

**RESOLUCIÓN No. 157-01**  
**EL ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA**

**CONSIDERANDO:**

Que el Artículo 44 del Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, determina la conformación del Ente Administrador del Mercado Mayorista, señalando su conformación, funcionamiento y mecanismos de financiamiento.

**CONSIDERANDO:**

Que es función del Administrador del Mercado Mayorista, garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica del País, tomando en consideración, la coordinación de la operación, el establecimiento de precios de mercado dentro de los requerimientos de calidad de servicio y seguridad; y administrando todas las transacciones comerciales del Mercado Mayorista.

**CONSIDERANDO:**

Que de conformidad con las normas vigentes, corresponde al Administrador del Mercado Mayorista, emitir las Normas de Coordinación que permitan completar el marco regulatorio de la operación del Mercado Mayorista, debiendo consecuentemente después de su emisión, remitirlas a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, para su aprobación.

**POR TANTO:**

En uso de las facultades que le confieren los Artículos 1, 2, 13, literal j), 14 y 20, literal c) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.

**EMITE:**

La siguiente:

**Norma de Coordinación Comercial No. 1**

**Artículo 1. Contenido de la Norma.**

**COORDINACION DEL DESPACHO DE CARGA**

**1.1 FUNDAMENTOS**

1.1.1 La programación del despacho de carga requiere la equiparación de los pronósticos de disponibilidad de generación (incluyendo reservas) con los de demanda.

1.1.2 Son sus objetivos:

(a) Satisfacer las demandas de potencia y energía eléctrica proyectadas con márgenes operativos adecuados en la generación;

- (b) La programación de la salida de servicio de instalaciones de generación y transmisión tomando en cuenta la operación económica y estable del SNI;
- (c) **(Modificado por el Artículo 1 de la Resolución 3139-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** La optimización de la oferta disponible de generación y de los sistemas de almacenamiento, tomando en cuenta restricciones operativas y de transporte, disponibilidad de combustibles, consideraciones ambientales, condiciones hidrológicas, las necesidades de los usos múltiples del agua; así como, condiciones del recurso primario de las centrales solares fotovoltaicas y eólicas; y
- (d) Ayudar a la identificación y solución de problemas operativos.
- (e) **(Modificado por el Artículo 1 de la Resolución 1667-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** Considerar y optimizar dentro del despacho nacional, los intercambios resultantes de transacciones de exportación e importación asociadas a los Contratos Firmes del MER ( $CF_{MER}$ ) y Contratos Firmes (CF) con países no miembros del MER.

**1.1.3 (Eliminado por el Artículo 1 de la resolución 1236-01 del Administrador del Mercado Mayorista)**

**1.1.3 (Modificado por el Artículo 2 de la Resolución 3139-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** Los siguientes anexos forman parte del presente capítulo:

- Anexo 1.1 - Ordenes de Despacho
- Anexo 1.2 - Programación y despacho de centrales hidráulicas, solares fotovoltaicas, eólicas y la GHA
- Anexo 1.3 - Precio de combustibles
- Anexo 1.4 – Procedimiento para la presentación de ofertas de oportunidad al MER.
- Anexo 1.5 – Procedimiento para la presentación de ofertas asociadas a los  $CF_{MER}$ .

**1.1.4 (Modificado por el Artículo 3 de la Resolución 3139-02 del Administrador del Mercado Mayorista) DEFINICIONES**

Para los efectos de las Normas de Coordinación Comercial (NCC) y las Normas de Coordinación Operativa (NCO), se establecen las siguientes definiciones:

- (a) **Sistema de almacenamiento:** Consiste en un equipamiento tecnológico capaz de transformar energía eléctrica en otro tipo de energía y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla al sistema eléctrico. La tecnología para almacenar puede ser química, potencial, térmica, entre otras.
- (b) **Generación Híbrida Autónoma (GHA):** Es el atributo de un generador de energía renovable solar fotovoltaica o eólica, que dispone de un

sistema de almacenamiento propio localizado en el mismo sitio y punto de vinculación al SNI de la central generadora y que utiliza toda o parte de la producción del generador para efectos de almacenamiento de energía, sin retirar energía del sistema eléctrico para la carga del almacenamiento. La carga y descarga del sistema de almacenamiento están bajo la coordinación del AMM, con el objeto de asegurar el mínimo costo operativo del sistema. El tratamiento de la producción de energía y potencia del generador se hará como una central en su conjunto, generadores solares fotovoltaicos o eólicos y sistema de almacenamiento.

