajo condiciones normales de operación, pero que, de no tomarse acciones correctivas en el corto plazo, las variables de control incursionarán fuera de las bandas de tolerancia.

Estado operativo de emergencia: Es el estado del sistema eléctrico, en el cual se está operando fuera de las condiciones normales de calidad y seguridad, o cuando existe peligro para la vida de las personas o para la integridad de las instalaciones. La operación en este estado requiere de la ejecución de acciones de control urgentes para restablecer el sistema al estado normal o al menos al de alerta.

Estado operativo normal: Es el estado del sistema eléctrico, en el que las variables eléctricas se mantienen dentro de los parámetros normales de seguridad y calidad ante las posibles contingencias sencillas que se pudieran presentar. En condiciones posteriores a las contingencias, el equipamiento eléctrico debe mantenerse operando dentro de sus límites.

Estado operativo restaurativo: Es el estado de un sistema eléctrico de potencia, o parte de este, posterior al estado operativo de emergencia, durante el cual se ejecutan coordinadamente las acciones operativas necesarias por parte del Operador del Sistema con los participantes afectados, para restablecer el servicio eléctrico, poniendo paulatinamente en operación el equipamiento y normalizando la demanda afectada.

Esquema de Alivio de Carga: Proceso que implica desconectar o interrumpir deliberadamente el suministro eléctrico a una carga, en respuesta a una condición anormal, para mantener operativo el sistema eléctrico.

Evento relevante: Evento ocurrido que requiere análisis de causas que originaron situaciones no deseadas en la operación del SNI o del SEP.

Generación forzada: Es la generación o importación que, debido a restricciones técnicas de los elementos del SEP, deben ser consideradas en el despacho económico; restricciones que podrían incluir limitaciones operativas en las instalaciones o equipos de los generadores, transmisión (referida a la topología existente), u otras declaradas por otros participantes mayoristas.

Generación inflexible: Es la generación que, por limitación técnica presentada en una unidad de generación, cambia la aplicación de un parámetro técnico declarado. Adicionalmente, incluye los intercambios inadvertidos que se presenten en las importaciones.

Generación no solicitada: Corresponde a la generación ingresada al SEP, por causa de la empresa con actividades de generación, sin autorización del CENACE, o cuya salida sea posterior a lo dispuesto por el CENACE, considerando los tiempos de arranque y parada declarados por la empresa y aceptados por el CENACE.

Grupos móviles de emergencia: Generadores térmicos cuyos propietarios cuentan con un Título Habilitante y demás autorizaciones, que les permiten ser trasladados y conectados temporalmente en distintos puntos del SEP, con el objeto de garantizar la calidad, la seguridad y la provisión del servicio eléctrico en una zona específica del SEP.

Generación obligada: Corresponde a la generación e importación despachadas exclusivamente para atender la demanda, con niveles de calidad, seguridad integral o de un área del SEP, acorde con las regulaciones y procedimientos vigentes, adicionales a las restricciones de red.

Largo plazo: Horizonte de tiempo de 2 a 5 años, considerado para el planeamiento de la operación coordinada de los recursos disponibles de generación, transmisión e interconexiones internacionales.

Mediano plazo: Horizonte de tiempo de hasta 2 años, considerado para el planeamiento de la operación coordinada de los recursos disponibles de generación, transmisión e interconexiones internacionales.

Participante Mayorista del Sector Eléctrico: Persona jurídica, titular de una concesión o autorización, dedicada a la actividad de: generación, autogeneración, importación y exportación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. También se considerarán como participantes mayoristas a los grandes consumidores.

Plan Bianual de Operación: corresponde a la planificación operativa energética y eléctrica del SEP, elaborada por el CENACE con criterios de calidad, seguridad, confiabilidad, al mínimo costo y para un horizonte de dos años.

Potencia disponible: Es la potencia horaria puesta a disposición del SEP que depende de los recursos primarios disponibles y condiciones ambientales como presión atmosférica y temperatura, no es mayor a la potencia efectiva de una unidad o central de generación.

Potencia efectiva: Potencia que puede entregar la central o unidad de generación bajo condiciones de operación establecidas por el fabricante, se determina mediante pruebas de las unidades de generación y no debe ser superior a la potencia nominal de la central o unidad de generación.

Potencia nominal: Es la potencia instalada establecida en los datos de placa de una central o unidad de generación.

Probabilidad de Excedencia: Probabilidad de que una magnitud dada de un evento exceda de un valor preestablecido.

Percentil: Valor que divide un conjunto ordenado de datos estadísticos de forma que un porcentaje de tales datos sea inferior a dicho valor.

Procedimientos de aplicación: Procedimientos relacionados con la planificación operativa, despacho y operación del SEP, elaborados por el CENACE y aprobados por la administración de ARCERNNR.

Puntos de conexión: Es la frontera de conexión entre las instalaciones de propiedad de dos participantes mayoristas del sector eléctrico.

Restricciones técnicas: Limitaciones impuestas por la capacidad de los equipos e infraestructura de generación, de transmisión, de distribución o de las interconexiones internacionales.

Restricciones operativas: Limitaciones impuestas por la aplicación de criterios de calidad, seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad.

Seguridad de la operación: La capacidad del SNI para, frente a una o varias contingencias, mantener o para recuperar lo antes posible un Estado operativo normal, y que se caracteriza por límites de seguridad de la operación; incluye en particular la seguridad estática (sobrecargas, altos/bajos voltajes, etc.) como la dinámica (estabilidad angular, voltaje, frecuencia).

Sistema Eléctrico de Potencia: Es el conjunto de instalaciones eléctricas conformado por las centrales de generación, el sistema de transmisión, los sistemas de distribución y las interconexiones internacionales.

Sistema Nacional Interconectado: Es el sistema integrado por los elementos del sistema eléctrico conectados entre sí, el cual permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación, centros de consumo y nodos de

interconexión internacional, dirigido a la prestación del servicio público de energía eléctrica, no incluye la distribución de electricidad.

Sistema de Protección Sistémica: Sistema de protección automático integrado por un conjunto de elementos de protección, control y redes de comunicaciones que, con base a variables o parámetros fundamentales del sistema, mitiga el riesgo de ocurrencia de colapsos parciales o totales, ante contingencias críticas en el SEP.

Sistema de Supervisión y Control en Tiempo Real: Conjunto de equipos, dispositivos, infraestructura de comunicación y demás instalaciones que conforman un sistema para la gestión de información para la coordinación, supervisión y control en tiempo real del sistema eléctrico de potencia.

Para aquellos términos que no se encuentran definidos en la presente regulación, se considerarán las definiciones establecidas en la LOSPEE y el RGLOSPEE.

CAPÍTULO II RESPONSABILIDADES

ARTÍCULO 5. OPERADOR NACIONAL DE ELECTRICIDAD

Le corresponde al CENACE:

- a. Planificar la operación de largo, mediano y corto plazo a fin de preservar el suministro de energía eléctrica con criterios de calidad, seguridad, confiabilidad y al mínimo costo posible;
- b. Elaborar el Plan Bianual de Operación;
- c. Coordinar, aprobar y emitir el Programa Bianual de Mantenimiento (PBM) de las centrales de generación, sistema de transmisión y sistemas de subtransmisión;
- d. Realizar la Programación Operativa Semanal;
- e. Determinar e informar la programación del despacho económico horario programado del SEP;
- f. Coordinar la ejecución de mantenimientos del SEP;
- g. Ejecutar el despacho económico horario programado;
- h. Reprogramar el despacho económico horario cuando se presenten causales que no permitan su ejecución;
- i. Supervisar y coordinar la operación en tiempo real del SEP;
- j. Realizar los análisis eléctricos y energéticos necesarios para asegurar la operación en conformidad con lo que establezca la normativa aplicable;
- k. Emitir informes y reportes que requieran el MERNNR y la ARCERNNR, relacionados con la planificación operativa, el despacho y operación del SEP;
- l. Preparar un informe para ARCERNNR con la evaluación de las repercusiones técnicas y económicas producto del incumplimiento en la participación de la RPF y generadores habilitados para RSF, a efectos de que la ARCERNNR inicie las acciones que correspondan;
- m. Proveer servicios de información y reportes de estadística operativa al MERNNR, a la ARCERNNR y a los participantes mayoristas del sector eléctrico; y

- n. Capacitar a los participantes mayoristas del sector eléctrico y a las personas naturales y jurídicas responsables de las cargas especiales, en temas relacionados a la coordinación de la operación en tiempo real del SEP.

ARTÍCULO 6. GENERACIÓN Y AUTOGENERACIÓN

6.1 DESPACHO CENTRALIZADO

Todos los generadores y autogeneradores que dispongan de una unidad o planta con capacidad nominal igual o mayor a un (1) MW y que se encuentren habilitados para participar en actividades del sector eléctrico, estarán sujetos al despacho centralizado del CENACE. No se sujetarán a esta condición los autogeneradores cuya central se encuentre junto a la demanda y sus excedentes sean menores a un (1) MW.

El despacho centralizado se planificará por central para generación hidroeléctrica y generación que proceda de fuentes renovables de energía no convencional y por unidad generadora o por bloques operativos de generación para centrales termoeléctricas.

Los generadores y autogeneradores tienen la obligación de operar sus unidades, conforme el programa de generación horario establecido y ejecutado por el CENACE, conforme a las condiciones reales del sistema.

El despacho de generadores y autogeneradores se sujetará a lo siguiente:

- a. *El despacho centralizado de las unidades o centrales de generación y autogeneración se realizará con base al costo variable de producción declarado y la potencia disponible; la declaración del costo variable de producción de las centrales térmicas e hidroeléctricas, será conforme al anexo A de la presente regulación.*¹
- b. Para generadores y autogeneradores que usen fuentes renovables de energía no convencional, en el despacho se las considerará con costo variable de producción con valor cero.
- c. El CENACE aplicará lo anterior solamente en estado operativo normal del SNI; para condiciones de estados operativos de alerta, emergencia y restauración del SNI o ante requerimientos operativos particulares del sistema, a ser definidos en los procedimientos de aplicación, estos generadores deberán acatar las disposiciones operativas que el CENACE determine.
- d. Para autogeneradores tipo A, el CENACE considerará para el despacho centralizado el valor resultante de la diferencia de la potencia generada descontando la demanda de los consumos propios.
- e. Para autogeneradores tipo B, el CENACE considerará para el despacho centralizado la potencia disponible del autogenerador para el SNI.
- f. *El despacho centralizado incluirá a la generación distribuida igual o mayor a 1*

¹ Letra a. modificada mediante Resolución Nro. ARCERNNR-001/23 de 6 de enero de 2023.

