

PUBLICACIONES VARIAS



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

RESOLUCIÓN CNEE-108-2007

Guatemala, 12 de septiembre de 2007

LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con lo estipulado en el artículo 4 de la Ley General de Electricidad, contenido en el Decreto Número 93-96 del Congreso de la República, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica entre otras funciones, cumplir y hacer cumplir dicha Ley y sus Reglamentos en materia de su competencia.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 44 de la Ley General de Electricidad estipula que, entre otras, es función del Administrador del Mercado Mayorista la coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo de costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco de libre contratación de energía eléctrica entre generadores, comercializadores, incluidos importadores y exportadores, grandes usuarios y distribuidores; así como garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica; y que los agentes del Mercado Mayorista, operarán sus instalaciones de acuerdo a las disposiciones que emita el Administrador del Mercado Mayorista.

CONSIDERANDO:

Que los artículos 1, de los Reglamentos de la Ley General de Electricidad, y del Administrador del Mercado Mayorista, preceptúan que son Normas de Coordinación todas las disposiciones y procedimientos emitidos por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de conformidad con la Ley General de Electricidad, y que tienen por objeto coordinar las actividades comerciales y aparatosas con el fin de garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico.

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 13 literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, establece que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, para cumplir con la legislación vigente, debe aprobar o improbar las Normas de Coordinación, propuestas por el Administrador del Mercado Mayorista, así como sus modificaciones.

CONSIDERANDO:

Que el Administrador del Mercado Mayorista remitió a esta Comisión la modificación de la Norma de Coordinación Comercial Número 1, Coordinación del Despacho de Carga, a efecto de darle el trámite de aprobación correspondiente.

POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con fundamento en lo considerado y normas citadas,

RESUELVE:

I. **APROBAR** las modificaciones a la **NORMA DE COORDINACION COMERCIAL No.1, COORDINACIÓN DEL DESPACHO DE CARGA**, contenidas en la Resolución 658-01, del Acta número 668, de la sesión ordinaria realizada por la Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista, con fecha 4 de septiembre de 2007.

II. Las demás disposiciones de la Norma de Coordinación Comercial Número Uno (NOC 1) que no están siendo modificadas, continúan vigentes e inalterables.

III. **Publicación, Vigencia y Aplicación:** La presente resolución entrará en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario de Centro América y la aplicación de las modificaciones normativas, será la que ésta establece.

Ingeniero Carlos Eduardo Colom Rickford
Presidente



Ingeniero Emilio Müller Hernández
Director



Ingeniero César Augusto Fernández Fernández
Director



RESOLUCION No. 658-01

EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

CONSIDERANDO:

Que el Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, en su Artículo 44, determina la conformación del Administrador del Mercado Mayorista, como un ente privado señalando su conformación y funciones.

CONSIDERANDO:

Que con fecha 5 de marzo de 2007 se publicó en el Diario de Centro América, los Acuerdos Gubernativos Números 68-2007 y 69-2007, mediante los cuales se modifican aspectos contenidos en el Reglamento de la Ley General de Electricidad y Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

CONSIDERANDO:

Que el Acuerdo Gubernativo, 69-2007, requiere una adecuación normativa para el debido funcionamiento del Mercado Mayorista del país.

POR TANTO:

El Administrador del Mercado Mayorista, en uso de las facultades que le confiere el Artículo 45 de la Ley General de Electricidad y los Artículos 1, 2, 13 literal j) y 14 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, contenido en el Acuerdo Gubernativo No. 299-98, modificado mediante el Acuerdo Gubernativo Número 69-2007, **RESUELVE:**

1) Emitir

Las siguientes modificaciones a la Norma de Coordinación Comercial No. 1, Coordinación del Despacho de Carga, contenida en la Resolución Número 167-01, emitida con fecha treinta de octubre de dos mil, de la siguiente forma:

Artículo 1. Se modifica el numeral 1.2.2 el cual queda así:

1.2.2 Metodología

- 1.2.2.1 El AMM programará la operación del sistema de manera de obtener el mínimo costo de operación para satisfacer la demanda prevista, tomando en cuenta las restricciones operativas del SNI, contratos de compra - venta de energía y criterios de calidad del servicio, utilizando para ello modelos de planificación que podrán ser auditados por la CNEE.
- 1.2.2.2 Simultáneamente identificará las restricciones y topologías más adecuadas del SNI con base en estudios de flujo de cargas, cortocircuito y estabilidad transitoria.
- 1.2.2.3 Bases de Datos. Las Bases de Datos que utilice el AMM para la programación, coordinación, despacho, asignación de servicios complementarios, cálculo de precios, liquidaciones y análisis de fallas y resultados de la programación, serán auditables a requerimiento de un Agente, Gran Usuario Participante o la CNEE, de existir un motivo que fundamente el pedido, el AMM realizará dicha auditoría, informando al Agente a auditar. Los resultados de la auditoría serán informados a la entidad que requirió la auditoría y al Agente o Gran Usuario auditado. Un Procedimiento Técnico establecerá sus características y contenido mínimo. Estarán a disposición de los Agentes, Grandes Usuarios Participantes y la CNEE.
- 1.2.2.4 Base de Datos para Monitoreo del Mercado Mayorista. El AMM deberá coordinar y poner a disposición de la CNEE, Agentes y Grandes Usuarios Participantes la Base de Datos y modelos matemáticos correspondientes a los procesos de programación.
- 1.2.2.5 La información proporcionada por los Participantes y los resultados de cálculo efectuados por el AMM, para la Programación de Largo Plazo, Programación Semanal y Despacho Diario, serán confidenciales hasta la publicación de la programación correspondiente.

Artículo 2. Se modifica el numeral 1.2.3 el cual queda así:

1.2.3 Información a suministrar por los Participantes del MM

1.2.3.1 A más tardar tres meses antes del inicio de cada Año Estacional, el AMM deberá contar con la declaración de cada uno de los Participantes del MM que contenga la siguiente información relativa al Año Estacional siguiente:

(a) Generadores:

- Adiciones o retiros de unidades de generación y planes de Mantenimiento Mayor
- Modificaciones en los valores incluidos en la Base de Datos para cada una de las unidades generadoras
- Para unidades térmicas: disponibilidad y programa de abastecimiento de combustibles, metodología para cálculo de costos variables de generación, asociados al combustible, costos de operación y mantenimiento, costos de arranque y parada de las máquinas y las eficiencias correspondientes a las mismas; así como otros que sean necesarios de acuerdo a las características de la unidad y los coeficientes representativos de la variación de eficiencia en función del nivel de carga de la máquina para condiciones de operación forzada. La metodología de cálculo de costos variables de generación no podrá ser modificada durante el año y será función de parámetros que afectan los costos de producción. La metodología declarada deberá ser expresada como una fórmula y deberá incluir todas las explicaciones correspondientes, incluyendo las condiciones en las que pueden variar los parámetros distintos al costo de combustible, expresados en la fórmula de cálculo declarada en la metodología, para que el AMM pueda realizar los cálculos