**(Adicionado por el Artículo 1 del punto I de la Resolución 3221-01 del Administrador del Mercado Mayorista) Bandas horarias:** De conformidad con el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, inicialmente se definen tres bandas horarias, correspondientes a los periodos de máxima, media y mínima demanda, denominadas también como banda de punta, banda intermedia y banda de valle, respectivamente. Las bandas horarias y las horas que las conforman serán las que defina la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

## **1.2 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO**

### **1.2.1 Objetivos**

Antes de la finalización de cada Año Estacional, que comienza el 1 de Mayo y termina el 30 de Abril del año siguiente, el AMM efectuará la programación indicativa de la operación correspondiente al Año Estacional siguiente. Incluirá la siguiente información:

- (a) Valores mensuales de generación y demanda;
- (b) Programa de Mantenimiento Mayor de unidades generadoras e instalaciones de transporte de energía;
- (c) Operación mensual de los embalses, considerando restricciones ambientales y usos múltiples del agua, detectando y cuantificando los riesgos de vertimiento y de escasez de la oferta hidroeléctrica;
- (d) Proyección de los precios medios ponderados de la energía por banda horaria;
- (e) Estimación de energía no suministrada;
- (f) Asignación de energía a los generadores con contratos a los que se refiere el artículo 40 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista;
- (g) Determinación de restricciones permanentes en el sistema de transporte;
- (h) Asignación de márgenes adecuados de reservas operativas según los criterios establecidos;
- (i) Cálculo de las curvas de valor del agua de las centrales hidroeléctricas con embalse y valores de agua previstos, con detalle mensual para el período correspondiente.

- (j) Determinación de los costos variables de generación de cada generador térmico, que será igual a los registrados por el AMM para esa misma semana DOCE (12) meses antes, más un ajuste que resulte de las hipótesis de variación de precios de combustibles relacionadas con los precios de referencia de combustible y el comportamiento esperado de dichos combustibles en el mercado utilizado como referencia, de acuerdo a lo que establece en el Anexo 1.3.
- (k) **(Modificado por el Artículo 3 de la Resolución 1667-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** Considerar la Energía comprometida en  $CF_{MER}$  y CF con países no miembros del MER, con duración de un año estacional completo.

### **1.2.2 (Modificado por el Artículo 1 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista) 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.

### **1.2.3 (Modificado por el Artículo 2 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista) Información a suministrar por los Participantes del MM**

- 1.2.3.1 **(Modificado por el Artículo 1 de la resolución 1294-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** A más tardar el quince de enero de cada año, 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 embalse 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.
- **(Modificado por el Artículo 4 de la Resolución 3139-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** Para centrales generadoras basadas en recursos renovables no hidráulicos, la metodología para el cálculo del costo variable de generación, incluyendo sus respectivos costos variables de operación y mantenimiento. Para generadores con GHA, el costo variable de operación y mantenimiento incluirá los costos que correspondan a los de la componente del generador solar fotovoltaico o eólico y de la componente de sistema de almacenamiento. En este caso, se debe especificar el costo variable que corresponde a

la central y el costo variable que corresponde al sistema de almacenamiento. 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.
- **(Modificado por el Artículo 5 de la Resolución 3139-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** Para las centrales eólicas, incluyendo las que produzcan GHA: los datos históricos de la velocidad del viento, medidas a la altura de las aspas del generador de por lo menos seis 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 utilizando la planilla establecida por el AMM para el efecto, y la información de las características técnicas de los equipos para compensación de potencia reactiva que utilicen. Para las centrales con menos de seis años de operación comercial, que no cuenten con la totalidad de datos históricos para alcanzar los seis años, el generador podrá completarlos con estudios teóricos, siempre y cuando estos estén fundamentados en al menos cuatro años de mediciones reales del recurso primario. Si las mediciones de velocidad de viento de que se dispone no corresponden a las velocidades medidas a la altura del aerogenerador, el generador deberá extrapolar los valores disponibles para que correspondan a la altura indicada; esta información deberá ser respaldada con la memoria de cálculo que se haya utilizado. Después de seis años de operación comercial, el generador deberá proporcionar datos históricos.
- **(Adicionado por el Artículo 5 de la Resolución 3139-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** Para las centrales solares fotovoltaicas, incluyendo las que produzcan GHA: los datos históricos de niveles de irradiación de, por lo menos, seis años anteriores; toda la información necesaria para la estimación de su energía utilizando la planilla establecida por el AMM para el efecto y la información de las características técnicas de los equipos para compensación de potencia reactiva que utilicen. Para las centrales con menos de seis años de operación comercial, que no cuenten con la totalidad de datos históricos para alcanzar los seis años, el generador podrá completarlos con estudios teóricos, siempre y cuando estos estén fundamentados en al menos cuatro años de mediciones reales del recurso primario. Después de seis años de operación comercial, el generador deberá proporcionar datos históricos.
- 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.
- **(Adicionado por el Artículo 1 de la resolución 2587-04 del Administrador del Mercado Mayorista)** Para las centrales con embalse de regulación mensual también se deberá presentar la