MW y menor a 10 MW. Si la generación distribuida tiene como recurso primario energía renovable no convencional, se considerará un costo variable de producción con valor cero; en cambio, si la generación distribuida es termoeléctrica se considerará con el costo variable declarado de conformidad con el anexo A. Para generadores iguales o mayores a 1 MW, en redes de distribución, el CENACE debe coordinar la programación del despacho con la distribuidora; en tanto que la ejecución del despacho en tiempo real deberá ser coordinado con la central.²

- g. Los generadores y autogeneradores deben contribuir a la calidad de voltaje poniendo a disposición del CENACE sus unidades de generación con su respectiva curva de capacidad, sus equipos de control de voltaje y los compensadores síncronos que dispongan.

En las transacciones internacionales de electricidad, el despacho de las importaciones y de la generación requerida para cubrir las exportaciones de electricidad, cumplirá en lo que fuere aplicable con las disposiciones establecidas en la presente regulación, con los procedimientos de aplicación, la normativa supranacional y las que se emitan para el efecto.

6.2 PARTICULARIDAD DE DESPACHO EN CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

El CENACE, a través de la planificación de operativa de corto plazo, determinará las condiciones para el despacho centralizado de las centrales hidroeléctricas, sin embargo, cuando las condiciones operativas del sistema evaluadas por el Operador requieran que el despacho sea efectuado por unidad de generación hidroeléctrica, éste podrá realizarlo de conformidad con las necesidades de calidad, seguridad y confiabilidad del SEP.

6.3 PARTICULARIDAD DE DESPACHO EN CENTRALES TERMOELÉCTRICAS

En condiciones generales la planificación del despacho centralizado en las centrales termoeléctricas se realizará por unidad generadora, sin embargo, el CENACE podrá efectuar por bloque operativo de generación de conformidad a lo que se establezca en los procedimientos de aplicación y cuando se cumplan las siguientes condiciones:

- a. Que la eficiencia global de la planta fuese afectada, si se realizare el despacho por unidad generadora;
- b. Que las características de las instalaciones impongan limitaciones de naturaleza técnica que dificulten los procesos internos de la central o los del CENACE;
- c. Que la central se encuentre compuesta por unidades de la misma tecnología y de características técnicas similares, de tal forma que su CVP sea el mismo, y que se encuentren en espacios contiguos.

² Letra f. modificada mediante Resolución Nro. ARCERNR-001/23 de 6 de enero de 2023.

Las condiciones señaladas serán revisadas y avaladas por el CENACE, el cual informará a la ARCERNNR los resultados de dicha verificación y establecerá los procedimientos para la participación de este tipo de centrales termoeléctricas, preservando los principios fundamentales del despacho de generación al mínimo costo y eficiencia global del sector, así como el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad.

6.4 GENERACIÓN OBLIGADA, FORZADA E INFLEXIBLE

El CENACE procederá a la identificación y determinación de la generación que resulte necesaria para la calidad, seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico, para lo cual considerará los parámetros técnicos operativos declarados por los propietarios de las centrales o unidades de generación o empresa participante.

Los criterios para el ingreso de generación obligada, forzada e inflexible, así como el margen permitido de variación a los límites operativos de la velocidad de toma o descenso de carga, para el arranque o parada de las unidades de generación serán incluidos en los procedimientos de aplicación; con lo cual el CENACE procederá a la determinación e identificación de aquella producción que presente valores diferentes a las potencias despachadas de unidades de generación o valores de importación que no estén dentro de los límites operativos declarados por el participante mayorista y aceptados por el CENACE.

ARTÍCULO 7. OPERACIÓN DE LA TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN, GRANDES CONSUMIDORES Y CARGAS ESPECIALES

Con el propósito de cumplir los criterios de calidad, seguridad, confiabilidad y economía, la empresa de transmisión declarará y operará sus instalaciones dentro de los límites de voltajes permitidos y realizará las acciones de control en coordinación con el CENACE, cumpliendo estrictamente con las disposiciones que este le imparta, preservando la integridad de las personas y de las instalaciones, y, conforme lo establecido en la regulación específica y los procedimientos de aplicación.

La empresa de transmisión pondrá a disposición del CENACE sus equipos de compensación que incluyen compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC), capacitores, reactores y transformadores con cambiadores de tap bajo carga (LTC), necesarios para mantener los voltajes dentro del rango definido para la operación del SEP; asimismo proporcionará los recursos de comunicaciones para la coordinación, supervisión y las acciones de control para una operación bajo los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad del SEP.

La empresa de distribución debe mantener en el o los puntos de interconexión con el transmisor, el factor de potencia dentro de los límites establecidos y la implementación del esquema de alivio de carga de conformidad con los procedimientos de aplicación y estudios correspondientes. El CENACE reportará a la ARCERNNR el informe correspondiente sobre el cumplimiento de lo señalado.

La empresa de distribución será el responsable de la operación en tiempo real de su red

y deberá efectuar una coordinación operativa con el CENACE, para las maniobras del sistema de subtransmisión que impliquen desconexiones, reconexiones y transferencias de carga, que pudieran afectar a las condiciones de calidad o seguridad del SNI o a los participantes mayoristas del sector eléctrico, según se establezca en los procedimientos de aplicación.

Los grandes consumidores, autogeneradores (consumos propios) y cargas especiales conectados directamente al sistema de transmisión, deben mantener el factor de potencia dentro de los límites establecidos en los estudios correspondientes efectuados por el CENACE, la coordinación operativa la deben realizar con el CENACE y deben implementar el esquema de alivio de carga, para lo cual cumplirán con los requisitos definidos en los procedimientos de aplicación, la regulación específica del SNT y los estudios correspondientes que elabore el CENACE.

Los grandes consumidores, autogeneradores (consumos propios) y cargas especiales conectados al sistema de distribución, se sujetarán a las disposiciones que, con relación al factor de potencia, esquema de alivio de carga y coordinación operativa se establezcan en las regulaciones de Distribución y comercialización de energía eléctrica y de Grandes Consumidores.

ARTÍCULO 8. MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES DE LOS PARTICIPANTES MAYORISTAS Y CARGAS ESPECIALES.

Los generadores, autogeneradores y transmisor, sujetos al despacho centralizado del CENACE, ejecutarán los mantenimientos contemplados en el PBM, programación operativa semanal y despacho económico diario, con sujeción a la autorización otorgada por el CENACE a través de consignación. Los aspectos relacionados a la coordinación y aprobación del PBM se sujetarán a lo que establezca la regulación específica; y, la coordinación y aprobación del plan semanal de mantenimientos.

En la operación en tiempo real el CENACE tiene la potestad de suspender o interrumpir mantenimientos con base a consideraciones de seguridad, lo cual será debidamente sustentado y justificado ante el participante mayorista y la ARCERNNR.

Las empresas generadoras, autogeneradoras, de transmisión y de distribución, que por causas técnicas tengan la necesidad de retirar temporalmente de servicio una unidad, un equipamiento por indisponibilidad no programada, deberán obtener la autorización previa del CENACE con la antelación necesaria para que éste lo considere en la planificación operativa. En caso de fallas imprevistas de una unidad, o de algún equipamiento, no será necesario la autorización previa, pero producido el hecho se notificará inmediatamente al CENACE para su consideración en los procesos de planificación operativa y se tramitará la consignación post evento.

Los mantenimientos en la red de transmisión que incidan en forma total o parcial en el suministro a un distribuidor, gran consumidor, carga especial o que restrinja la producción de energía de un generador o autogenerador, serán coordinados por el transmisor con los afectados, tanto para los procesos de planificación operativa, como

para la obtención de la autorización, y comunicados al CENACE en los términos que se establezca en los procedimientos de aplicación.

La consignación de equipos en tiempo real, para la ejecución de mantenimientos, será en coordinación con CENACE, cumpliendo estrictamente con las disposiciones que éste le imparta.

Las empresas de distribución ejecutarán los mantenimientos contemplados en el PBM de la red de subtransmisión para los que se requieran maniobras de transferencia de carga a otros puntos de entrega, que impliquen desconexiones de carga o cuando afecten a otros PMSE, para esto último, deberán gestionar la autorización de las empresas afectadas y en sujeción a la autorización otorgada por el CENACE a través de consignación.

Los mantenimientos de las líneas de interconexión de los grandes consumidores, generadores, autogeneradores y cargas especiales conectadas al SNT, serán coordinados con el CENACE, a través de la empresa de transmisión, quien tramitará la obtención de la correspondiente autorización y notificará del particular a la empresa de distribución respectiva en caso de que el mantenimiento incida en la provisión del servicio eléctrico de otros usuarios.

Los mantenimientos de las líneas de interconexión de los grandes consumidores, generadores, autogeneradores y cargas especiales conectadas a un sistema de subtransmisión, cuya ejecución pueda incidir en la operación del SNI, serán coordinados con el CENACE, a través de la empresa de distribución, quien tramitará la obtención de la correspondiente autorización.

Los aspectos relacionados a la coordinación y aprobación del PBM se sujetarán a lo que establezca la regulación específica y los procedimientos de aplicación; la información correspondiente a planes de mantenimientos y consignaciones respectivas serán gestionadas a través del SAM.

ARTÍCULO 9. DE LA INFORMACIÓN DE LOS PARTICIPANTES MAYORISTAS Y CARGAS ESPECIALES.

Los generadores, autogeneradores, empresas de distribución, grandes consumidores y cargas especiales, tienen la obligación de proporcionar al CENACE la información que requiera para efectuar la planificación operativa, el despacho centralizado y la operación del SEP.

De presentarse cambios en los parámetros técnicos de generación o autogeneración declarados al CENACE, estos deberán ser informados dentro de las veinticuatro (24) horas siguientes de detectado el cambio, con el informe técnico justificativo, el cual será validado por el CENACE.

La empresa de transmisión tiene la obligación de proporcionar al CENACE la información que éste requiera, para efectuar la planificación operativa, el despacho centralizado y la

operación del SNI, supervisión de la red de transmisión y equipos asociados. Esta información incluirá, entre otros, los parámetros técnicos de los elementos del SNT, ajustes de la coordinación de protecciones y ajustes de los esquemas de protección locales.

La responsabilidad de todos los participantes mayoristas y cargas especiales, es entregar la información con calidad y oportunidad, a través de los medios y dentro de los plazos que se establezcan en los procedimientos de aplicación.