- Para centrales hidroeléctricas: potencia disponible, costos de operación y mantenimiento, pronósticos de caudales entrantes y caudales mínimos por requerimientos ambientales o de usos diferentes del agua, aguas abajo. Además, las centrales con embalses de regulación anual también deberán declarar la metodología para la determinación de su energía semanal disponible y por lo menos uno de los tres parámetros siguientes: a) el volumen de agua almacenado, b) el nivel del embalse o c) el total de energía disponible en su embalse. La metodología de cálculo para determinar las energías semanales disponibles de centrales hidroeléctricas con embalse de regulación anual, se establecerá en la programación de largo plazo, no podrá ser modificada durante el año y su objetivo deberá ser la minimización del costo total de operación del sistema en su conjunto.
- Para centrales generadoras basadas en recursos renovables no hidráulicos, sus respectivos costos de operación y mantenimiento y la metodología para el cálculo del costo variable de generación. Además:
 - Para las centrales térmicas que utilicen como combustible la biomasa u otros combustibles renovables, disponibilidad mínima de combustibles y programa de abastecimiento de combustibles.
 - Para las centrales eólicas, los datos históricos de la velocidad del viento, medidas a la altura de las aspas del generador de por lo menos 5 años anteriores, los rangos de velocidad del viento con los que puede generar cada unidad de la central generadora, toda la información necesaria para la estimación de su energía y la información de las características técnicas de los equipos para compensación de potencia reactiva que utilicen.
 - Para las centrales geotérmicas, la cantidad de energía prevista y los datos históricos de la producción de vapor de sus pozos de por lo menos 5 años anteriores.
- (b) Los Distribuidores y los Participantes Consumidores no vinculados a redes de Distribución: proyecciones de demanda mensuales totales por punto de conexión al SNI y los cambios o adiciones de puntos de conexión. Las proyecciones deberán incluir:
 - Energía mensual
 - Potencia activa máxima mensual y potencia reactiva coincidente a la hora de máxima demanda del SNI; el AMM informará la hora de máxima demanda del SNI.
 - Potencia activa mínima mensual y potencia reactiva coincidente a la hora de mínima demanda del SNI; el AMM informará la hora de mínima demanda del SNI.
 - Curvas de carga típicas, para días hábiles, fin de semana y feriados a nivel mensual
 - Los Distribuidores con Contratos Existentes a los que se refiere el Artículo 40 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, deberán informar todas las estipulaciones contenidas en los mismos que deban ser tomadas en cuenta en la Programación de Largo Plazo, incluyendo la metodología para el cálculo del precio de la energía, según lo estipulado en el contrato.
- (c) Transportistas: planes de Mantenimiento Mayor, así como todos los demás mantenimientos de las instalaciones y equipos de transmisión que, de acuerdo a los estudios eléctricos realizados por el AMM, afecten la capacidad de transporte, la calidad del servicio del sistema eléctrico o representen desconexión de generación que reduzca las reservas a niveles de riesgo. También deberán informar los cambios de topología de la red y adiciones o retiros de equipos principales que pudieran modificar permanentemente la capacidad de transporte de energía o la calidad del servicio en el sistema de transmisión.

1.2.3.2 La declaración de los planes de mantenimiento mayor deben incluir como mínimo:

- a) Identificación de la(s) unidad(es) generadora(s), equipo(s) de subestación o línea(s) de transmisión involucrados
- b) En el caso de unidades de generación, cuando corresponda, la fórmula para la determinación de las horas equivalentes de operación en base a las horas de operación efectivas y los arranques y paradas que tuvo dicha unidad; si el Agente no proporciona la fórmula, el AMM calculará las horas equivalentes de operación con la información disponible
- c) Potencia afectada
- d) Causas del retiro de servicio
- e) Duración esperada de la salida de servicio
- f) Fecha estimada de comienzo
- g) Fecha más temprana y más tardía de inicio del mantenimiento.

1.2.3.3 Declaración de Demanda Interrumpible. El Gran Usuario podrá declarar su demanda como Demanda Interrumpible de largo plazo asegurando el retiro de su demanda durante periodos prolongados y al precio que quisiera, en la medida que el AMM lo habilite a proveer el Servicio Complementario de Demanda Interrumpible. Para ello, a más tardar tres meses antes del inicio del Año Estacional, el Gran Usuario deberá contar con la habilitación del AMM para proveer el Servicio Complementario de Demanda Interrumpible.

La información que debe presentar el Gran Usuario con Demanda Interrumpible es la siguiente:

- a) Su habilitación como Gran Usuario con Demanda Interrumpible;
- b) Potencia que ofrece interrumpir;
- c) Bloques de desconexión de carga de la potencia que ofrece interrumpir;
- d) Tiempo de aviso previo requerido para interrumpir su demanda, el cual no podrá ser inferior a 30 minutos, ni mayor a una (1) hora;
- e) Periodo de tiempo que dura la condición de Interrumpibilidad declarada, la cual no podrá ser inferior a un Año Estacional;
- f) Mecanismos implementados para verificar y hacer efectiva la interrupción de carga;
- g) Equipamiento para efectuar la interrupción de carga, local y remoto.

Los precios de Demanda Interrumpible ofertados para la Programación de Largo Plazo no podrán ser modificados a lo largo del Año Estacional correspondiente.

1.2.3.4 Esquemas de desconexión de carga
La desconexión de carga debida a la actuación o requerimiento de esquemas de desconexión de carga definidos en la NCC-3 será remunerada de acuerdo a lo establecido en la NCC-8.

1.2.3.5 Si el AMM no recibiera la información dentro del plazo establecido, la completará según las siguientes pautas, informando al respectivo Participante, el cual deberá aceptarla:

- (a) Datos de los contratos de concesión de centrales hidroeléctricas de capacidad anual, según definición del Anexo 1.2;
- (b) Modelos de proyección de la demanda;
- (c) Valores de la programación anterior y toda otra información válida.

Artículo 3. Se modifica el numeral 1.2.4, el cual queda así:

1.2.4 Validación de la información

1.2.4.1 El AMM revisará la información recibida con el objeto de validarla para su utilización en la Programación de Largo Plazo (PLP). El AMM revisará la información declarada por los Participantes y deberá efectuar procesos de validación de la información antes de utilizarla en la PLP.

Si el AMM detecta inconsistencias en sus procesos de validación, solicitará justificación al Participante correspondiente y/o le sugerirá las modificaciones justificadas que considere pertinentes. Si no llegan a un acuerdo, el AMM utilizará la información proporcionada por el Participante bajo su responsabilidad, pero dejará constancia de sus observaciones y discrepancias en la PLP e informará a la CNEE. En tanto la CNEE resuelve, el AMM utilizará la información proporcionada por el Participante bajo la responsabilidad de éste.

1.2.4.2 En tal sentido seguirá los siguientes pasos:

- (a) Generadores:
 - (1) Comparación de la nueva información recibida con la correspondiente a unidades generadoras similares. Si los datos difieren en una magnitud que el AMM no considerara justificada, podrá requerir información adicional y, si ésta no explicara las diferencias, informará a la CNEE.
 - (2) Para centrales hidroeléctricas de capacidad anual, según definición del Anexo 1.2, el AMM verificará la coherencia de sus restricciones de operación y despacho con la información suministrada por otros Generadores sobre la misma cuenca y con lo indicado en el contrato de concesión respectivo. Si detectara inconsistencias solicitará una justificación al Generador correspondiente y/o le sugerirá modificaciones. Si no se llegara a un acuerdo el AMM utilizará la información suministrada por el Participante, dejando constancia de sus observaciones en la Programación de Largo Plazo e informará a la CNEE.
 - (3) El AMM evaluará los datos de los aportes de caudales declarados por los Participantes, comparándolos con datos históricos de las cuencas hidroeléctricas o Regiones donde se encuentran las centrales hidroeléctricas, considerando los parámetros hidrológicos que considere pertinentes. El AMM podrá solicitar las aclaraciones o justificaciones que considere necesarias.
 - (4) Para los generadores térmicos, el AMM validará las curvas de costos variables de generación con base a la información presentada por el generador, comparando los valores reales declarados por el agente con la curva de rendimiento a cargas parciales. Estos valores no pueden ajustarse a menos que el propietario justifique el cambio mediante una auditoría técnica previamente aceptada por el AMM.

(b) Proyecciones de la demanda:

- (1) Verificación de la coherencia de la información, el AMM con base en los datos históricos de la demanda y utilizando sus propios modelos de proyección de demanda, verificará la coherencia de la información presentada por los Participantes Consumidores.
- (2) Solicitud de aclaraciones y acuerdo de eventuales modificaciones con los Distribuidores y Grandes Usuarios.
- (3) Agregación de la proyección de la demanda acordada, ajustándola según el comportamiento histórico registrado por el AMM.
- (4) Las proyecciones de Demanda Firme, Demanda Máxima Proyectada y otras proyecciones de demanda, estarán sujetas a los procedimientos establecidos en la Norma de Coordinación Comercial No. 2.
- (5) Para la validación de la Demanda Interrumpible, el AMM deberá proceder de acuerdo a lo establecido en la NCC-8, en la NCC-3, y en la habilitación de Demanda Interrumpible en donde se establezcan las condiciones aplicables a dicha demanda.