metodología para la determinación de su energía semanal disponible y aplicarán las mismas condiciones que para las centrales con embalse de regulación anual antes indicadas.

- (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) **(Modificado por el Artículo 3 de la resolución 1236-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** 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.
  - Deberá presentar sus planes de mantenimiento y la entrada de nuevas instalaciones que formen parte de la Red de Transmisión Regional (RTR), de enero a diciembre del año calendario siguiente. Esta deberá ser presentada, a más tardar el último día hábil del tercer mes del Año Estacional vigente.
- (d) **(Modificado por el Artículo 4 de la Resolución 1667-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** Para transacciones de inyección y retiro asociadas a los  $CF_{MER}$ , que tengan una vigencia mínima de un año estacional completo:

- Derecho Firme aprobado por EOR, indicando el titular del mismo.
  - Energía contratada, indicando los nodos de inyección y retiro, fecha de vigencia del contrato, especificando la curva de carga (MW) comprometida con detalle horario.
- (e) **(Adicionado por el Artículo 5 de la Resolución 1479-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** Para transacciones de importación y exportación asociadas a CF con países no miembros del MER:
- Derecho de Transmisión, indicando el período de validez.
  - Energía contratada, especificando la curva de carga (MW) comprometida con detalle horario.

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 períodos prolongados y al precio que requiera, 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 remota.
- h) **(Adicionado por el Artículo 4 de la resolución 1236-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** Disponibilidad de la potencia de demanda interrumpible para ser presentada al MER como una oferta de oportunidad de inyección.

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 NCO-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.

### 1.2.4 **(Modificado por el Artículo 3 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista) 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) **(Modificado por el Artículo 2 de la resolución 2587-04 del Administrador del Mercado Mayorista)** 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. El AMM también procederá de esta manera para centrales hidroeléctricas de capacidad mensual, según definición del Anexo 1.2 de la presente Norma.
- (3) El AMM evaluará los datos de los aportes de caudales declarados por los Participantes, comparándolos con datos históricos de las cuencas hidrológicas 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.
- (5) **(Adicionado por el Artículo 6 de la Resolución 3139-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** Para los generadores solares fotovoltaicos y eólicos, así como los generadores con GHA, el AMM hará el proceso de validación de las curvas de producción esperada mensual, comparando la nueva información recibida con la correspondiente a años anteriores y unidades generadoras similares. En caso el AMM detecte diferencias en los datos declarados o que estos no estén justificados, podrá requerir información adicional.
- (6) **(Adicionado por el Artículo 6 de la Resolución 3139-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** Para los generadores con GHA, el AMM hará el proceso de validación de los costos variables de operación y mantenimiento con los correspondientes a unidades similares. En caso de que el AMM detecte diferencias en los datos declarados o que estos no estén justificados, podrá requerir información adicional.

(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 NCO-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.

### **1.2.5. Estudios del sistema**

#### **1.2.5.1 (Modificado por el Artículo 4 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista)**

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 ocasionan una operación insegura de la red. Ellos comprenderán:

- (a) **(Modificado por el Artículo 2 del punto I de la Resolución 3221-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** Estudios de flujo de cargas para escenarios que representan la máxima, media y mínima demanda, 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.

1.2.5.2. Los límites de capacidad de las líneas de transmisión se establecen teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- (a) Ante una salida intempestiva, mantenimiento del sistema en condiciones estables, aunque se requiera desconectar carga o generación;
- (b) Respeto de los límites técnicos de conductores, transformadores y equipos de maniobra, medición o protección;
- (c) Mantenimiento de los niveles de tensión fijados en las NCO.