ARTÍCULO 10. PUBLICACIÓN DE INFORMACIÓN POR PARTE DEL CENACE

Los PMSE y cargas especiales deberán entregar al CENACE toda la información que esta entidad requiera, para el análisis y desarrollo de los procesos relacionados a la planificación operativa, operación en tiempo real, evaluación de la operación, y toda información adicional requerida para el cumplimiento de estos procesos, la que debe ser entregada considerando los plazos, los formatos y los medios señalados en los procedimientos de aplicación.

Cuando exista incumplimiento de envío de información por parte de los PMSE, el CENACE utilizará la mejor información disponible para sus procesos, sin perjuicio de la aplicación del proceso de sanciones que correspondan por parte de la ARCERNNR, conforme a la regulación establecida para el efecto.

El CENACE pondrá a libre disposición de instituciones y participantes mayoristas del sector eléctrico, a través de su portal institucional, la información, los estudios aprobados, las bases de datos para la planificación operativa y el despacho, las publicaciones de los resultados obtenidos de: PBM, PBO, reservas energéticas, despacho, redespacho, operación en tiempo real, informes de falla y reportes post operativos.

ARTÍCULO 11. CARGAS ESPECIALES

Conforme lo establecido en la Disposición General Sexta del RGLOSPEE, las condiciones que se debe observar para la operación de cargas especiales, son las establecidas en la presente Regulación, en los temas pertinentes.

Así mismo, al corresponder a programas o proyectos impulsados por el Gobierno Central, le compete al Ministerio Rector, como autoridad concedente, otorgar la autorización respectiva.

CAPÍTULO III PLANIFICACIÓN OPERATIVA Y DESPACHO

ARTÍCULO 12. PLANIFICACIÓN DE LA OPERACIÓN

El CENACE planificará la operación del sistema a largo, mediano y corto plazo, aplicando los modelos computacionales presentados por el CENACE y aprobados por la ARCERNNR,

considerando las disposiciones emitidas en el RGLOSPEE y esta regulación. La función objetivo en cada horizonte de planificación es minimizar el costo operativo total, considerando restricciones de abastecimiento de la demanda y de preservación de los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad.

ARTÍCULO 13. CRITERIOS DE CALIDAD, SEGURIDAD, CONFIABILIDAD Y ECONOMÍA

El CENACE realizará la planificación de la operación del SNI con los recursos de generación y transmisión disponibles, con el objetivo de abastecer la demanda de potencia y energía del sistema, cumpliendo con los criterios de calidad, seguridad, confiabilidad y economía, para los estados de operación del sistema: normal, alerta, emergencia y restauración, según corresponda.

Para el cumplimiento de lo señalado, el CENACE realizará los estudios de conformidad con lo que se establezca en las regulaciones y en los procedimientos de aplicación utilizando los modelos y las herramientas disponibles.

Si en la planificación de la operación el CENACE determina que con los recursos disponibles no se cumplen los criterios de calidad, seguridad, confiabilidad y economía, dicho aspecto deberá ser notificado al MERNNR y a la ARCERNNR, mediante un informe plenamente sustentado y su tratamiento se realizará conforme a la regulación que norme la operación del SNI en condiciones de déficit de generación.

13.1 Criterios de Calidad

Los criterios de calidad son requisitos técnicos de frecuencia y voltaje, que se deben cumplir en la planificación y operación del SNI en estado operativo normal, y se describen a continuación:

Criterios para el control de frecuencia

- a. La frecuencia nominal de operación del SNI es 60 Hz. La máxima desviación permisible del valor nominal de frecuencia se definirá en los estudios que corresponda efectuar al CENACE conforme se establezcan en los procedimientos de aplicación o en Regulaciones complementarias.
- b. Todas las unidades de generación que se encuentren en operación, deben responder de forma continua ante variaciones de la frecuencia que se presenten como resultado de eventos que causen desbalances entre la generación y la carga.
- c. Mediante estudios especializados, el CENACE determinará porcentajes óptimos de reserva que deben considerar los generadores, para participar en la regulación primaria y regulación secundaria de frecuencia, conforme se establezca en los procedimientos de aplicación o en Regulaciones complementarias.
- d. Todos los generadores conectados al SEP deberán operar de tal forma que sean capaces de participar en la regulación primaria de frecuencia de manera inmediata y autónoma por actuación de los reguladores de velocidad, para

- máquinas rotativas, como respuesta a las variaciones de frecuencia, para lo cual están obligados a mantener la reserva de potencia establecida por el CENACE. Los títulos habilitantes de las nuevas centrales o unidades de generación, independientemente del mecanismo de habilitación, deberán contener los aspectos técnicos para el cumplimiento de reservas, incluidos los generadores que no disponen de máquinas rotativas.
- e. El CENACE evaluará el cumplimiento de la participación en la regulación primaria de frecuencia de las unidades de generación, con la información de los sistemas de adquisición de datos disponibles en tiempo real y con base a la declaración realizada de parámetros técnicos.
 - f. La reserva para regulación secundaria de frecuencia será asignada por el CENACE a los generadores que cumplen con las características técnicas necesarias, conforme se establezca en los procedimientos de aplicación

Criterios para el control de voltaje

- a. Los rangos de voltaje en las barras del sistema en condiciones operativas del sistema normal, alerta, emergencia y restauración, serán establecidos en los estudios que elabore el CENACE, conforme se establezca en los procedimientos de aplicación o en Regulaciones complementarias.
- b. El CENACE determinará los límites del factor de potencia que debe presentar la carga en los puntos de conexión, en conformidad a lo que se establezca en los procedimientos de aplicación y serán de obligatorio cumplimiento por los PMSE y cargas especiales.
- c. Todos los generadores deben entregar reactivos hasta el 95% del límite de potencia reactiva (inductiva o capacitiva), en cualquier punto de potencia activa que esté dentro de las características técnicas de las máquinas; en tanto que deberán entregar el 100% de la capacidad de generación de reactivos, cuando así lo solicite el CENACE. Las características de las curvas P-Q (curva de capacidad) será declarada por los todos los generadores, conforme se establezca en los procedimientos de aplicación.
- d. El transmisor debe declarar al CENACE la información de los equipos para control de voltaje y suministro de potencia reactiva que pone a disposición del SEP.
- e. Para mantener los voltajes dentro de los límites establecidos por el CENACE, este dispondrá la operación de los compensadores sincrónicos a fin de que entreguen potencia reactiva inductiva o capacitiva, según sea el caso, y el despacho de la generación forzada y obligada, que sea necesaria.

13.2 Criterios de Seguridad y Confiabilidad

Los criterios de seguridad y confiabilidad se refieren a los requisitos técnicos con los que se debe operar el SEP, para mantener una operación estable y limitar las consecuencias ante la ocurrencia de contingencias, los cuales se describen a continuación:

- a. Ante un riesgo de pérdida de estabilidad de frecuencia ocasionado por perturbaciones en el SEP, los mecanismos de control de la frecuencia tales como:

- reservas para regulación primaria y secundaria de frecuencia; esquema de desconexión de generación o carga, por alta o baja frecuencia, respectivamente; u otros; se establecerán en los procedimientos de aplicación y los valores correspondientes serán resultado de los estudios que elabore el CENACE.
- b. Ante la ocurrencia de una falla, los mecanismos de control de voltaje, que incluye esquemas de desconexión de carga, procurarán que el voltaje en las barras del sistema de transmisión opere dentro de los límites de estabilidad, dichos mecanismos serán definidos por el CENACE conforme se establezcan en los procedimientos de aplicación.
 - c. El CENACE con base a sus estudios y análisis de la planificación operativa determinará las acciones que deberá efectuar el PMSE, en coordinación con el Operador, para la implementación, calibración, mantenimiento, actualización y operación de los mecanismos automáticos de control de voltaje y frecuencia, incluyendo sistemas de control complementarios que sean necesarios.
 - d. La transferencia de potencia en todos los elementos del SNI en condición operativa normal, será menor o igual a su capacidad operativa; el CENACE determinará la necesidad de generación forzada y/u obligada dentro de la planificación operativa a fin de lograr este objetivo. Ante la ocurrencia de contingencias, las medidas de mitigación aplicables serán establecidas por CENACE dentro de los procedimientos de aplicación.
 - e. En la planificación operativa del sistema eléctrico, la decisión de la operación de generación forzada, obligada o inflexible ante la probabilidad de falla o de ocurrencia de contingencias, se tomará basado en el menor costo entre: la suma de los costos asociados a restricciones de red, restricciones de generación e inflexibilidades; y, el costo de energía no suministrada de la demanda afectada.
 - f. Ante la ocurrencia de contingencias N-1, el SEP debe llegar a un nuevo punto de equilibrio que preserve la estabilidad del sistema, y el cumplimiento de los límites de voltaje, frecuencia, cargabilidad, etc., definidos para el estado operativo normal.
 - g. Ante contingencias críticas, el CENACE definirá esquemas de protección sistémicos nacionales o locales, que deberán ser implementados por las empresas de generación, transmisión y/o distribución, según corresponda, y a su costo, preservando la operación del SEP ante un colapso total o parcial.
 - h. El CENACE determinará la reserva fría de generación y la tecnología que corresponda, que pueda entrar en servicio y alcanzar su potencia disponible en un tiempo definido en los procedimientos de aplicación, para cubrir el déficit de generación, ocasionado por abastecimiento de la demanda frente a desvíos prolongados, y por contingencias que provoquen sobrecarga de elementos del SNI o afecten los parámetros de calidad de la operación.

13.3 Criterios de Economía

Corresponde a la operación del SEP, por parte del CENACE, con un despacho que optimice los recursos de generación, garantice el mínimo costo de abastecimiento a la demanda y la maximización de potenciales exportaciones a través de las interconexiones internacionales.

ARTÍCULO 14. ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES

El CENACE, dentro de la planificación operativa, determinará el requerimiento de las centrales térmicas que utilizan combustibles de origen fósil y las estimaciones de los volúmenes requeridos de combustible para la operación de mediano y corto plazo.

El CENACE comunicará a cada uno de los generadores térmicos los requerimientos de combustible, para que efectúen todas las acciones necesarias a fin de alcanzar los niveles de reserva de combustible requeridos y a las empresas suministradoras de combustible al sector eléctrico para que realicen en coordinación con el CENACE, los despachos de volúmenes correspondientes junto con las entregas en terminales de venta.

Para la gestión del abastecimiento de combustible al sector eléctrico, las empresas generadoras implementarán los medios tecnológicos pertinentes en coordinación con el CENACE y conforme lo definido en la normativa correspondiente.