(c) Programas de Mantenimiento Mayor:

- (1) Verificación de que los planes presentados satisfagan los márgenes de reservas operativas requeridos, tomando en cuenta las proyecciones de demanda ajustada, con costo mínimo para el SNI
- (2) Solicitud de modificaciones a los planes que afecten los márgenes de reserva anteriores y/o incrementen innecesariamente los costos de operación del SNI
- (3) Realización de reuniones con todos los Participantes cuyos planes deban ser coordinados a los fines mencionados o por razones contractuales

(4) Si no se obtuviera un acuerdo, el AMM elaborará el programa de Mantenimiento Mayor que satisfaga las restricciones mencionadas, el cual deberá ser respetado por todos los Participantes.

Artículo 4. Se modifica el numeral 1.2.5.1, el cual queda así:

1.2.5.1 El AMM realizará estudios del SNI, considerando los criterios de calidad y niveles mínimos de servicio, definidos en las Normas de Coordinación Operativa y los criterios de desempeño mínimo, con el objeto de determinar inconvenientes o restricciones en el transporte de energía, prever los problemas que puedan afectar la calidad del servicio o la seguridad del sistema y desarrollar propuestas sobre las medidas para evitarlos o minimizarlos, verificando que los resultados del despacho económico cumplen con los mismos y no ocasionen una operación insegura de la red. Ellos comprenderán:

- (a) Estudios de flujo de cargas para escenarios de demanda, mínima, media y máxima en época seca y época lluviosa y establecer los límites de potencias activa y reactiva en las líneas de transmisión y la eventual necesidad de desconexión automática de cargas o generación;
- (b) El AMM hará estudios de estabilidad transitoria, estabilidad de voltaje, corto circuito y análisis de contingencias N-1;
- (c) Estudios de cortocircuito para verificar las topologías más adecuadas de líneas y subestaciones.

Si como resultado de los estudios se identificara restricciones en el SNI y/o incumplimiento de los valores de tensión o restricciones de transmisión, el AMM evaluará la necesidad de compensación de potencia reactiva y de ampliación de la red de transmisión, que deberá incluir en la Programación de Largo Plazo. El AMM indicará la eventual necesidad de implementación de esquemas suplementarios de control, incluida la desconexión automática de cargas y generación.

Artículo 5. Se modifica el numeral 1.2.6.1, el cual queda así:

1.2.6.1 A más tardar dos meses antes del inicio de cada Año Estacional, el AMM presentará a los Participantes del MM una programación provisoria de la operación esperada para el siguiente Año Estacional, el calendario de Mantenimientos Mayores y los márgenes de reserva previstos.

Artículo 6. Se modifica el numeral 1.2.6.3, el cual queda así:

1.2.6.3 Los Participantes podrán formular al AMM sus observaciones dentro de los veinte (20) días calendario siguientes a la recepción de la Programación Provisoria. El AMM analizará las observaciones y de ser necesario, ajustará sus estudios.

Artículo 7. Se modifica el numeral 1.2.7, el cual queda así:

1.2.7 Programación definitiva

A más tardar un mes antes del inicio de cada Año Estacional, el AMM enviará a los Participantes del MM la programación definitiva para el Año Estacional siguiente, la cual incluirá el calendario de Mantenimientos Mayores que aquéllos deberán respetar.

Artículo 8. Se modifica el numeral 1.2.8, el cual queda así:

1.2.8 Reprogramación anual estacional.

1.2.8.1 Los Participantes del MM deberán presentar, a más tardar el último día hábil del tercer mes del Año Estacional, toda modificación que se hubiera producido hasta esa fecha en la información suministrada oportunamente o en el programa de Mantenimiento Mayor.

1.2.8.2 A más tardar el último día hábil del cuarto mes del Año Estacional, siguiendo el procedimiento indicado para la programación original, el AMM emitirá una revisión provisoria de ésta, basada en la información actualizada disponible.

1.2.8.3 Los Participantes podrán formular sus comentarios dentro de los veinte (20) días calendario siguientes a la recepción de dicha revisión provisoria.

1.2.8.4 A más tardar el último día hábil del quinto mes del Año Estacional, el AMM emitirá la revisión definitiva de la programación de largo plazo, válida para los últimos seis (6) meses del Año Estacional.

Artículo 9. Se modifica el numeral 1.3.1.1, el cual queda así:

1.3.1.1 Semanalmente el AMM programará la operación óptima del parque hidrotérmico para la semana siguiente (de domingo a sábado), estimando la generación de cada unidad de manera de minimizar el costo total de operación más el costo de desconexión de la red.

Artículo 10. Se modifican los literales (f) e (i) del numeral 1.3.1.2, los cuales quedan así:

- (f) Asignación de energía a generar durante las pruebas de unidades;
- (i) Asignación de compra mínima de energía obligada de los contratos existentes para dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 40 del reglamento del AMM.

Artículo 11. Se modifican los literales (d), (g) e (i) del numeral 1.3.1.3, los cuales quedan así:

- (d) Generación forzada debido a la prueba de unidades;
- (g) Costos variables de generación de unidades generadoras térmicas de acuerdo a la metodología de cálculo suministrada con la programación anual, valor de agua de las centrales hidroeléctricas de acuerdo a los resultados del modelo de optimización utilizado por el AMM y el costo variable de generación de las importaciones firmes calculado de acuerdo a la metodología declarada.
- (i) Programa de Mantenimiento Mayor y de Emergencia de unidades generadoras y de equipos del sistema de transporte, especificando fechas asignadas de inicio y finalización.

Artículo 12. Se modifican los numerales 1.3.2.1 y 1.3.2.2, los cuales quedan así:

1.3.2.1 El despacho de unidades generadoras en la programación semanal estará basado en los siguientes criterios:

- (a) Costo variable de generación de unidades generadoras o precio de energía de los contratos a los que se refiere el artículo 40 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista;
- (b) Valor del agua de centrales hidroeléctricas con embalse de regulación anual, correspondiente a la energía semanal disponible declarada, conforme a la metodología declarada en la Programación de Largo Plazo.

1.3.2.2 El AMM programará la operación de todas las unidades generadoras de manera que satisfaga la carga prevista a costo mínimo, tomando en cuenta los Costos Variables de Generación y las condiciones derivadas de la aplicación del artículo 40 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

Artículo 13. Se modifican los literales (a) y (c) del numeral 1.3.2.3 y se le agrega el literal (e), los cuales quedan así:

1.3.2.3 Para la programación se utilizarán los siguientes modelos:

- (a) Modelos de demanda para cada hora de días hábiles, de fines de semana típicos y feriados;
- (c) Modelos de flujos de cargas de corriente alterna (A.C.) para los estudios complementarios y para identificar eventuales restricciones de transmisión que pudieran obligar a efectuar despachos forzados;
- (e) Modelo de optimización hidrotérmica con capacidad para cálculo de valor del agua de las centrales hidroeléctricas con embalse de regulación anual, consideración de los costos de la máquina falla, demanda interrumpible y de compra mínima de energía obligada de los contratos existentes.

Artículo 14. Se modifica el numeral 1.3.3, el cual queda así:

1.3.3 Información a suministrar por los Participantes del MM

Antes de la hora 14:00 del día miércoles el AMM deberá contar con la siguiente información de cada uno de los Participantes del MM relativa a la semana siguiente.