## **1.2.6 Programación provisoria**

1.2.6.1 **(Modificado por el Artículo 5 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** 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.

1.2.6.2 La programación provisoria incluirá la siguiente información:

- Base de datos utilizada,
- Listado de restricciones, con indicación de eventuales observaciones por parte del AMM,
- Generación mensual hidráulica, vertimiento previsto y evolución del nivel medio de los embalses para cada central,
- Precios medios ponderados y por banda horaria resultantes, con apertura semanal,
- Determinará las cotas en cada uno de los embalses anuales que correspondan al valor del agua máximo declarable. Esta evaluación se hará considerando aportes hidrológicos con una probabilidad del ochenta por

ciento (80 %) de ser superados (años secos) y teniendo en cuenta la aleatoriedad en la disponibilidad térmica.

- **(Adicionado por el Artículo 7 de la resolución 3139-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** Operación esperada de la GHA.

1.2.6.3 **(Modificado por el Artículo 6 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** 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.

### **1.2.7 (Modificado por el Artículo 7 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista) 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.

### **1.2.8 (Modificado por el Artículo 8 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista) 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.

## **1.3 PROGRAMACIÓN SEMANAL**

### **1.3.1 Objetivos**

1.3.1.1 **(Modificado por el Artículo 8 de la resolución 3139-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** Semanalmente, el AMM programará la operación óptima de la oferta de generación disponible y de los sistemas de almacenamiento para la semana siguiente (de domingo a sábado), estimando la generación de cada unidad para minimizar el costo total de operación más el costo de desconexión de la red.

1.3.1.2 Serán sus objetivos:

- (a) Definición de los horarios de arranque y parada de unidades generadoras térmicas de base;

- (b) **(Modificado por el Artículo 9 de la resolución 3139-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** Asignación diaria de la generación de centrales hidráulicas, tomando en cuenta los usos no energéticos del agua y restricciones ambientales, así como determinar la operación diaria de generadores solares fotovoltaicos, eólicos y generadores con GHA
- (c) Manejo de restricciones de combustible;
- (d) Identificación de unidades disponibles para la operación con control automático de generación para regulación de frecuencia;
- (e) Identificación de la necesidad de despacho forzado (no económico) de generación para producir energía reactiva para mantenimiento de tensión o para evitar sobrecargas en la red;
- (f) **(Modificado por el Artículo 10 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** Asignación de energía a generar durante las pruebas de unidades;
- (g) Asignación de reserva rodante para asegurar su disponibilidad cuando resulte necesaria;
- (h) Asignación de generación mínima en cada área a fin de asegurar la continuidad del servicio eléctrico en caso de desconexión de alguna línea de transmisión crítica o de separación de la red.
- (i) **(Modificado por el Artículo 10 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** 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.
- (j) **(Modificado por el Artículo 5 de la Resolución 1667-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** Abastecer la energía de exportación asociada a los CF<sub>MER</sub> y CF con países no miembros del MER, y tomar en cuenta en el despacho nacional la energía asociada a los CF<sub>MER</sub> de importación.

#### 1.3.1.3 La programación semanal incluirá:

- (a) Restricciones en el sistema de transmisión debido a indisponibilidad de líneas o equipos;
- (b) Pronósticos actualizados de aportes de agua a centrales hidráulicas;
- (c) Pronósticos actualizados de generación con fuentes renovables;
- (d) **(Modificado por el Artículo 11 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** Generación forzada debido a la prueba de unidades;
- (e) Declaración de disponibilidad de Generadores con indicación de su potencia disponible para cada período;
- (f) Eventual actualización de características operativas.
- (g) **(Modificado por el Artículo 10 de la resolución 3139-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** Costos variables de generación de unidades generadoras y el costo variable de generación de las importaciones calculado de acuerdo con la metodología declarada;
- (h) Restricciones operativas debidas a condiciones ambientales;
- (i) **(Modificado por el Artículo 11 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** Programa de Mantenimiento Mayor y de Emergencia de unidades generadoras y de equipos del sistema de transporte, especificando fechas asignadas de inicio y finalización.

- (j) **(Adicionado por el Artículo 6 de la Resolución 1667-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** Energía asociada a CF<sub>MER</sub> y CF con países no miembros del MER.