ARTÍCULO 15. COORDINACIÓN DE MANTENIMIENTOS

El CENACE previa coordinación con los PMSE y los representantes de las cargas especiales, emitirá y aprobará el Programa Bianual de Mantenimientos (PBM), con base a los resultados de los análisis eléctricos y energéticos, considerando la disponibilidad de las unidades de generación sujetas al despacho centralizado y de las instalaciones de la red de transmisión.

Adicionalmente, el PBM considerará los mantenimientos de instalaciones del sistema de subtransmisión de las empresas distribuidoras, que pudieran afectar a la operación, calidad, seguridad del SNI y continuidad del suministro de electricidad.

La información para la planificación de las actividades de mantenimiento registradas en las consignaciones nacionales y locales serán gestionadas a través del SAM, en los plazos definidos en los procedimientos de aplicación para los procesos de programación operativa semanal y despacho económico diario.

El CENACE es el responsable de la coordinación general de la ejecución de los mantenimientos en la operación de tiempo real, conforme sean autorizados a través del SAM.

El CENACE realizará el seguimiento del cumplimiento del cronograma establecido en el PBM y reportará a la ARCERNNR la información técnica que esta requiera de conformidad con lo que establezca la regulación asociada a mantenimientos.

ARTÍCULO 16. ESTUDIOS ESPECÍFICOS DE LARGO PLAZO

El CENACE realizará el análisis de la operación del sistema a largo plazo a través de estudios específicos solicitados por el MERNNR, la ARCERNNR o cuando las necesidades del sector eléctrico y energético del país así lo requieran, con el objetivo de identificar alertas tempranas en el abastecimiento de la demanda, y los resultados de estos estudios

serán comunicados con oportunidad al MERNNR y a la ARCERNNR.

ARTÍCULO 17. PLANIFICACIÓN DE MEDIANO PLAZO. PLAN BIANUAL DE OPERACIÓN

El CENACE planificará la operación del sistema a mediano plazo, para un horizonte de dos años, a través del Plan BIANUAL Operativo (PBO), para lo cual considerará, a más de lo establecido en el artículo 96 del RGLOSPEE, lo siguiente:

- a. El PBO se actualizará con periodicidad trimestral y será publicado antes del primer día de los meses de enero, abril, julio y octubre de cada año, publicaciones que abarcarán: "PBO enero año n a diciembre año n+2", "PBO abril año n a marzo año n+2", "PBO Julio año n a Junio año n+2" y "PBO octubre año n a septiembre año n+2";
- b. El PBO podrá realizarse con resolución mensual o semanal, conforme lo establezca el Operador y de acuerdo a las necesidades del sistema;
- c. *Para el despacho de generación y valoración del agua en los embalses, los precios de los combustibles tendrán como referencia los precios establecidos para el sector eléctrico;*
- d. *La producción de las centrales térmicas, será valorada con costos variables de producción considerando los precios de combustibles establecidos para el sector eléctrico; y,³*
- e. El costo incremental de abastecimiento de la demanda será calculado con los costos variables de producción en cada unidad de generación en el nodo de generación respectivo.

Como resultado de la planificación operativa de mediano plazo se determinará, a más de las variables establecidas en el artículo 97 del RGLOSPEE, las siguientes:

- a. Los niveles de almacenamiento de los embalses y volúmenes de vertimientos;
- b. Todos los resultados podrán obtenerse para cualquier percentil de acuerdo con las necesidades operativas y de análisis;
- c. Restricciones operativas; y,
- d. Estimación de la generación forzada o inflexible para mantener los criterios de calidad y seguridad.

ARTÍCULO 18. PLANIFICACIÓN DE CORTO PLAZO

18.1 PROGRAMACIÓN OPERATIVA SEMANAL

El CENACE realizará la planificación operativa de corto plazo, para un horizonte de una semana, con desagregación horaria, y considerará, a más de lo establecido en el artículo 98 del RGLOSPEE, lo siguiente:

- a. *La producción de las centrales térmicas, será determinada con costos variables*

³ Letras c. y d. modificadas mediante Resolución Nro. ARCERNNR-001/23 de 6 de enero de 2023.

*de producción considerando los precios de combustibles establecidos para el sector eléctrico;*⁴

- b. El costo horario de la energía será calculado con los costos variables de producción del parque generador considerados en el proceso de despacho económico;
- c. El Programa Bianual de Mantenimientos (PBM).
- d. La minimización de los riesgos de desabastecimiento por escenarios atípicos o de orden público; y,
- e. Intercambios internacionales.

La publicación de la POS se realizará cada semana y abarca un horizonte de operación de 7 días, considerando que la semana operativa va de un día de la semana n a otro de la semana $n + 1$. El día de publicación, así como los días inicio y fin de la semana operativa, serán establecidos en el procedimiento de aplicación pertinente.

Como resultado de la programación semanal se determinará, a más de las variables establecidas en el Artículo 99 del RGLOSPEE, las siguientes:

- a. Estimación de costos asociados al cumplimiento de criterios calidad, seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico, determinando los costos de generación por: levantamiento de restricciones técnicas y operativas, generación obligada, generación forzada e inflexibilidades de generación, con su respectivo programa de producción; y,
- b. Los excedentes para exportación de energía eléctrica.

18.2 DESPACHO ECONÓMICO DIARIO

El CENACE determinará el despacho económico diario, con resolución horaria, de los recursos de generación sujetos a despacho central, para lo cual considerará, a más de lo establecido en el artículo 100 del RGLOSPEE, lo siguiente:

- a. *Costos variables de producción de generadores térmicos con precios de combustibles establecidos para el sector eléctrico;*⁵
- b. Cuotas energéticas o valoración del agua para centrales hidroeléctricas con embalses de regulación, según la estrategia de operación de los embalses y valoración del agua, obtenidas en el PBO y en la programación operativa semanal;
- c. El programa de mantenimientos semanal; y,
- d. La minimización de los riesgos de desabastecimiento por escenarios atípicos o de orden público.

Con relación a los aspectos a ser considerados en el despacho económico, establecidos en los numerales 10 y 11 del Artículo 100 del RGLOSPEE, el CENACE

⁴ Letra a. modificada mediante Resolución Nro. ARCERNNR-001/23 de 6 de enero de 2023.

⁵ Letra a. modificada mediante Resolución Nro. ARCERNNR-001/23 de 6 de enero de 2023.

deberá asegurar que la solución adoptada para el levantamiento de restricciones técnicas y operativas se obtiene para el mínimo costo total de operación del sistema.

Como resultado del despacho económico diario se determinará, a más de las variables establecidas en el artículo 101 del RGLOSPEE, las siguientes:

- a. Estimación de costos asociados al cumplimiento de criterios calidad, seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico, determinando los costos de generación por: levantamiento de restricciones técnicas y operativas, generación obligada, generación forzada e inflexibilidades de generación, con su respectivo programa de producción.
- b. Los excedentes para exportación de energía eléctrica.
- c. Programación del corte de carga en condiciones de déficit de potencia y energía.

CAPÍTULO IV OPERACIÓN

ARTÍCULO 19. SUPERVISIÓN Y CONTROL DE LA OPERACIÓN.

El CENACE supervisará, controlará y coordinará la operación en tiempo real con los centros de operación de los PMSE, con las cargas especiales y con los operadores de los sistemas de los países vecinos, para mantener las condiciones de calidad, seguridad, confiabilidad y economía en la operación del SEP, conforme los procedimientos de aplicación, en los distintos estados operativos del SEP.

ARTÍCULO 20. MANIOBRAS

El CENACE es el único ente autorizado para disponer maniobras que incidan en la operación en tiempo real del SNI; las decisiones de control requerirán del cumplimiento estricto de análisis y diagnóstico, previos a la coordinación de la ejecución con los PMSE, cargas especiales y operadores de los sistemas de países vecinos, de tal forma que el suministro de energía cumpla las condiciones calidad, seguridad, confiabilidad y economía.

Ante eventos de fuerza mayor o por pérdida de la supervisión del SEP, el CENACE ejecutará el plan de emergencia establecido en los procedimientos de aplicación y declarará el estado operativo del SNI.

El CENACE no efectuará comandos directos a los equipos de los PMSE y cargas especiales, exceptuando los comandos automáticos de control de generación (AGC) para generadores, comandos de mitigación ante la actuación de los Sistemas de Protección Sistémica (SPS), o por expresa solicitud del propietario del equipo ante una situación de emergencia o imprevista.

El CENACE coordinará con las empresas de distribución las maniobras de los equipos y elementos de subtransmisión, cuya ejecución podría tener un impacto en la calidad o seguridad del SNI. Para el efecto, coordinará la desconexión, reconexión o transferencia

de carga requeridas para la ejecución de un mantenimiento o como consecuencia de un evento en el SEP; el CENACE en coordinación con las empresas de distribución definirá los equipos del sistema de subtransmisión que serán considerados dentro del esquema descrito a través de los procedimientos de aplicación.

Con el propósito de mantener la oportunidad y seguridad en la coordinación de maniobras inherentes a la operación en tiempo real del SEP, el CENACE realizará la coordinación operativa directamente con los centros de control de los PMSE y cargas especiales.

ARTÍCULO 21. REDESPACHO

El despacho económico diario podrá ser modificado debido a cambios en las condiciones que fueron consideradas en la planificación operativa, lo cual da origen a un redespacho, mismo que será elaborado utilizando el mismo modelo computacional del despacho económico diario, tomando en cuenta las condiciones reales de operación, los recursos disponibles del sistema en tiempo real, las causales y los criterios operativos definidos en los procedimientos de aplicación.

Mientras no entre en vigencia el redespacho, las ejecuciones de los cambios respecto al despacho original realizados en tiempo real, se entenderán como autorizados, dando inicio a su ejecución.

ARTÍCULO 22. EJECUCIÓN DE MANTENIMIENTOS

El CENACE es el responsable de la coordinación general de la ejecución de los mantenimientos programados y emergentes en la operación del sistema en tiempo real, conforme fuere solicitado por los PMSE del sector eléctrico y cargas especiales. Estos mantenimientos deberán ser autorizados por el CENACE a través del SAM.

Si las condiciones de la operación del sistema en tiempo real lo ameritan, el CENACE tiene la potestad de suspender o interrumpir mantenimientos, lo cual será debidamente sustentado y justificado ante el PMSE y la ARCERNNR.

ARTÍCULO 23. ANÁLISIS Y SEGUIMIENTO DE LA OPERACIÓN

El CENACE realizará el análisis y seguimiento del desempeño sistémico de la operación del SNI en estado estacionario y dinámico; además del comportamiento individual de los elementos en la operación del SNI y del cumplimiento de los planes de mantenimiento de los PMSE, con el objetivo de identificar oportunidades de mejora y retroalimentar a los procesos de planificación y operación del SEP que afectan al SNI.