- (a) Generadores en general: disponibilidad de potencia.
- (b) Generadores térmicos: Disponibilidad de combustible y los datos necesarios para que el AMM calcule el costo variable de generación según la metodología declarada en la Programación de Largo Plazo.
- (c) Generadores hidráulicos: los aportes de agua semanales previstos para las siguientes 4 semanas. Generadores con embalse de regulación anual. El volumen de agua o en su defecto, el nivel del embalse estimado para el inicio de la semana y la energía total disponible en el embalse. Usos distintos al agua de sus embalses, restricciones operativas y ambientales de sus embalses. El Generador debe informar las energías semanales previstas resultado de su propia optimización, según la metodología declarada en la Programación de Largo Plazo, teniendo en cuenta sus pronósticos de aportes y requerimientos aguas abajo. De no contar con la información correspondiente dentro de los plazos indicados, el AMM debe utilizar las características del tipo de año hidrológico previsto si existieran pronósticos, o en su defecto, las energías semanales correspondientes a la media histórica. Adicionalmente en la primera semana del mes de noviembre de cada año, en el plazo estipulado para la Programación Semanal, los Generadores con embalse de regulación anual deberán enviar al Administrador del Mercado Mayorista y a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica las proyecciones mensuales de los aportes y la generación mensual prevista, correspondiente al período de noviembre del año corriente a junio de año siguiente.
- (d) Centrales térmicas que utilicen como combustible la biomasa u otros combustibles renovables, disponibilidad mínima semanal de combustibles.
- (e) Centrales eólicas, los datos semanales de la velocidad del viento, medidas a la altura de las aspas del generador, toda la información necesaria para la estimación de su energía semanal y la compensación de potencia reactiva semanal disponible.
- (f) Centrales geotérmicas, la cantidad de energía prevista y los datos semanales de la producción de vapor de sus pozos.
- (g) Transportistas: principales cambios en la topología de la red y adiciones o retiros de equipos principales que pudieran modificar la capacidad de transporte de energía o la calidad del servicio en el sistema de transmisión.
- (h) Modificaciones al programa de Mantenimiento Mayor, incluyendo eventuales mantenimientos de emergencia.
- (i) Los importadores semanalmente indicarán en su declaración, la cantidad de energía y potencia ofrecidas y la metodología para el cálculo del costo variable correspondiente.
- (j) Los Distribuidores con contratos existentes, deberán declarar las condiciones de compra mínima de energía obligada y los datos necesarios para calcular el precio de la energía según las cláusulas de dichos contratos, aplicables a la Programación Semanal.

El AMM revisará la información declarada por los Participantes y deberá efectuar procesos de validación de la información antes de utilizarla en la Programación Semanal.

Si el AMM detecta inconsistencias en sus procesos de validación, solicitará justificación al Participante correspondiente y/o le superará las modificaciones justificadas que considere pertinentes. Si no llegan a un acuerdo, el AMM utilizará la información proporcionada por el Participante bajo su responsabilidad, pero dejará constancia de sus observaciones y discrepancias en la Programación Semanal. En este caso o si el Participante no presenta la información indicada en los literales anteriores en el plazo establecido, el AMM informará a la CNEE.

Artículo 15. Se modifica el numeral 1.3.4.1 en el literal (g) y se le agregan los literales (h) e (i) y un párrafo al final, los cuales quedan así:

- (g) Valor del agua para las centrales hidroeléctricas con embalse de regulación anual. Para el resto de centrales generadoras hidroeléctricas, el costo variable será igual a sus respectivos costos de operación y mantenimiento.

- (b) Costo variable de generación para cada unidad generadora térmica y de las centrales generadoras basadas en recursos renovables no hidráulicos.
- (f) Costo variable de generación de las importaciones.

Para el cálculo del valor del agua, el AMM utilizará el mismo modelo de optimización utilizado para la Programación Semanal.

Artículo 16. Se modifica el numeral 1.3.4.2, el cual queda así:

1.3.4.2 Si el AMM detectara problemas que afecten la seguridad del sistema, informará a los Participantes del MM y buscará acordar ajustes a los mantenimientos programados para cumplir con los requerimientos de márgenes para regulación de frecuencia y reserva.

Artículo 17. Se modifica el numeral 1.4.1.1, el cual queda así:

1.4.1.1 Diariamente el AMM elaborará el programa de despacho para el día siguiente, que indicará la potencia de cada unidad para cada intervalo horario. El nivel de generación satisfará la demanda esperada del SNI al mínimo costo total de operación, tomando en cuenta todas las restricciones de la red y condiciones tales como eventos especiales o fallas.

Artículo 18. Se modifica el numeral 1.4.1.2, el cual queda así:

1.4.1.2 El programa de despacho diario incluirá:

- (a) Potencia activa a generar por cada unidad térmica en cada periodo horario, incluyendo horarios de arranque y parada, considerando el correspondiente margen de Reserva Rodante Regulante;
- (b) Potencia activa a generar por cada central hidráulica en cada periodo horario, considerando el correspondiente margen de Reserva Rodante Regulante;
- (c) Potencia activa a generar por cada unidad que utilice fuente renovable, considerando el correspondiente margen de Reserva Rodante Regulante;
- (d) Unidades que constituirán la Reserva Rodante Operativa y los márgenes de reserva asignados a cada una de ellas;
- (e) Horarios de energización y desenergización de líneas de transmisión;
- (f) Identificación de unidades comprometidas como Reserva Rápida;
- (g) Programa de mantenimiento de equipos de transmisión para el día;
- (h) Identificación de unidades que suministrarán los requisitos mínimos de potencia reactiva para soporte de tensión;
- (i) Programa de desconexión de cargas (si se previera demanda insatisfecha).

Artículo 19. Se modifica el numeral 1.4.2, el cual queda así:

1.4.2 Criterios

Para el despacho diario se usarán los siguientes criterios:

- (a) Minimización del costo total de operación, considerando el costo de falla, el costo variable de generación de cada unidad generadora en el SNI, compra mínima de energía obligada de los Contratos Existentes y el costo de los servicios complementarios, lo que se deberá realizar utilizando técnicas de optimización;
- (b) Consideración de pérdidas y restricciones en el sistema de transmisión;
- (c) Asignación de la generación hidráulica total calculada en la programación semanal a periodos horarios, tomando en cuenta eventuales modificaciones importantes en los aportes de agua.
- (d) Mantener los requerimientos operativos de calidad y de confiabilidad de acuerdo a los criterios de calidad y niveles mínimos de servicio, definidos en las Normas de Coordinación Operativa y los criterios de desempeño mínimo.
- (e) Consideración de los criterios de desempeño mínimo de las unidades generadoras.

Artículo 20. Se modifica el numeral 1.4.3, el cual queda así:

1.4.3 Información a suministrar por los Participantes del MM

Antes de las 12:00 horas de cada día, los Participantes del MM deberán declarar al AMM la información indicada a continuación, relativa al día siguiente:

- (a) Generadores: cualquier modificación en la información con la cual se haya elaborado la programación semanal o en las características operativas registradas;
- (b) Generadores hidráulicos: aportes de agua a sus embalses y pronósticos para el día siguiente;
- (c) Interconexiones internacionales: ofertas de inyección y retiro tanto en el Mercado de Oportunidad como en el Mercado de Contratos Regionales del Mercado Eléctrico Regional (MER), según la metodología establecida en el Reglamento Transitorio del MER o el Reglamento del MER; también deberán declararse las ofertas de inyección y retiro correspondientes a otras interconexiones internacionales.
- (d) Distribuidores, Grandes Usuarios Participantes y Comercializadores de Demanda: programas horarios de reducción de demanda superiores a 5 MW.
- (e) Transportistas: eventuales restricciones que afecten la capacidad de transporte de energía o la seguridad operativa de la red o modificaciones a los planes de mantenimiento programados.

Artículo 21. Se modifica el numeral 1.4.4.1, el cual queda así:

1.4.4.1 Si fuera necesario el AMM efectuará estudios de flujo de cargas, cortocircuito y estabilidad a fin de verificar que los resultados del despacho económico no ocasionen una operación insegura de la red, considerando los criterios de calidad y niveles mínimos de servicio, definidos en las Normas de Coordinación Operativa y los criterios de desempeño mínimo.

Artículo 22. Se modifica el numeral 1.4.4.3, el cual queda así:

1.4.4.3 Si, agotados todos los recursos posibles, no fuera posible mantener la tensión dentro del rango de valores definidos en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución en uno o más nodos, el AMM adecuará el programa de generación y el uso de equipos de compensación de potencia reactiva de manera de obtener los valores de tensión, aceptables y seguros en condiciones de emergencia.

Artículo 23. Se modifica el numeral 1.4.4.4, el cual queda así:

1.4.4.4 Si el AMM prevé que no se pueden mantener los valores de tensión, aceptables y seguros en condiciones de emergencia, como último recurso, el AMM procederá a la desconexión de carga para evitar el colapso de voltaje.