### 1.3.2 Criterios

1.3.2.1 **(Modificado por el Artículo 12 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** 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.
- (c) **(Adicionado por el Artículo 3 de la Resolución 2587-04 del Administrador del Mercado Mayorista)** Determinación de los paquetes de energía representativos a ubicar dentro de cada tipo de día de la semana de centrales hidroeléctricas con embalse de regulación mensual, correspondiente a la energía semanal disponible declarada conforme a la metodología declarada en la Programación de Largo Plazo.
- (d) **(Adicionado por el Artículo 11 de la resolución 3139-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** Optimización de la operación de los sistemas de almacenamiento que forman parte de los generadores con GHA.

1.3.2.2 **(Modificado por el Artículo 12 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** 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.

1.3.2.3 Para la programación se utilizarán los siguientes modelos:

- (a) **(Modificado por el Artículo 13 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** Modelos de demanda para cada hora de días hábiles, de fines de semana típicos y feriados;
- (b) Modelo simplificado del SNI, considerando sólo las interconexiones más importantes, para estudios de simulación de generación;
- (c) **(Modificado por el Artículo 13 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** 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;
- (d) Modelo simplificado de pérdidas en el sistema de transmisión.
- (e) **(Modificado por el Artículo 12 de la resolución 3139-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** Modelo de optimización de la oferta de generación disponible y de los sistemas de almacenamiento, con capacidad para cálculo de valor del agua de las centrales hidroeléctricas con embalse de regulación anual, consideración de los costos de la maquina falla y demanda interrumpible. El modelo deberá representar la

operación esperada del SNI en la semana, considerando 168 valores por semana, con una resolución de una (1) hora. La operación de los sistemas de almacenamientos de los generadores con GHA se realizará considerando un tiempo máximo de regulación de 24 horas. El tiempo máximo de regulación se refiere a la duración máxima del ciclo de operación a ser representado en el modelo de optimización.

### 1.3.3 **(Modificado por el Artículo 14 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista) 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) **(Modificado por el Artículo 4 de la resolución 2587-04 del Administrador del Mercado Mayorista)** 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. Generadores con centrales con embalse de regulación mensual: deberán presentar la misma información que los Generadores con embalse de regulación anual antes indicada y el AMM procederá de la misma manera que con los Generadores con embalse de regulación anual según se indicada en este literal.
- (d) Centrales térmicas que utilicen como combustible la biomasa u otros combustibles renovables, disponibilidad mínima semanal de combustibles
- (e) **(Modificado por el Artículo 13 de la resolución 3139-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** Centrales eólicas y solares fotovoltaicas, los datos de proyección de energía a generar para cada una de las 168 horas de la semana, con perfil máximo, medio y mínimo, así como los datos de velocidad de viento para eólicas e irradiancia solar para las solares fotovoltaicas. Para los generadores con GHA, los datos de proyección de energía a generar por la componente de generación eólica

o solar fotovoltaica para cada una de las 168 horas de la semana, con perfil máximo, medio y mínimo, así como datos de velocidad del viento para eólicas e irradiancia solar para las solares fotovoltaicas.

- (f) Centrales geotérmicas, la cantidad de energía prevista y los datos semanales de la producción de vapor de sus pozos.
- (g) **(Modificado por el Artículo 5 de la resolución 1236-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** 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. Los mantenimientos asociados a modificaciones al plan anual de mantenimientos del MER o solicitudes nuevas a mantenimientos relacionados con los elementos de la RTR, deberán ser solicitados como mínimo con 20 días de anticipación dentro de los plazos establecidos para la presentación de la información para la programación semanal.
- (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.
- (k) **(Modificado por el Artículo 8 de la resolución 1479-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** Para las ofertas de oportunidad de inyección al MER los Agentes Generadores o quienes les representen en el Mercado Mayorista deberán declarar un precio, que no podrá ser inferior al Costo Variable de Generación de la unidad correspondiente. Ante la falta de un precio declarado al MER el AMM utilizará el Costo Variable de Generación correspondiente, más los costos de mercado promedio históricos de los últimos 6 meses conforme las versiones revisadas del Informe de Transacciones Económicas, los cuales incluyen los cargos unitarios en US\$/MWh por Reserva Rodante Operativa, Reserva Rápida, Generación Forzada, Costos Diferenciales, el Peaje correspondiente y Precio de Referencia de la Potencia. Además, en el caso de que no se indique el nodo de la oferta, se utilizará el nodo de enlace donde prevalezca el flujo preponderante de exportación para declarar la oferta.
- (l) **(Modificado por el Artículo 7 de la resolución 1667-01 del Administrador del Mercado Mayorista)**. Para transacciones de inyección y retiro asociadas a los  $CF_{MER}$ :
  - Derecho Firme aprobado por EOR, indicando el titular del mismo.
  - Energía contratada, indicando los nodos de inyección y retiro, fecha de vigencia del contrato, especificando la curva de carga (MW) comprometida con detalle horario.
- (m) **(Adicionado por el Artículo 9 de la resolución 1479-01 del Administrador del Mercado Mayorista)**. Para transacciones de importación asociada a CF con países no miembros del MER:
  - Derecho de Transmisión, indicando el período de validez.
  - Energía contratada, especificando la curva de carga (MW) comprometida con detalle horario.