Para la ejecución de este análisis, los PMSE y cargas especiales deberán remitir al CENACE la información que les sea solicitada.

Con el fin de garantizar la evaluación de la operación, el CENACE realizará el seguimiento de los parámetros de calidad, seguridad, confiabilidad, y economía del SNI, considerando

los límites establecidos en los estudios elaborados de conformidad con lo establecido en los procedimientos de aplicación.

ARTÍCULO 24. ANÁLISIS DE EVENTOS

El CENACE realizará el análisis de los eventos suscitados en el SNI y de los eventos de los sistemas eléctricos interconectados, que produzcan efectos significativos a las variables eléctricas o produzcan eventos dinámicos relevantes en el SNI. Para ello, los PMSE y/o cargas especiales determinadas por el CENACE, deberán remitir al Operador toda la información que requiera para análisis y seguimiento.

El CENACE definirá en los procedimientos de aplicación, el tipo de evento que requiera análisis, así como los mecanismos, información y plazos para la entrega.

ARTÍCULO 25. COMITÉ DE ANÁLISIS DE FALLAS

El Comité de Análisis de Fallas se constituye como un espacio de análisis técnico, conformado por delegados de varias instituciones y empresas, convocado y coordinado por el CENACE, que tiene como objetivo analizar los eventos relevantes a nivel nacional ocurridos en el SEP, para identificar el origen y las causas que provocaron dichos eventos, los posibles responsables, las acciones correctivas a implementarse y las oportunidades de mejora para evitar la ocurrencia de eventos similares o disminuir su impacto en el SNI a fin de precautelar la calidad, seguridad y confiabilidad del SEP.

El Comité estará conformado por el Director Ejecutivo del CENACE o su delegado, quien lo presidirá; y, los representantes legales o delegados de los PMSE involucrados en el evento.

El Presidente del Comité podrá solicitar la asistencia de delegados del Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable, y, de la ARCERNNR cuya participación será en calidad de observadores.

El CENACE será responsable de hacer seguimiento y evaluar el estado de cumplimiento de los compromisos adquiridos en las reuniones del Comité, una vez determinado el origen, las causas técnicas que viabilizaron el alcance de la falla y los responsables de la falla, el Operador elaborará un informe ejecutivo a ser entregado a la ARCERNNR con el fin de ejecutar las acciones de control que corresponda.

ARTÍCULO 26. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LA OPERACIÓN

El CENACE realizará el análisis estadístico operativo de los parámetros y variables eléctricas para la operación del SNI con calidad, seguridad y confiabilidad. Además, el CENACE realizará la recopilación y el tratamiento de la información proveniente de los sistemas de supervisión de tiempo real y de la información operativa entregada por los PMSE y cargas especiales, a través del sistema de integración de información provista por el CENACE y que al detectar alguna anomalía en las fuentes de información, gestionará ante los responsables su inmediata corrección.

El CENACE desarrollará la estadística operativa, así como el levantamiento de indicadores operativos que sean pertinentes para análisis y definición de medidas que permitan garantizar una adecuada evaluación de la operación, en los períodos definidos en el procedimiento de aplicación.

El CENACE implementará los medios tecnológicos que correspondan para proveer servicios de información de estadística operativa al MERNNR, a la ARCERNNR, a los PMSE y a las cargas especiales.

CAPÍTULO V DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

ARTÍCULO 27. AUDITORÍAS REALIZADAS POR EL OPERADOR

El CENACE podrá efectuar auditorías, pruebas o solicitar la realización de las mismas, por decisión propia, por requerimiento de ARCERNNR o de los PMSE, en conformidad a lo que se establezca en los procedimientos de aplicación, para lo cual coordinará directamente su ejecución con las empresas a auditar.

Si la auditoría es requerida por la ARCERNNR o el CENACE, sus costos serán asumidos por el PMSE al cual se le realice la auditoría. Si la auditoría es requerida por otro participante mayorista, el costo será asumido por el participante mayorista auditado, en el caso en que se determinen incumplimientos por parte de este último a la normativa y/u obligaciones establecidas en su título habilitante, caso contrario, el costo será a cargo del PMSE que solicitó la auditoría. En los dos casos el PMSE auditado debe brindar todas las facilidades para llevar a cabo las actividades de auditoría.

Las auditorías que el CENACE podrá realizar o solicitar incluyen, entre otras, las siguientes:

- Auditoría de Régimen Térmico Directo en centrales o unidades de generación térmica.
- Auditoría del Esquema de Alivio de Carga.
- Auditoría de Parámetros técnicos de unidades de generación.
- Auditoría de Protecciones de elementos del SNI.
- Auditoría de Costos Variables de Producción.
- Auditoría de Sintonización de Controladores de unidades de generación.

Para la ejecución de las auditorías, el CENACE determinará la necesidad de contratar servicios de empresas especializadas y entregará un informe con los resultados de las auditorías realizadas a los PMSE involucrados, a la ARCERNNR, cuando esta lo solicite o se identifiquen incumplimientos a la normativa y/u obligaciones establecidas en su título habilitante.

ARTÍCULO 28. SEÑALES PARA SUPERVISIÓN Y CONTROL EN TIEMPO REAL

Las señales destinadas a la supervisión y control en tiempo real se realizarán cumpliendo las disposiciones establecidas en la regulación específica.

ARTÍCULO 29. INCORPORACIÓN DE NUEVAS INSTALACIONES

La conexión de nuevas instalaciones de PMSE y cargas especiales, deberán cumplir los requisitos técnicos que establezca la regulación específica.

ARTÍCULO 30. SANCIONES

Sin perjuicio de las infracciones señaladas en los artículos 67 y 68 de la LOSPEE, se consideran infracciones graves, por incumplimientos a las disposiciones establecidas en la presente regulación, en concordancia con lo establecido en el artículo 68 "*Infracciones graves*" de la LOSPEE, literales g) y j) que disponen como infracción graves "*Aquellas que atenten contra la integridad, seguridad y confiabilidad técnica y operativa de los sistemas eléctricos que brindan el servicio público*" y el "*incumplimiento a las regulaciones y disposiciones emitidas por Arconel*" respectivamente, las siguientes:

De los participantes mayoristas del sector eléctrico:

- a. Incumplimiento de la empresa de transmisión, de la coordinación de los mantenimientos de sus instalaciones con otros PMSE o cargas especiales conectados a su red, para efectos de la planificación operativa, despacho y la operación;
- b. Incumplimiento de la empresa de distribución, de la coordinación de los mantenimientos de sus instalaciones con otros PMSE o carga especiales conectadas a su red, para efectos de la planificación operativa, despacho y la operación;
- c. Incumplimiento del generador, autogenerador, gran consumidor o cargas especiales, de la coordinación de la ejecución de sus mantenimientos, con la empresa de transmisión o distribución a la cual se encuentren conectados;
- d. Incumplimiento de cualquier PMSE o carga especial, en la coordinación de los mantenimientos de sus instalaciones con el CENACE, que incidan en la operación del SNI;
- e. El incumplimiento del factor de potencia para los autogeneradores (consumos propios), grandes consumidores y cargas especiales, en los puntos de interconexión con el SNT, sin perjuicio de la penalización que se establezca en la normativa pertinente;
- f. El incumplimiento de los compromisos adquiridos en el Informe Ejecutivo presentado por el CENACE producto de las reuniones de Comité de Falla; y,
- g. Demás incumplimientos establecidos en el Capítulo V de la LOSPEE que sean aplicables en concordancia con la presente regulación.

Del CENACE:

- a. No publicar los resultados de la planificación de la operación de mediano y corto

- plazo; y, la información post operativa, en los plazos determinados en los procedimientos de aplicación;
- b. No presentar el Informe Ejecutivo en los plazos acordados en reuniones de Comité de Falla;
 - c. El incumplimiento de los compromisos adquiridos en el Informe Ejecutivo presentado por el CENACE producto de las reuniones de Comité de Falla, cuando sea de aplicación al mismo CENACE; y,
 - d. Demás incumplimientos establecidos en el Capítulo V de la LOSPEE que sean aplicables en concordancia con la presente regulación.

En caso de que la ARCERNNR, ya sea por denuncia, por acciones propias de control o por reporte del CENACE, identifique alguna supuesta infracción aplicará el procedimiento de sanciones contemplado en la regulación específica.

Las sanciones a aplicarse por el cometimiento de infracciones o por su reincidencia, corresponderán a aquellas establecidas en la LOSPEE.

ARTÍCULO 31. INFORMACIÓN DE PLANTAS DE GENERACIÓN NO SUJETAS AL DESPACHO CENTRALIZADO

Las centrales de generación de capacidad nominal menor a un (1) MW y los autogeneradores cuya central se encuentre junto a la demanda y sus excedentes sean menores a un (1) MW podrán considerarse como bloque de generación para la evaluación técnica y económica en los procesos de planificación operativa.

Los propietarios de las centrales tienen la obligación de proporcionar al CENACE, la información que les sea solicitada, con calidad y oportunidad, a través de los medios y dentro de los plazos que se establezcan en los procedimientos de aplicación.

ARTÍCULO 32. CONSUMOS PROPIOS DE AUTOGENERADORES

Los autogeneradores deberán cumplir, para sus consumos propios, con las disposiciones establecidas en esta regulación para los grandes consumidores y cargas especiales.

ARTÍCULO 33. OPERACIÓN DE LOS GRUPOS MÓVILES DE EMERGENCIA

El CENACE, dentro de la planificación operativa de mediano plazo, en coordinación con la empresa de transmisión y las empresas de distribución potencialmente afectadas, identificará las necesidades de operación de grupos móviles de emergencia, así como los períodos en los que serán requeridos, con los debidos sustentos, lo cual será notificado al MERNNR y a la ARCERNNR a fin de que, dentro de su ámbito de competencia, analicen y procedan a autorizar su operación y aprobar los costos de operación correspondientes.

La operación de los grupos móviles de emergencia tendrá como finalidad mitigar los efectos que podrían causar en una zona del SEP, la ejecución de algún trabajo de mantenimiento programado o la ocurrencia de eventos que pongan en riesgo las

condiciones de calidad, seguridad y confiabilidad en el abastecimiento de electricidad.

Las empresas propietarias de los grupos móviles de emergencia proveerán la información solicitada por MERNNR, ARCERNNR y CENACE con calidad, oportunidad y en los plazos que dispongan dichas entidades.