Artículo 24. Se modifica el numeral 1.5.1, el cual queda así:

1.5.1 Operación en tiempo real

Durante la operación en tiempo real el AMM seguirá el despacho diario, usando las unidades bajo control automático de generación para llevar la Regulación de Frecuencia. Cuando tales unidades se aproximen a los límites de control, el AMM ordenará a Generadores Individuales el incremento o decremento de los valores programados para mejorar el seguimiento de la carga.

Artículo 25. Se modifica el numeral 1.5.2.1, el cual queda así:

1.5.2.1 El AMM podrá modificar el despacho y efectuar un redespacho para mantener la seguridad de la operación del SNI toda vez que se produzcan contingencias severas en el SNI o diferencias significativas entre las previsiones y las condiciones reales. En caso de contingencias, el AMM hará un Redespacho, después de haber resuelto la contingencia y llevado el SNI a sus condiciones operativas seguras.

Artículo 26. Se modifica el literal (b) del numeral 1.5.2.2, el cual queda así:

- (b) Reasignación y/o agregado de unidades a operar bajo control automático de generación si fuera necesario mantener la banda mínima de control;

Artículo 27. Se elimina el literal (e) del numeral 1.5.2.2.

Artículo 28. Se agregan los literales (e) y (f) al numeral 1.5.3, los cuales quedan así:

- (e) aumento en la generación disponible de unidades con costo variable de generación menor al Precio de Oportunidad previsto.
- (f) modificación de los programas de intercambio en las interconexiones internacionales.

Artículo 29. Se modifica el literal (d) del numeral 1.6.2, el cual queda así:

- (d) Costos Variables de Generación de las unidades térmicas o valor del agua de las centrales hidroeléctricas, que resulten de los cálculos efectuados por el AMM con la información proporcionada por los Participantes.

Artículo 30. Se modifica el numeral 1.6.3, el cual queda así:

1.6.3 Salidas de servicio no programadas de unidades de generación

1.6.3.1 Cuando un Generador requiera sacar de servicio o reducir la potencia de una unidad por problemas técnicos que no correspondan a una situación de emergencia deberá informarlo con anticipación al AMM para que dicha situación sea tomada en cuenta en el despacho o en el redespacho.

1.6.3.2 El AMM evaluará las consecuencias de esa operación en la seguridad del SNI, la calidad de servicio y el despacho económico, pudiendo solicitar al generador una modificación en la hora prevista para salir de servicio. El generador evaluará los potenciales riesgos de daños a la unidad generadora y responderá en consecuencia al AMM aceptando o rechazando la solicitud del AMM.

Artículo 31. Se modifica el numeral 1.6.4.5, el cual queda así:

1.6.4.5 Las órdenes de despacho podrán incluir además operaciones tales como:

- (a) Aumento o disminución de la potencia a generar;
- (b) Conexión o desconexión de control automático de generación;
- (c) Soporte de la tensión del SNI mediante la generación o consumo de potencia reactiva;
- (d) Arranque y parada de unidades generadoras;
- (e) Conexión o desconexión de líneas de transmisión, transformadores y equipos de compensación de potencia reactiva;
- (f) Bloqueo o desbloqueo del regulador de la unidad.

Artículo 32. Se modifica el numeral 1.6.4.6, el cual queda así:

1.6.4.6 Al emitir una orden de despacho, el AMM deberá considerar los tiempos de arranque y parada y, las rampas de toma y reducción de carga de las unidades. Los Generadores deberán cumplir los requerimientos operativos emitidos por el CDC dentro de los siguientes rangos:

- (a) Sincronización o desconexión dentro de \pm cinco (5) minutos del horario requerido;
- (b) Obtención del nivel de potencia requerido dentro de \pm dos (2) minutos del horario requerido;

Artículo 33. Se modifica el numeral 1.7.1, el cual queda así:

1.7.1 Informe diario

Diariamente a las 15:00 horas el AMM emitirá a todos los Participantes del MM un informe con los resultados de la operación del día anterior. En él incluirá:

- (a) Cálculo horario del Precio de Oportunidad de la energía;
- (b) Cálculo del costo de los Servicios Complementarios y asignación a cada uno de los Participantes del MM;
- (c) Identificación de la generación forzada, calculando los correspondientes sobrecostos, asignándolos a cada uno de los Participantes del MM;
- (d) Explicación de cualquier falla de corta o larga duración que haya impedido alcanzar los criterios de seguridad y confiabilidad del SN;
- (e) Carga desconectada por racionamientos;
- (f) Explicación de las causas de discrepancia entre la operación programada y la real;
- (g) Resumen de operaciones relevantes del SN;
- (h) Listado de indisponibilidades de unidades generadoras y las variables para el cálculo del Coeficiente de Disponibilidad

Artículo 34. Se modifica el numeral 1.7.2, el cual queda así:

1.7.2 Informes mensual y anual

El informe de la operación diaria será consolidado por el AMM en informes de resultados mensuales y anuales.

Artículo 35. Se modifica el numeral A1.1.1.2, el cual queda así:

A1.1.1.2 El despachador del CDC deberá requerir al receptor la repetición de la orden para asegurar su correcta interpretación y registrarla en la bitácora de operación.

Artículo 36. Se modifica el numeral A1.2.2.1, el cual queda así:

A1.2.2.1 Generalidades

Las centrales hidráulicas con embalse se clasifican según su capacidad de regulación, la capacidad de regulación se refiere a la capacidad del embalse para guardar agua suficiente para generar a plena carga y poder transferirla entre subperiodos comprendidos en el periodo de regulación. Los parámetros anteriores permiten clasificar las centrales hidráulicas en los siguientes tipos:

- centrales de capacidad anual,
- centrales de capacidad mensual,
- centrales de capacidad semanal,
- centrales de capacidad diaria
- centrales de filo de agua.

Artículo 37. Se modifica el numeral A1.2.2.5.1, el cual queda así:

A1.2.2.5.1 Son las centrales que, a pesar de tener una capacidad de embalse limitada, tienen posibilidades de realizar por lo menos regulación diaria, o sea transferir agua dentro de un día entre distintas horas. Como consecuencia, su operación puede afectar la evolución de los precios horarios del MM.

Artículo 38. Se modifica el numeral A1.2.3.1.3, el cual queda así:

A1.2.3.1.3 Toda vez que se incorpore una nueva central hidroeléctrica de embalse el AMM lo incluirá en el modelado con un nivel de detalle acorde a su oferta de energía y potencia. Asimismo, de acordarse cambios en el contrato de concesión de una central en lo que se refiere a normas de manejo de aguas, realizará las modificaciones que correspondan.

Artículo 39. Se modifica el numeral A1.2.3.1.5, el cual queda así:

A1.2.3.1.5 Cualquier Generador con central hidráulica podrá requerir modificaciones al AMM si verificara que el resultado del modelo no cumpliera alguna de sus restricciones u otras condiciones de operación reales. Para ello deberá enviar al AMM el cambio requerido, el motivo que lo justifique y el o los casos en que se hubiera verificado el error de modelado. El AMM podrá reunirse con el Generador para acordar la necesidad y modo de modificar el modelado. De no llegar a un acuerdo, el AMM mantendrá el modelado vigente, salvo que exista por lo menos un caso real para el cual el Generador demuestre que el resultado del modelo haya vulnerado alguna de las condiciones u otras restricciones vigentes.

Artículo 40. Se modifica el numeral A1.2.3.2.1, el cual queda así:

A1.2.3.2.1 Para las centrales de embalse que no correspondan a capacidad anual, el Generador correspondiente deberá informar sus pronósticos de aportes y los requerimientos aguas abajo. De no contar con esta información dentro de los plazos requeridos, el AMM utilizará las características del tipo de año hidrológico previsto (si existieran pronósticos).

Artículo 41. Se modifica el numeral A1.2.3.2.2, el cual queda así:

A1.2.3.2.2 El AMM modelará estas centrales como una oferta de energía a generar en cada semana. El despacho semanal de esta energía tendrá en cuenta las posibilidades de cubrimiento de la demanda del periodo de máxima demanda y los requerimientos de caudal mínimo aguas abajo, de acuerdo con las restricciones de operación establecidas.