**(Modificado por el Artículo 10 de la resolución 1479-01 del Administrador del Mercado Mayorista).** El AMM revisará la información recibida según incisos a) al j), así como los incisos l) y m) de este numeral que haya sido 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 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 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.

#### **1.3.4 Programa Semanal.**

**1.3.4.1 (Modificado por el Artículo 14 de la resolución 3139-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** A la hora 15:00 del día viernes, el AMM presentará a los Participantes del MM los resultados de la programación semanal. La metodología y programas de computación a utilizar permitirán obtener la optimización de la operación de la oferta de generación disponible y de los sistemas de almacenamiento, brindando la siguiente información:

- (a) Pronósticos de energía a generar por cada central hidroeléctrica con capacidad de embalse, tomando en cuenta usos no energéticos del agua y restricciones ambientales a nivel diario y, dentro de cada día, por banda horaria y márgenes operativos de cada central;
- (b) Pronósticos de energía a generar por centrales hidroeléctricas de filo de agua;
- (c) Pronósticos de energía a generar por unidades generadoras que utilicen fuentes renovables,
- (d) Lista de unidades térmicas a arrancar o parar, indicando día y hora, siguiendo un orden de mérito, y pronósticos de la energía a generar en cada bloque de generación, márgenes operativos que tendrá cada unidad;
- (e) Lista de unidades generadoras comprometidas como reserva rápida en la semana;
- (f) Estimación de la energía no suministrada y/o márgenes de reserva reducidos;
- (g) **(Modificado por el Artículo 15 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** 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.
- (h) **(Se agrega este literal por el Artículo 15 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** Costo variable de generación para cada unidad generadora térmica y de las centrales generadoras basadas en recursos renovables no hidráulicos.
- (i) **(Se agrega este literal por el Artículo 15 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** Costo variable de generación de las importaciones.

- (j) **(Modificado por el Artículo 8 de la resolución 1667-01 del Administrador del Mercado Mayorista).** Energía asociada a CF<sub>MER</sub> y CF con países no miembros del MER.
- (k) **(Adicionado por el Artículo 5 de la resolución 2587-04 del Administrador del Mercado Mayorista)** Paquete de energía diaria para centrales con embalse de regulación mensual, resultado de la optimización de la energía semanal disponible declarada, los cuales deberán ser considerados para el Programa de Despacho Diario.

**(Modificado por el Artículo 6 de la resolución 2587-04 del Administrador del Mercado Mayorista)** Para el cálculo del valor del agua y los paquetes de energía diaria para centrales con embalse de regulación mensual, el AMM utilizará el mismo modelo de optimización utilizado para la Programación Semanal.

- 1.3.4.2 **(Modificado por el Artículo 16 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** 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.

## 1.4 DESPACHO DIARIO

### 1.4.1 Objetivos

- 1.4.1.1 **(Modificado por el Artículo 17 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** 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 feriados.

- 1.4.1.2 **(Modificado por el Artículo 18 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** El programa de despacho diario incluirá:

- (a) Potencia activa a generar por cada unidad térmica en cada período 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 período horario, considerando el correspondiente margen de Reserva Rodante Regulante;
- (c) **(Modificado por el Artículo 15 de la resolución 3139-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** Potencia activa a generar por cada unidad que utilice fuente renovable, incluyendo la de los generadores con GHA, 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).
- (j) **(Adicionado por el Artículo 12 de la resolución 1479-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** Información de los intercambios programados con el MER y con países no miembros del MER, así como el detalle de la potencia asociada de los mismos.