ARTÍCULO 34. SISTEMAS AISLADOS E INSULARES⁶

La planificación de la operación, el control, la supervisión en tiempo real y el análisis post operación del sistema eléctrico dentro de los sistemas aislados e insulares, se realizará de manera coordinada entre las empresas de generación y autogeneración debidamente habilitadas y las empresas de distribución que operen en dichos sistemas, en función de los principios establecidos en esta Regulación en todo lo que fuere aplicable, y bajo los lineamientos que establezca el Ministerio rector en los respectivos Títulos Habilitantes.

Para el caso de los sistemas insulares, particularmente se deberá considerar lo siguiente:

- a) *La incorporación de nueva infraestructura de generación deberá estar articulada con la planificación de la expansión, incluida en el Plan Maestro de Electricidad aprobado por el Ministerio rector.*
- b) *La coordinación de la planificación operativa, despacho, operación y el análisis post operación del sistema estará a cargo de la empresa distribuidora responsable de esa área de servicio.*
- c) *Las empresas de generación deberán remitir a la empresa de distribución, la información pertinente para los procesos de planificación operativa, despacho, operación y análisis post operación del sistema.*
- d) *La empresa distribuidora elaborará la planificación de la operación de largo, mediano y corto plazo a fin de atender el suministro de energía eléctrica, cumpliendo criterios de calidad, seguridad, confiabilidad y al mínimo costo posible.*
- e) *La empresa distribuidora elaborará un procedimiento de aplicación para los procesos de planificación de la operación, el despacho, la operación y análisis post operación de ese sistema, para aprobación de la ARCERNNR. En la elaboración del procedimiento, el CENACE efectuará el acompañamiento y asesoramiento respectivos.*

Las herramientas tecnológicas que se requieran implementar para la operación, el control y la supervisión en tiempo real, deben ser capaces de intercambiar información con las utilizadas por el CENACE para el sistema continental.

ARTÍCULO 35. COSTO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA

La ARCERNNR desarrollará la metodología que permita determinar el costo de la energía no suministrada (CENS), y su aplicación en las actividades del sector eléctrico. El valor resultante será establecido mediante resolución, que será comunicada al CENACE y a los PMSE y cargas especiales.

⁶ Artículo 34 modificado mediante Resolución Nro. ARCERNNR-001/23 de 6 de enero de 2023.

El CENS será utilizado por el CENACE, entre otros, en los estudios de planeamiento operativo para detectar escenarios futuros con riesgo de desabastecimiento y que se puedan adoptar acciones oportunas.

DISPOSICIONES GENERALES

Primera.- El costo de energía no suministrada será determinado y actualizado por la ARCERNNR, e informado a las entidades pertinentes como insumo para la ejecución de sus procesos.

Segunda.- La metodología para la determinación de la capacidad total a ser remunerada o de la reserva técnica por confiabilidad de abastecimiento, a los generadores privados que suscribieron contratos regulados antes de la vigencia del RGLOSPEE y de conformidad a lo establecido en la Disposición General Primera de dicho Reglamento se presenta en el Anexo B.

Tercera.- Todos los generadores y autogeneradores que finalizaron condiciones preferentes de precio y despacho, cuyos títulos habilitantes fueron concedidos con regulaciones que fomentaron el uso de energías renovables, deberán realizar la declaración de costos variables de producción conforme al Anexo A en lo que fuere aplicable.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Primera.- La ARCERNNR, en un plazo de hasta un (1) año a partir de la vigencia de la presente regulación, elaborará o actualizará las regulaciones que complementen la normativa para la planificación operativa, despacho y operación del SNI; hasta tanto, aplicará las regulaciones vigentes en aquellos aspectos que no contravengan a lo establecido en la LOSPEE, su Reglamento General y la presente regulación.

Segunda.- El CENACE, en un plazo de hasta un (1) año a partir de la vigencia de la presente regulación, elaborará o actualizará los procedimientos de aplicación de las disposiciones contenidas en esta regulación, para aprobación de la ARCERNNR; hasta tanto, aplicará los procedimientos vigentes en aquellos aspectos que no contravengan a lo establecido en la LOSPEE, su Reglamento General y la presente regulación.

Tercera.- El CENACE, en un plazo de tres (3) meses a partir de la vigencia de la presente regulación, presentará a la ARCERNNR para su aprobación los modelos computacionales utilizados para la planificación y operación del largo, mediano y corto plazo. Hasta que se formalice la aprobación de los modelos, CENACE continuará utilizando los que actualmente se encuentran vigentes.

Cuarta.- Hasta que la ARCERNNR actualice el valor del costo de energía no suministrada, el valor a utilizarse será el establecido en la Resolución Nro. 025/11, emitida por el ex CONELEC.

Quinta.- Como lo señala la disposición transitoria sexta del RGLOSPEE el costo variable de producción para la generación hidroeléctrica es de 2 USD/MWh, valor que estará vigente hasta cuando se realicen los estudios para la determinación de la metodología de cálculo de costos variables de producción de centrales hidroeléctricas.

Sexta.- En un término de hasta treinta (30) días contados a partir de la fecha de aprobación de la presente Regulación, la empresa de transmisión y las empresas de distribución deberán remitir a la ARCERNNR, con copia al CENACE, un reporte con todos los contratos de conexión suscritos con los PMSE.

En caso estén pendientes de regularizar contratos de conexión, se concede un término de hasta ciento ochenta (180) días, contados a partir de la aprobación de la presente Regulación, para que la empresa de transmisión y las empresas de distribución, junto con los PMSE que corresponda, suscriban los contratos de conexión, y remitan a la ARCERNNR, con copia al CENACE.

Séptima.- *En función de los criterios establecidos en el artículo 34 de la presente Regulación, la Empresa Eléctrica Provincial Galápagos (ELEGALÁPAGOS), en un plazo no mayor a seis (6) meses, a partir de la aprobación de la Resolución Nro. ARCERNNR-001/23, y con la asistencia del CENACE, deberá presentar el procedimiento de aplicación sobre la planificación operativa, el despacho y la operación del sistema insular de las Galápagos, para la revisión y aprobación de la Agencia. Para la asistencia del CENACE, la empresa distribuidora y el Operador deberán suscribir los convenios de cooperación pertinentes.⁷*

Octava.- *El CENACE dispondrá de un plazo de tres (3) mes, a partir de la aprobación de la Resolución Nro. ARCERNNR-001/23, para actualizar los formularios y procedimientos de aplicación del Anexo A de la Regulación Nro. ARCERNNR-004/20 «Planificación operativa, despacho y operación del sistema eléctrico de potencia. Los CVP para las centrales hidroeléctricas serán utilizados por el CENACE en los procesos operativos y comerciales, a partir del 01 de enero de 2024. Hasta tanto se seguirá utilizando el valor de 2 [USD/MWh].⁸*

Novena.- *Una vez aprobado el procedimiento de aplicación por parte del CENACE, actualizado conforme lo establecido en la Disposición Transitoria Octava de la presente Regulación, los generadores hidroeléctricos tendrán la obligación de iniciar con la declaración de los CVP_H , sin perjuicio de que no sean considerados aún en los procesos operativos y comerciales.*

El CENACE informará mensualmente a la Agencia sobre los valores declarados por los generadores hidroeléctricos, así como también sobre las novedades relevantes detectadas en la aplicación del procedimiento referido en el párrafo inmediato anterior.

Por su parte la Agencia realizará los análisis correspondientes, con base a los informes

⁷ Disposición Transitoria Séptima incorporada mediante Resolución Nro. ARCERNNR-001/23 de 6 de enero de 2023.

⁸ Disposición Transitoria Octava incorporada mediante Resolución Nro. ARCERNNR-001/23 de 6 de enero de 2023.

que remita el CENACE, y de ser el caso se solicitaría al Operador estudios particulares sobre la incidencia que tendrían los CVP_H en los procesos operativos y comerciales.⁹

Décima.- Para la aplicación de la ecuación A7 del Anexo A de la presente Regulación, se deberá cumplir con lo establecido por la Autoridad Nacional del Ambiente y Agua en el Acuerdo Ministerial Nro. 2017-0010 de 28 de junio de 2017, publicado en el Suplemento del Registro Oficial Nro. 69 de 31 de agosto de 2017.

Para el caso de la Tarifa de uso y aprovechamiento del agua para hidroelectricidad (T_{UAA}), conforme al artículo 2 del Acuerdo Ministerial Nro. 2017-0010, la tarifa vigente es de 0,0049 USD/m³.

Para el valor de la variable Vol, conforme al artículo 4 del Acuerdo Ministerial Nro. 2017-0010, corresponde actualmente al 6% del total del caudal autorizado, determinado considerando técnicamente el volumen turbinado, en m³.

En caso se presente un ajuste al Acuerdo Ministerial Nro. 2017-0010, los generadores deberán notificar de manera inmediata al CENACE, proceder con los ajustes pertinentes en la declaración de los CVP_H , y enviar oficialmente los nuevos valores de los CVP_H . CENACE aplicará los nuevos CVP_H , en los procesos operativos y comerciales a su cargo, desde el primer día del mes siguiente de la notificación formal por parte del participante.

De no efectuarse tal notificación, el CENACE continuará utilizando los valores declarados, sin que esto represente un ajuste posterior a la liquidación realizada por CENACE; sin perjuicio de que este incumplimiento sea informado a la ARCERNNR para proceder con las acciones previstas en la LOSPEE y en la presente regulación en lo que respecta al régimen de infracciones y sanciones.¹⁰

DISPOSICIÓN DEROGATORIA

Deróguense todas las normas de igual o menor jerarquía que se opongan o no guarden conformidad con las disposiciones de la presente regulación y específicamente:

- Cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición Regulación No. CONELEC 003/04.
- Declaración de Costos Variables de Producción Regulación No. 003/03.
- Despacho y Liquidación de centrales térmicas con condiciones técnicas especiales Regulación No. CONELEC 008/06.
- Restricciones e Inflexibilidades Operativas Regulación No. CONELEC 002/00.
- Las disposiciones de la Regulación Complementaria No. 2 para la aplicación del Mandato Constituyente No. 15 Regulación No. CONELEC 004/09 numeral 9.

DISPOSICIÓN FINAL:

⁹ Disposición Transitoria Novena incorporada mediante Resolución Nro. ARCERNNR-001/23 de 6 de enero de 2023.

¹⁰ Disposición Transitoria Décima incorporada mediante Resolución Nro. ARCERNNR-001/23 de 6 de enero de 2023.