Artículo 42. Se modifica el numeral A1.2.3.3, el cual queda así:

A1.2.3.3 Centrales de filo de agua

Las centrales sin embalse de regulación pero con una oferta de energía y potencia significativa para el MM se modelarán como centrales de filo de agua incluyendo la serie histórica de los ríos para reflejar el efecto en el MM de la aleatoriedad de su aporte. De no suministrar esta información, el AMM procederá de manera análoga a la indicada para centrales de capacidad mensual y semanal.

Artículo 43. Se modifica el numeral A1.2.4.3.5, el cual queda así:

A1.2.4.3.5 El modelo de simulación determinará la programación de la operación para cada semana del periodo mediante un despacho hidrotérmico, haciendo cumplir la oferta hidroeléctrica, con sus valores del agua y sus posibilidades de cubrimiento de la demanda del periodo de máxima demanda, con la oferta térmica, con sus costos variables de generación y las características técnicas de las máquinas y con las máquinas de falla. En tanto la CNEE no defina las máquinas de falla, se considerará que el Costo Variable de Generación representativo de tales máquinas será equivalente al doble del Costo Variable de Generación de la máquina más cara en la programación de largo plazo del año estacional inmediato anterior.

Artículo 44. Se modifica el numeral A1.2.4.3.6, el cual queda así:

A1.2.4.3.6 Si el AMM hubiera definido embalses equivalentes a optimizar, una vez realizado el despacho conjunto del MM hará el despacho dentro de la cuenca de la energía semanal asignada al embalse equivalente, teniendo en cuenta la participación de la capacidad de cada embalse, los aportes previstos en él, los compromisos hidráulicos de cada uno y las interrelaciones hidráulicas entre ellos.

Artículo 45. Se modifica el numeral A1.2.5, el cual queda así:

A1.2.5 Programación semanal

En la Programación Semanal se hará competir las distintas ofertas hidráulicas con la oferta térmica y la oferta de generación con recursos renovables no hidráulicos, según los costos variables de generación correspondientes. La programación semanal determinará así el paquete de energía a generar en cada central hidráulica.

Las restricciones hidráulicas podrán forzar desviaciones al despacho hidrotérmico óptimo.

En situaciones extraordinarias en el MM, el AMM podrá solicitar la modificación transitoria del despacho de alguna central hidráulica, cuando se presente una desviación significativa del óptimo. En este caso, el AMM deberá realizar el pedido de modificación al Generador antes de las 10.00 horas del día viernes de la semana anterior. El Generador podrá no aceptar el pedido de modificación, con la correspondiente justificación. De ser aceptado el pedido, el AMM incluirá la modificación en la Programación Semanal.

En caso de haberse definido embalses equivalentes a optimizar, una vez realizado el despacho conjunto del MM, se modelará el despacho de la energía semanal y diaria asignada al equivalente dentro de la cuenca, teniendo en cuenta la participación de la capacidad de cada embalse y sus aportes previstos dentro del equivalente, los compromisos aguas abajo de cada uno, y las interrelaciones hidráulicas entre ellos. Si las centrales dentro de un equivalente pertenecen todas al mismo Generador, el AMM podrá no realizar el despacho particular de cada una de ellas sino suministrar como resultado de la programación semanal el despacho del conjunto equivalente. En este caso, el Generador podrá por su cuenta definir la operación más conveniente para determinar el reparto entre sus centrales de la energía semanal y diaria.

Como resultado del despacho semanal realizado, el AMM obtendrá para cada central hidráulica paquetes de energía representativos a ubicar dentro de cada tipo de día de la semana y el total resultante para la semana. En caso de exceso de oferta en el MM, el despacho podrá resultar menor que el caudal mínimo requerido erogar por las centrales hidráulicas, debiendo el Generador erogar el sobrante por vertedero.

Para ajuste de los resultados y de acuerdo a la situación vigente en el MM, el AMM podrá realizar modificaciones a estos paquetes de energía despachados para las centrales con capacidad anual y mensual pero no en más de un 5% respecto de la energía semanal despachada. En casos extremos y condiciones especiales en el MM, el AMM podrá solicitar a un Generador hidráulico un paquete de energía semanal distinto en más del 5% al resultante del despacho, con la correspondiente justificación. Sólo si el Generador accede a dicho pedido, el AMM podrá modificar en más del 5% su despacho semanal pero deberá informar este cambio a todos los Generadores del MM junto con los resultados de la programación semanal.

Durante el transcurso de la semana, de presentarse cambios significativos en las hipótesis de cálculo, el AMM deberá modificar el despacho del resto de la semana y ajustar la programación semanal.

Será responsabilidad de los Concesionarios de centrales hidráulicas verificar, con base en la programación semanal, que los caudales previstos que resultarán aguas abajo de sus embalses o de sus diques Compensadores según correspondiera, se encuentren dentro del caudal mínimo requerido y el caudal máximo admisible y que se cumplan todos sus requerimientos aguas abajo. En caso de verificar que el cumplimiento del despacho semanal significaría vulnerar alguno de sus compromisos aguas abajo, deberá notificar al AMM dentro de las dos horas de recibida la programación semanal y solicitar su reprogramación, justificándolo debidamente. En caso de que el caudal medio semanal a turbinar resulte inferior al caudal mínimo requerido aguas abajo, deberá hacer notar al AMM que el programa solicitado le obligará a erogar el faltante por vertedero.

Artículo 46. Se modifica el numeral A1.2.6, el cual queda así:

A1.2.6 Despacho diario

La programación semanal determina los paquetes de energía a utilizar de cada central hidráulica con embalse de regulación anual, en función de la política de operación óptima definida para el correspondiente embalse, o sea de la valorización del agua embalsada, dentro de las restricciones vigentes en la semana. El valor del agua define así la operación óptima del embalse, pero no corresponde al precio que

se pagará al Generador por la energía producida con dicha agua ya que su generación será remunerada al precio De Oportunidad en su nodo.

El despacho diario tiene como objetivo ubicar estos paquetes diarios de energía hidráulica en forma óptima dentro de las horas del día, de forma tal de minimizar el costo de operación del MM. En consecuencia, la energía hidráulica se intentará ubicar en las horas de mayor demanda, reemplazando las máquinas más caras o inclusive la máquina de falla. Las restricciones hidráulicas y requerimientos aguas abajo así como la capacidad del sistema de transporte y restricciones operativas podrán producir desviaciones respecto de este óptimo.

Las centrales de pasada que no estén ubicadas aguas abajo de otra central, deberán informar al AMM su pronóstico de aportes o de energía disponible para el día siguiente y una estimación para el día subsiguiente, así como sus restricciones operativas e hidráulicas aguas abajo que limitan su despacho. Estas centrales serán despachadas por el AMM considerando las restricciones informadas por el Generador. De no suministrar esta información, serán despachadas utilizando la mejor información disponible, siendo esta inobjetable por el Participante.

Las centrales de pasada ubicadas aguas abajo de otra central, deberán informar al AMM su pronóstico de aportes o pérdidas de caudal esperados en el cauce comprendido entre el desfogeo de la central aguas arriba y el punto de toma de la central, tanto para el día siguiente como para el día subsiguiente. También deberán informar sus restricciones operativas e hidráulicas aguas abajo que limitan su despacho. Estas centrales serán despachadas de acuerdo a la optimización del conjunto de centrales ubicadas aguas arriba y aguas abajo y a las restricciones informadas por el Generador. De no suministrar esta información, serán despachadas utilizando la mejor información disponible, siendo esta inobjetable por el Participante.

De considerarlo justificado en vista de las condiciones existentes en el MM, el AMM podrá, en las centrales de capacidad mensual y anual, colocar una oferta de energía diaria distinta a la que resulte del despacho semanal, siempre que difiera en menos del 10% con la programada. En condiciones extraordinarias, el AMM podrá solicitar a un Generador hidráulico una modificación de su oferta despachada superior al 10%, con la correspondiente justificación, pero sólo podrá realizarla si el Generador accede al pedido. De ser así, el AMM deberá informar con los resultados del despacho diario las centrales hidráulicas cuya energía despachada difiera en más del 10% del óptimo establecido en el despacho semanal vigente. En todos los casos que se programe una energía diaria o resulte una energía generada diaria distinta de la resultante del despacho semanal, el AMM deberá intentar compensar esta desviación en lo que resta de la semana de forma tal de terminar la semana con una desviación no mayor que el 5% entre la generación realizada y la prevista en la programación y modificaciones al despacho de la semana.

Es responsabilidad del Generador informar cualquier cambio en sus normas de operación y/o compromisos aguas abajo previstos para el día a despachar. Salvo que el Generador informe alguna modificación, el AMM debe considerar que se mantienen vigentes las restricciones hidráulicas al despacho consideradas para la programación semanal.

En el modelo de despacho diario el AMM deberá incluir las restricciones al despacho horario posible de las centrales hidráulicas debido a sus obligaciones aguas abajo, de una manera similar que en el despacho semanal, representando principalmente:

- sus posibilidades de cubrimiento de la demanda del período de máxima demanda;
- la necesidad de mantener generación por requerimientos de un caudal mínimo aguas abajo;
- duración máxima permitida a una salida de operación programada sin llegar a condición de vertimiento;
- restricciones a la potencia máxima despachable por restricciones al caudal máximo aguas abajo;
- variación máxima horaria admisible por requerimientos de regulación del caudal.

En situaciones extraordinarias en el MM, de considerar el AMM justificado modificar transitoriamente para el día siguiente restricciones de caudal que afectan el despacho de alguna central hidráulica, deberá solicitar el pedido al Generador antes de las 10:00 horas del día anterior. El Generador podrá rechazar el pedido, con la correspondiente justificación.

Se considerarán centrales hidráulicas a empuntar a aquellas en que las restricciones aguas abajo no representen limitaciones significativas al despacho horario, o sea con libertad para producir oscilaciones aguas abajo y seguir la forma de la curva de demanda.

El despacho de la energía hidráulica se realizará ubicando en primer lugar la energía de base (potencia forzada por requerimientos de caudal mínimo, etc.). El despacho de la energía hidráulica restante se ubicará sobre la demanda restante.

La energía hidráulica restante se ubicará en la curva de demanda restante con el objetivo de minimizar el costo de operación total del MM, o sea buscando reemplazar la potencia térmica más cara y/o reducir el nivel de potencia no suministrada en caso de déficit. Las centrales hidráulicas a empuntar competir por el cubrimiento del pico de demanda. Esta situación queda resuelta por el orden en que se despacharán.

En primer lugar, se considerará el sistema de transporte. Dada la red de Transmisión, las centrales hidráulicas quedan agrupadas en Regiones Hidráulicas. Se entiende como tal a un conjunto de nodos a los que se vinculan centrales hidráulicas que utilizan las mismas líneas de transmisión para vincularse con el Mercado. Cada una de estas regiones quedará calificada de acuerdo a las pérdidas que representa el transporte de su energía hasta el Mercado, o sea su factor de nodo. El orden en que se irán despachando las Regiones Hidráulicas que cuente con centrales hidráulicas a empuntar estará dado por factor de nodo decreciente, o sea comenzando con la de mayor factor de nodo hasta llegar por último a la de menor factor de nodo.

De este modo, se definirá el orden en que se irán despachando las Regiones Hidráulicas. La oferta de cada región se modelará como la suma de la oferta hidráulica restante (de energía y de potencia) de las centrales hidráulicas a empuntar incluidas en la misma. La oferta se ubicará sobre la curva de demanda teniendo en

cuenta las restricciones de transporte en su vinculación con el Mercado y sus restricciones operativas e hidráulicas. Este despacho de los paquetes hidroeléctricos de las regiones hidráulicas definirá el pre-despacho hidráulico.

Dentro de cada Región Hidráulica, las centrales hidráulicas a empuntar se ordenarán en orden creciente de acuerdo a la relación que represente su factor de carga (FC), o sea la relación entre su energía para su uso en el bloque de punta y su potencia de punta restante ofertada. Se entiende por potencia máxima generable en punta de una central hidráulica a empuntar a la potencia disponible de la central salvo que existan restricciones aguas abajo a su variación máxima horaria que no le permitan alcanzar dicha potencia, en cuyo caso está dado por la potencia máxima que pueda alcanzar en la hora de punta teniendo en cuenta su restricción de variación horaria.

$$FC_k = EPICK / (PPICK * 24)$$

donde:

- FC_k = factor de carga de la central hidráulica "k";
- $EPICK$ = energía de uso en la punta a despachar en la central hidráulica "k";
- $PPICK$ = potencia disponible para empuntar en la central hidráulica "k", o sea a la potencia máxima generable en punta menos la potencia base despachada por requerimientos aguas abajo.

De este modo quedará definido un orden en que se irán despachando las centrales hidráulicas a empuntar dentro del despacho de la Región, resultado del pre-despacho hidráulico. El modelo intentará ubicar la energía de la central a despachar en el pico despachado para la región, reduciendo en consecuencia el pico restante para las centrales hidráulicas que faltan despachar.

Para cada central hidráulica a empuntar se despachará su energía hidráulica restante en la demanda restante, o sea la demanda a despachar en la Región descontada la demanda cubierta por las centrales hidráulicas ya despachadas en vista del orden definido, partiendo del pico y hacia las demandas menores, teniendo en cuenta sus restricciones operativas por requerimientos aguas abajo y restricciones físicas definidas por las características de sus máquinas. La central resultará, en consecuencia, más o menos empuntada de acuerdo a su energía y potencia disponible, los requerimientos aguas abajo que limitan sus posibilidades de cubrimiento de la demanda del período de máxima demanda y al orden en que resulte para ser despachada.

Luego de despachar las centrales hidráulicas a empuntar se despachará la energía hidráulica restante de las centrales hidráulicas que no se consideran de uso en la punta.

De este modo se obtendrá el despacho hidráulico de la Región, que podrá diferir parcialmente del pre-despacho en vista de tenerse en cuenta las restricciones particulares de cada central.

Si el AMM ha definido embalses equivalentes a optimizar, una vez realizado el despacho hidráulico, se modelará el despacho horario dentro de la cuenca de la energía diaria asignada al embalse equivalente, teniendo en cuenta la participación de la capacidad de cada embalse y sus aportes previstos dentro del equivalente, los compromisos aguas abajo de cada uno, y las interrelaciones hidráulicas entre ellos.

En consecuencia, el programa de cargas de un Generador hidráulico es el resultante de las distintas etapas del despacho hidrotérmico del MM que definen:

- el valor del agua embalsada, será el calculado por el AMM;
- paquetes de energía, para cada tipo de día y total semanal, obtenidos con el programa de despacho hidrotérmico semanal en función del valor del agua disponible;
- programas de carga horarios de acuerdo al despacho óptimo diario y sus modificaciones en tiempo real, ubicando la energía hidráulica despachada a lo largo de las horas del día de forma tal de minimizar el costo total de operación del MM, considerando las características físicas de las centrales generadoras declaradas por el Participante Productor correspondiente, las limitaciones físicas de la red de transporte y otras restricciones necesarias para el despacho económico, según lo establecido en la NCO-4.

El Generador hidráulico resulta despachado con la cantidad de energía determinada por el programa de optimización utilizado por el AMM, salvo que durante la operación en tiempo real se dé alguna de las siguientes condiciones:

- restricciones de Transmisión que limiten la capacidad de generación de la central hidráulica;
- excedentes hidráulicos en el MM que obliguen a competir en el despacho su energía ofertada con la ofertada por otras centrales hidráulicas.

Los Generadores de centrales hidráulicas deben verificar en el despacho diario realizado por el AMM que los caudales que resultan erogados aguas abajo de sus embalses y/o de los Diques Compensadores según corresponda, cumplan los compromisos establecidos en su Concesión. En caso de verificar que no respeta alguna de sus restricciones, el Generador debe notificar al AMM dentro de las dos horas de recibido el programa de despacho y solicitar la correspondiente reprogramación, justificándolo debidamente. Si el AMM decide no realizar la reprogramación solicitada, debe informar el motivo al Generador.