Vigencia: Esta Resolución entrará en vigor a partir de su suscripción sin perjuicio de su publicación en el Registro Oficial, y de su aplicación se encargará el Ministerio Ramo y la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables.

Dado en la ciudad de San Francisco de Quito, Distrito Metropolitano, a los seis días del mes de enero de dos mil veintitrés.

Mgs. Luis Maingón Velasco
Director Ejecutivo
Secretario del Directorio
**Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No
Renovables**

ANEXO A¹¹

DECLARACIÓN DE COSTOS VARIABLES DE PRODUCCIÓN

A.1. Objetivo

Establecer el procedimiento para definir y declarar los Costos Variables de Producción CVP de las centrales o unidades de generación térmica e hidroeléctrica, para que el CENACE determine el despacho económico.

A.2. Definiciones

Generación bruta estimada para un ciclo operativo. - corresponde a la generación para un período entre dos mantenimientos mayores. Para efectos de determinar la producción se tomará la potencia efectiva, el ciclo en horas de operación entre dos mantenimientos mayores para cada tipo de unidad, la cual será parte de la declaración del generador, justificando el período y mantenimientos a efectuarse con información del fabricante, suministrador o estadística de mantenimiento de cada unidad.

Unidad de volumen. - para las unidades que consumen combustible líquido será el galón; y, para el caso de combustible gas será el pie cúbico. En el caso de las centrales hidroeléctricas será el metro cúbico.

Precio promedio de compra del combustible. - corresponde al precio promedio de compra de combustible que realiza el generador en el mes inmediato anterior a la declaración, sin incluir tasas e impuestos. Para el caso del gas natural, si el Estado no fijare el precio del gas a usarse en la generación termoeléctrica, se considerará el precio promedio de compra del gas que pague el generador al suministrador del combustible, en el mes inmediato anterior a la declaración. El generador, dentro de la declaración de costos, incluirá las facturas que respalden el precio del gas declarado.

Rendimiento de la unidad: corresponde al resultado de las pruebas operacionales de Rendimiento Térmico Directo, para la determinación de las curvas de eficiencia, o declarado por el generador. Se declararán rendimientos para cuatro valores de la curva de eficiencia, establecidos entre la potencia efectiva y la potencia mínima con estos incluidos, con los que el generador determinará la correspondiente curva polinómica de orden 2. El procedimiento y ajuste para la determinación de la curva lo realizará el CENACE.

A.3. Costos Variables de Producción para unidades termoeléctricas (CVP_T)

a) Componentes del CVP_T

Los componentes del CVP_T son:

- Costos de combustibles.
- Costos de transporte de combustible.

¹¹ Anexo A modificado mediante Resolución Nro. ARCERNNR-001/23 de 6 de enero de 2023.

- Costos de lubricantes, productos químicos y otros insumos para operación.
- Costos de consumo de agua potable.
- Costos de energía eléctrica consumida para servicios auxiliares.

b) Cálculo de los componentes

b.1) Costos de combustible (C_C) en USD/kWh.

$$C_C = \frac{P_C}{R_C} \quad \text{Ec. (A.1)}$$

Donde:

P_C Precio promedio de compra del combustible en (USD/unidad de volumen).

R_C Rendimiento de la unidad sobre el consumo de combustible referido a la generación bruta (kWh/unidad de volumen).

Si la unidad usa dos tipos de combustible, se declaran los costos indicando las restricciones técnicas y condiciones operativas para el uso de cada tipo de combustible.

b.2) Costos de transporte de combustible (C_{TC}) en USD/kWh.

$$C_{TC} = \frac{P_{GT}}{R_C} \quad \text{Ec. (A.2)}$$

Donde:

P_{GT} Precio del transporte en (USD/unidad de volumen).

R_C Rendimiento de la unidad, definido en el literal inmediato anterior.

b.3) Costos de lubricantes, productos químicos y otros insumos (C_{LQI}) en USD/kWh.

$$C_{LQI} = \frac{\sum(PU_i \cdot C_i)}{G_B} \quad \text{Ec. (A.3)}$$

Donde:

PU_i Precio unitario del insumo "i" para el mes de la declaración.

C_i Consumo del insumo "i" durante el ciclo operativo.

G_B Generación bruta estimada durante el ciclo operativo (kWh).

b.4) Costo del agua potable (C_{SAP}) en USD/kWh.

$$C_{SAP} = \frac{P_A \cdot C_{OAP}}{G_B} \quad \text{Ec. (A.4)}$$

Donde:

P_A Precio del agua potable (USD/m³) para el mes de la declaración.

C_{OAP} Consumo de agua potable (m³) durante el ciclo operativo.

G_B Generación bruta estimada durante el ciclo operativo (kWh).

b.5) Costo de Energía Eléctrica para servicios auxiliares (C_{EE}) en USD/kWh.

$$C_{EE} = \frac{(C_C + C_{TC} + C_{LQI} + C_{SAP}) \cdot C_{EAX}}{\left(1 - \frac{C_{EAX}}{G_B}\right) \cdot G_B} \quad \text{Ec. (A.5)}$$

Donde:

C_C Costos de combustible, en USD/kWh.

- C_{TC} Costos de transporte de combustible, en USD/kWh.
 C_{LQI} Costos de lubricantes, productos químicos y otros insumos, en USD/kWh.
 C_{SAP} Costo del agua potable, en USD/kWh.
 $C_{E_{AX}}$ Consumo de energía exclusivamente para servicios auxiliares de la unidad, estimada durante el ciclo operativo, en kWh.
 G_B Generación bruta estimada durante el ciclo operativo (kWh).

b.6) Los Costos Variables de Producción de las unidades termoeléctricas (CVP_T), en USD/kWh, serán iguales a la suma de los costos señalados en los literales anteriores, esto es:

$$CVP_T = C_C + C_{TC} + C_{LQI} + C_{SAP} + C_{EE} \quad \text{Ec. (A.6)}$$

Donde:

- C_C Costos de combustible, en USD/kWh.
 C_{TC} Costos de transporte de combustible, en USD/kWh.
 C_{LQI} Costos de lubricantes, productos químicos y otros insumos, en USD/kWh.
 C_{SAP} Costo del agua potable, en USD/kWh.
 C_{EE} Costo de Energía Eléctrica para servicios auxiliares, en USD/kWh.

c) Actualización de la información

Los generadores ejecutarán las pruebas operacionales Rendimiento Térmico Directo para determinar las nuevas curvas de rendimiento luego de cada mantenimiento mayor (overhaul), siguiendo la guía metodológica preparada por el CENACE y aprobada por la ARCERNR. Los generadores presentarán un informe detallado de los mantenimientos ejecutados anualmente y los correspondientes costos incurridos, durante el período anterior, junto con la información para la planificación operativa del CENACE.

A.4. Costos Variables de Producción para centrales hidroeléctricas (CVP_H)

a) Componentes del CVP_H

Los componentes del CVP_H son:

- Costos del agua turbinada para generación.
- Costos de lubricantes, productos químicos y otros insumos para operación.
- Costos de energía eléctrica consumida para servicios auxiliares.

b) Cálculo de los componentes

b.1) Costo del agua turbinada para generación CA_T , en USD/kWh.

$$CA_T = \frac{T_{UAA} \cdot Vol}{G_B} \quad \text{Ec. (A.7)}$$

Donde:

- T_{UAA} Tarifa de uso y aprovechamiento del agua para hidroelectricidad, determinado por la Autoridad Ambiental y del Agua, en USD/m³.
 Vol Corresponde a un % del total del caudal autorizado, determinado técnicamente con base en el volumen turbinado para el ciclo operativo, en m³.

G_B Generación bruta estimada durante el ciclo operativo (kWh).

b.2) Costos de lubricantes, productos químicos y otros insumos (C_{LQI}) en USD/kWh.

$$C_{LQI} = \frac{\sum(PU_i \cdot C_i)}{G_B} \quad \text{Ec. (A.8)}$$

Donde:

PU_i Precio unitario del insumo "i" para el mes de la declaración.

C_i Consumo del insumo "i" durante el ciclo operativo.

G_B Generación bruta estimada durante el ciclo operativo (kWh).

b.3) Costo de Energía Eléctrica para servicios auxiliares (C_{EE}) en USD/kWh.

$$C_{EE} = \frac{(CA_T + C_{LQI}) \cdot C_{E_{AX}}}{\left(1 - \frac{C_{E_{AX}}}{G_B}\right) \cdot G_B} \quad \text{Ec. (A.9)}$$

Donde:

CA_T Costo del agua turbinada para generación, en USD/kWh.

C_{LQI} Costos de lubricantes, productos químicos y otros insumos, en USD/kWh.

$C_{E_{AX}}$ Consumo de energía exclusivamente para servicios auxiliares de la central, estimada durante el ciclo operativo, en kWh.

G_B Generación bruta estimada durante el ciclo operativo (kWh).

b.4) Los Costos Variables de Producción de las centrales hidroeléctricas (CVP_H), en USD/kWh, serán iguales a la suma de los costos señalados en los literales anteriores, esto es:

$$CVP_H = CA_T + C_{LQI} + C_{EE} \quad \text{Ec. (A.10)}$$

Donde:

CA_T Costo del agua turbinada para generación, en USD/kWh.

C_{LQI} Costos de lubricantes, productos químicos y otros insumos, en USD/kWh.

C_{EE} Costo de Energía Eléctrica para servicios auxiliares, en USD/kWh.

c) Actualización de la información

Los generadores ejecutarán las pruebas pertinentes luego de cada mantenimiento mayor (overhaul), siguiendo la guía metodológica preparada por el CENACE y aprobada por la ARCERNNR. Los generadores presentarán un informe detallado de los mantenimientos ejecutados anualmente y los correspondientes costos incurridos, durante el período anterior, junto con la información para la planificación operativa del CENACE.

En caso la Autoridad Nacional del Ambiente y Agua determine ajustes en la tarifa de uso y aprovechamiento del agua para hidroelectricidad, los generadores deberán notificar inmediatamente al CENACE para el respectivo ajuste de los CVP_H .

A.5. Plazos para la declaración

La fecha límite para la declaración de los CVP tomará en cuenta los procesos operativos del CENACE, y estará incluida en el procedimiento que elabore o actualice el CENACE, conforme se señala en el presente Anexo. Hasta esta fecha límite, el generador deberá declarar mensualmente al CENACE los CVP de las unidades y centrales de generación a ser consideradas en el mes siguiente para el despacho económico, incluyendo las bases de cálculo de cada uno de los componentes.