Toda vez que, como consecuencia del programa de despacho requerido por el AMM, el caudal turbinado resultara insuficiente para cumplir con su compromiso de caudal mínimo aguas abajo, el Generador deberá erogar el faltante por sus obras de alivio. En ningún caso estará autorizado a aumentar su carga para cubrir su requerimiento de caudal mínimo con generación si no es despachado por el AMM. Ante cambios en las condiciones de aportes el Generador informará al AMM como mínimo con una hora de anticipación, para que el AMM realice las modificaciones necesarias a través de un despacho o re-despacho.

Si, en cambio, del despacho resulta un caudal aguas abajo superior al máximo permitido en el contrato de concesión, el Generador informará de inmediato al AMM de la limitación de su programa de despacho. En este caso, el AMM hará un despacho o redespacho según corresponda para garantizar no exceder el caudal máximo.

Artículo 47. Se modifica el numeral A1.2.8.3.1, el cual queda así:

A1.2.8.3.1 Máxima potencia despachable en una región hidráulica

El resultado del modelo de despacho diario definirá los programas de carga para cada central de forma tal de ubicar la energía hidráulica como potencia horaria sin vulnerar las restricciones de transporte, teniendo en cuenta la máxima potencia horaria despachable.

La potencia máxima despachable en una Región será la suma de la demanda del área más la capacidad de Transmisión. Este valor corresponde a la potencia operada para la Región.

Artículo 48. Se modifica el numeral A1.3.1, el cual queda así:

A1.3.1.- COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN DE UNA CENTRAL TÉRMICA.

Se denomina costo variable de generación (CVG) de una central térmica, al costo variable calculado por el AMM, con base a la metodología de costos variables de generación declarada por el generador en la Programación de Largo Plazo, e incluye el costo de combustibles, el costo asociado a los consumos propios de las máquinas, el costo de los insumos variables distintos de los combustibles y cualquier otro costo variable requerido y declarado en la metodología de costos variables de generación. Este costo se expresa por tipo de máquina instalada en la central y para cada tipo de combustible que puede consumir la máquina, considerándose como tipo de combustible los establecidos para la definición de precios de referencia de combustibles. Los valores que definen el costo variable de generación se expresan en equivalente de unidades del combustible a consumir para producir energía eléctrica o consumo específico (unidades de combustible/MWh) multiplicadas por el precio del combustible (US\$/unidad de combustible). El número de valores que definen el costo variable de generación de una central térmica depende en consecuencia de la cantidad de tipos de máquinas instaladas en la central y la cantidad de tipos distintos de combustibles que pueden consumir.

¹ CVG_{c,m,t,u} = Costo variable de generación previsto en la central c en el subperíodo m del período considerado, para las máquinas tipo t consumiendo el combustible tipo u.

Artículo 49. Se modifica el numeral A1.3.2, el cual queda así:

A1.3.2. COSTOS VARIABLES DE GENERACIÓN PARA LA PROGRAMACIÓN SEMANAL

Declaración de los datos para el cálculo del costo variable de generación

Junto con el envío de los datos requeridos para la Programación semanal, los Generadores con unidades térmicas deben declarar todos los datos necesarios para el cálculo de los costos variables de generación de las unidades térmicas, según la metodología declarada por el Participante:

El Generador debe declarar todos los datos para el cálculo del costo variable de generación de cada unidad térmica como un conjunto de valores, que corresponden a cada tipo y variante de máquina y cada tipo de combustible que pueden consumir, de acuerdo a la metodología declarada para el cálculo de Costos Variables de Generación presentada para la Programación de Largo Plazo.

La declaración de la metodología para el cálculo del costo variable de generación de una unidad térmica debe indicar:

- la identificación de la unidad y el o los tipos de combustible disponibles a consumir en el período;
- todos los datos necesarios para el cálculo del costo variable de generación, según la metodología declarada para cada tipo de máquina instalada en la central y cada combustible que puede consumir, definido en \$ por MWh.

El AMM debe calcular para cada unidad térmica el costo variable de generación semanal, para cada tipo de máquina térmica instalada en la central y para cada tipo de combustible que puede consumir, con la metodología y datos declarados por el generador. Si el Generador no declara todos los datos necesarios para el cálculo de sus costos variables, el AMM utilizará los últimos datos declarados.

El AMM debe incorporar los datos para el cálculo de los costos variables de generación semanal de las unidades térmicas a las Bases de Datos de forma tal que estos valores que resulten del cálculo, sean utilizados para la programación semanal y diaria, y sanción de los precios horarios de la energía.

La declaración de la metodología para el cálculo del costo variable de generación de una unidad basada en recursos renovables no hidráulicos debe indicar:

- costos de operación y mantenimiento
- metodología para el cálculo otros costos variables a incluir dentro del costo variable de generación

Junto con el envío de los datos requeridos para la Programación semanal los Distribuidores con Contratos Existentes de acuerdo al Artículo 40 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista deben declarar los datos para el cálculo del precio de la energía de los Contratos Existentes, de acuerdo a la metodología presentada para la Programación de Largo Plazo.

El AMM deberá enviar semanalmente a la CNEE un informe con los valores de costo variable de generación resultantes del cálculo correspondiente y los datos utilizados para dicho cálculo para cada generador térmico, el valor del agua para cada generador hidroeléctrico con embalse de regulación anual, costos variables de generación de generadores con recursos renovables no hidráulicos y los precios de energía de los Contratos Existentes. Esta información es requerida para que la Comisión pueda aplicar el Mecanismo de Verificación contenido en el Capítulo III del Título I del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

Artículo 50. Se modifican las Disposiciones Transitorias, las cuales quedan así:

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Las disposiciones de la presente norma que rigen a las programaciones de largo plazo, semanal y diaria, se aplicarán a partir de las siguientes fechas:

- 1) Para la Programación de Largo Plazo correspondiente al Año Estacional 2008-2009, a partir del treinta y uno (31) de enero de 2008;
- 2) Para la Programación Semanal que corresponde del cuatro (4) al once (11) de mayo de 2008, a partir del 30 de abril de 2008; y
- 3) Para la Programación del Despacho Diario a partir de la elaboración del Despacho Diario del 4 de Mayo de 2008.

Artículo 51. APLICACIÓN: Las presentes modificaciones y ampliaciones a la Norma de Coordinación Comercial Número Uno (NCC-1), COORDINACIÓN DEL DESPACHO CARGA, empezarán a aplicarse a partir del Año Estacional 2008-2009, con la excepción hecha en el artículo anterior.

Artículo 52. APROBACIÓN. Pase a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para que en cumplimiento del Artículo 13, Literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, se sirva aprobarlas.

Dada en la Ciudad de Guatemala el cuatro de septiembre de dos mil siete.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

RESOLUCIÓN CNEE- 96-2007

Guatemala, 12 de septiembre de 2007

LA COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con lo estipulado en el artículo 4 de la Ley General de Electricidad, contenido en el Decreto Número 93-96 del Congreso de la República, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica entre otras funciones, cumplir y hacer cumplir dicha Ley y sus Reglamentos en materia de su competencia.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 44 de la Ley General de Electricidad estipula que, entre otras, es función del Administrador del Mercado Mayorista la coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo de costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco de libre contratación de energía eléctrica entre generadores, comercializadores, incluidos importadores y exportadores, grandes usuarios y distribuidores; así como garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica; y que los agentes del Mercado Mayorista, operarán sus instalaciones de acuerdo a las disposiciones que emita el Administrador del Mercado Mayorista.

CONSIDERANDO:

Que los artículos 1, de los Reglamentos de la Ley General de Electricidad, y del Administrador del Mercado Mayorista, preceptúan que son Normas de Coordinación todas las disposiciones y procedimientos emitidos por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y aprobadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de conformidad con la Ley General de Electricidad, y que tienen por objeto coordinar las actividades comerciales y operativas con el fin de garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico.

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 13 literal j) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, establece que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, para cumplir con la legislación vigente, debe aprobar o improbar las Normas de Coordinación propuestas por el Administrador del Mercado Mayorista, así como sus modificaciones;