En el caso que el generador no declare sus CVP en los plazos establecidos, el CENACE efectuará lo siguiente:

- a) Cuando un generador no declare, se tomará el promedio de los valores declarados en los seis (6) últimos meses.*
- b) Cuando por dos (2) meses consecutivos el generador no declare, el CENACE dispondrá la ejecución de la auditoría técnica correspondiente, para determinar los CVP. Los costos de la auditoría serán cubiertos por el generador.*

Sin perjuicio de las acciones señaladas previamente, en ambos casos el CENACE informará de este particular a la ARCERNNR, a efectos de aplicar lo previsto en la LOSPEE y en la presente regulación, en lo que respecta al régimen de infracciones y sanciones.

A.6. Verificación de la información y auditoría

El CENACE verificará la información que, sobre los Costos Variables de Producción, declaren los generadores y mantendrá informado, en forma trimestral, a la ARCERNNR sobre los resultados de dichas verificaciones.

El CENACE podrá efectuar las verificaciones que se requieran sobre cualquiera de los valores declarados por los generadores, con base a auditorías técnicas que tomarán en cuenta resultados de pruebas operacionales, información de los fabricantes o suministradores de equipo, estándares internacionales y cualquier otro procedimiento o información relacionada.

Cuando los resultados de las auditorías no difieran de los valores declarados, en más o menos 5%, se considerarán que son correctos y pasan la verificación; en caso contrario, el CENACE informará de esta falta a la ARCERNNR para proceder con las acciones previstas en la LOSPEE y en la presente regulación en lo que respecta al régimen de infracciones y sanciones.

La ARCERNNR se reserva el derecho de efectuar auditorías de los valores declarados por los generadores y autogeneradores en cualquier momento, o cuando lo solicite justificadamente un participante mayorista.

A.7. Aplicación por parte del CENACE

El CENACE actualizará los formularios y procedimientos de aplicación del presente Anexo, para conocimiento y aplicación de los participantes mayoristas, de lo cual deberá informar a la ARCERNNR.

ANEXO B

METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE RESERVA TÉCNICA POR CONFIABILIDAD DEL ABASTECIMIENTO

B.1. Definiciones

Energía Asegurada.- La energía asegurada de un conjunto de centrales hidroeléctricas es la máxima demanda energética que puede ser abastecida considerando un cierto nivel de riesgo de déficit, calculada de forma probabilística, con caudales reales, si están disponibles. La potencia asegurada media se obtiene dividiendo el valor de energía asegurada para el número de horas del período crítico.

Energía Firme.- Corresponde a la producción esperada de energía eléctrica de una central de generación, durante un período determinado para una Probabilidad de Excedencia (PE), en función de la disponibilidad de la infraestructura y el acceso al recurso para la producción de la energía. La metodología y el cálculo de esta energía serán establecidas por el CENACE y aprobada por la ARCERNNR.

Energía Firme Termoeléctrica.- Es la máxima energía que puede producir una central térmica considerando su potencia efectiva descontada la tasa de salida forzada y la indisponibilidad por mantenimientos programados en un período de tiempo. La potencia termoeléctrica media firme se obtiene dividiendo el valor de energía firme termoeléctrica para el número de horas del período crítico.

Período Crítico.- Es el período en el cual se produce una constricción en la hidrología del sistema.

B.2. Objetivo y alcance

Establecer el procedimiento para la asignación de reserva técnica por confiabilidad del abastecimiento a los generadores hidroeléctricos y termoeléctricos.

B.3. Cálculo de la reserva técnica de energía y de la reserva técnica por confiabilidad del abastecimiento

La demanda de energía determinada para el período crítico de noviembre – febrero, será cubierta con la energía asegurada para las plantas hidroeléctricas y energía firme de las unidades termoeléctricas, los autogeneradores no participan de la determinación de esta reserva.

El monto de la reserva técnica y su asignación serán determinados por CENACE trimestralmente, conforme lo señalado en el numeral B.3.2.

B.3.1. Cálculo de la energía asegurada y firme para abastecer la demanda de energía en el período crítico.

El cálculo se efectuará con base en la producción probabilística de energía de cada planta o generador en forma individual, dentro del período noviembre – febrero. El cálculo de

la energía asegurada y firme con que participen cada uno de los generadores en la determinación de la reserva técnica de energía por confiabilidad, tomará en cuenta lo siguiente: la potencia efectiva, la disponibilidad de acuerdo a los mantenimientos programados para el período noviembre – febrero, la capacidad del embalse, los caudales de ingreso a las centrales hidroeléctricas, entre otros. Comprende lo siguiente:

- a) Para las plantas hidroeléctricas existentes y nuevas, se tomará los resultados de producción de energía del PBO sin red de transmisión, para todos los escenarios hidrológicos simulados en los períodos noviembre – febrero, producción que considera el efecto de la operación de los embalses.
- b) Con la producción de energía calculada en el literal a), se determinará la suma total de generación hidroeléctrica a ser producida en el período noviembre – febrero, para cada uno de los escenarios hidrológicos simulados. La energía asegurada total corresponderá a la serie hidrológica con menor producción energética en el período noviembre – febrero.
- c) La energía asegurada por cada central hidroeléctrica será el promedio de su producción en los meses de noviembre a febrero correspondiente al escenario hidrológico determinado en el literal b).
- d) En el caso de plantas hidroeléctricas con embalses de regulación de propósito múltiple, u otras plantas con características especiales, cuyas producciones energéticas mínimas para el siguiente año no son determinadas por CENACE, las empresas de generación entregarán para la aprobación del CENACE, sus requerimientos mínimos de producción para el período de simulación. Dicho requerimiento mínimo de operación será considerado como una restricción en la simulación operativa del Plan Bianual de Operación y su energía asegurada para el período noviembre – febrero será calculada de acuerdo a lo establecido en los literales a), b) y c).

El CENACE podrá solicitar las modificaciones que fueren técnicamente justificables, para proceder a su aprobación. Una vez aprobado este plan, las centrales hidroeléctricas deberán ajustarse al mismo.

- e) En el caso de existir desvíos en defecto, al final del período noviembre - febrero, el CENACE reducirá el monto asignado de energía asegurada en la misma magnitud; este monto asignado reajustado, será aplicado para todo el período octubre – septiembre.
- f) Si el CENACE rechaza el plan de operación, procederá al cálculo de la energía asegurada como se indica en los literales a), b) y c), así como a los reajustes correspondientes en casos de desvíos en defecto, tal como se indica en el inciso anterior.
- g) Para las plantas hidroeléctricas existentes en las cuales no se tiene información de la serie histórica de caudales, la energía asegurada corresponderá al menor valor de la producción promedio de energía de los meses de noviembre a febrero de toda la estadística existente.

Para las unidades termoeléctricas, la energía firme corresponderá al promedio de la energía que estará disponible en el período noviembre – febrero, considerando la disminución por efecto de los mantenimientos declarados por las empresas de generación y aprobados por el CENACE, y su tasa de indisponibilidad forzada. Para aquellas unidades termoeléctricas que no pueden operar en un régimen continuo, sea

- por características técnicas de sus equipos o por limitaciones en el tiempo de operación acumulado, su energía firme será calculada considerando el número máximo de horas de operación declaradas por la empresa de generación.
- h) Las unidades termoeléctricas se agregarán con sus energías firmes, en orden de mérito a sus costos variables de producción, hasta cubrir la demanda estimada en el PBO para el período noviembre - febrero. Los costos variables de las unidades termoeléctricas corresponderán a los declarados para el mes de septiembre de cada año.
 - i) La cobertura de la demanda del período noviembre – febrero con la energía asegurada y firme, se realizará multiplicando por cuatro (4) cada aporte de las centrales y unidades de generación. En caso de insuficiencia de recursos de generación para la cobertura de la demanda de energía del período, se considerará únicamente la magnitud de la energía puesta a disposición por los generadores hidroeléctricos y termoeléctricos disponibles en el SEP
 - j) El valor de potencia hidroeléctrica asegurada y de potencia firme termoeléctrica se obtendrá a partir de las magnitudes obtenidas en el literal anterior, para cada central o unidad termoeléctrica, dividida para el número de días del período noviembre – febrero, obtenido en MW medios.

El cálculo lo efectuará el CENACE hasta el 30 de septiembre de cada año y los valores obtenidos tendrán vigencia para los siguientes doce meses. El listado de centrales y unidades con el valor determinado por CENACE será difundido a las empresas con actividades de generación, a la ARCERNR y al MERNR.

B.3.2. Cálculo de la reserva técnica por confiabilidad

El valor de la reserva técnica será determinado por el CENACE, para cada trimestre, de acuerdo a los requerimientos técnicos de confiabilidad, calidad y seguridad de operación del sistema eléctrico.

Este cálculo de potencia trimestral se lo efectuará para los períodos: octubre-diciembre, enero-marzo, abril-junio y julio-septiembre. La asignación para la Reserva Técnica, se la hará de acuerdo a los requerimientos técnicos señalados la sección B.3.1 y a los requisitos del sistema identificados en el análisis de riesgos, para el período correspondiente.

La difusión se realizará en la forma y a los destinatarios señalados en la sección B.3.1.

B.4. Incremento de la capacidad de generación

Si se incrementa la capacidad de generación, por ingreso de nuevas unidades, por ingreso de unidades que estuvieron indisponibles en el período noviembre - febrero, o por repotenciación de las unidades ya existentes, para el reajuste o revisión del cálculo de la energía asegurada y firme se procederá de la siguiente manera:

- a) En el caso que el Generador comunique al CENACE la disponibilidad de sus nuevas unidades de generación o unidades que estuvieron indisponibles en el período de noviembre-febrero o unidades repotenciadas, en el tercer trimestre del año período julio - septiembre, estas unidades serán consideradas dentro de la reserva técnica

por confiabilidad, para el siguiente período octubre - septiembre.

- b) Si las nuevas unidades, o unidades que estuvieron indisponibles en el período de noviembre - febrero, o las unidades repotenciadas, comunican su disponibilidad durante los otros tres trimestres del año: octubre - diciembre, enero – marzo y abril - junio, se las incorporará para el cálculo de la reserva técnica por confiabilidad, en las revisiones trimestrales que efectúa el CENACE.

El CENACE determinará las fechas límite de declaración de la disponibilidad de los generadores para cada uno de los períodos mencionados en este numeral dentro de los procedimientos de aplicación.

Los generadores que hayan declarado disponibilidad de un incremento de la capacidad de generación, en cualquiera de los casos arriba descritos, serán considerados en el despacho económico para las transacciones de energía desde la fecha de disponibilidad declarada.