#### **1.4.2 (Modificado por el Artículo 19 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista) 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 períodos 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
- (f) **(Adicionado por el Artículo 16 de la resolución 3139-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** Optimización de despacho de los generadores con GHA.

#### **1.4.3 (Modificado por el Artículo 1 de la resolución 2328-01 del Administrador del Mercado Mayorista) Información a suministrar por los Participantes del MM**

Antes de las 08:30 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) **(Modificado por el Artículo 9 de la resolución 1667-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** Interconexiones Internacionales: ofertas de inyección y retiro asociadas a Contratos No Firmes Físico Flexibles y  $CF_{MER}$ , así como toda la información requerida en el Anexo 1.5 de esta norma relacionada con los  $CF_{MER}$ ; también deberán declararse las ofertas de inyección y retiro correspondientes a otras Interconexiones Internacionales con países no miembros del MER, ya sea de oportunidad o de contratos No Firmes.

- (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.
- (f) **(Adicionado por el Artículo 14 de la resolución 1479-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** Generadores Térmicos: deberán informar la existencia de combustibles considerando la operación del día anterior, así como el programa de abastecimiento para el día en curso.
- (g) **(Adicionado por el Artículo 17 de la resolución 3139-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** Generadores solares fotovoltaicos y eólicos, así como los generadores solares fotovoltaicos y eólicos que formen parte de un generador con GHA: perfiles horarios de generación con potencia máxima, media y mínima esperada, a partir de la disponibilidad de su recurso primario, así como la información para replicarla, correspondiente a datos de velocidad del viento o irradiancia solar.

Diariamente los Participantes del MM deberán informar al AMM a más tardar antes de las 12:00 horas, las ofertas de oportunidad de inyección y retiro al MER. El detalle de los horarios está descrito en la Norma de Coordinación Comercial No. 10.

#### **1.4.4 Seguridad y Estudios del sistema**

- 1.4.4.1 **(Modificado por el Artículo 21 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** 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.
- 1.4.4.2 Si identificara restricciones en el SNI y/o incumplimiento de los valores de tensión admisibles en condiciones normales, el AMM adecuará el programa de generación y/o el uso de equipos de compensación de potencia reactiva.
- 1.4.4.3 **(Modificado por el Artículo 22 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** 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.
- 1.4.4.4 **(Modificado por el Artículo 23 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** 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.

#### **1.4.5 Programa Diario**

1.4.5.1 **(Modificado por el Artículo 8 de la resolución 1236-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** El procedimiento para la elaboración del programa diario será el siguiente:

- (a) **(Modificado por el Artículo 2 de la resolución 2328-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** A más tardar a las 13:00 horas el AMM enviará el Predespacho Nacional al Ente Operador Regional (EOR), representado como flujos asociados a inyecciones y retiros en los nodos de la RTR que establece el artículo 12 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos, teniendo en cuenta para el efecto el principio de gradualidad indicado en dicho Tratado. El Predespacho Nacional incluirá los intercambios relacionados con países no miembros del MER y considerará como demanda a abastecer, la demanda nacional más la demanda de exportación asociada a Contratos No Firmes Físico Flexibles y CF<sub>MER</sub>. Asimismo, los CF de importación con países no miembros del MER serán considerados como un generador más dentro del Despacho Nacional.
- (b) **(Modificado por el Artículo 18 de la resolución 3139-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** Antes de las 11:00 horas de cada día, el AMM informará a los Participantes del Mercado Mayorista a través de la página de internet del AMM, la generación que resultó no despachada en el predespacho nacional en cada hora, que quedará disponible para exportar al Mercado Eléctrico Regional. Esta generación incluirá la porción que queda disponible de las centrales hidroeléctricas en condiciones de vertimiento descontando la reserva de regulación primaria, cuando no sea despachada la totalidad de la potencia de la central. Dentro de la generación disponible para exportar al MER no se incluirán: i) las unidades que han presentado ofertas y están disponibles para prestar el servicio de reserva rodante operativa; ii) las unidades que prestarán el servicio de reserva rápida; iii) las unidades que se encuentran indisponibles por mantenimiento programado, indisponibilidad forzada y las unidades generadoras con restricciones de arranque y parada que estén disponibles pero fuera de operación; iv) unidades que se encuentran respaldando pruebas; v) unidades generadoras eólicas y solares fotovoltaicas; vi) unidades con paquetes de energía preestablecidos para la programación semanal y el despacho diario, y vii) unidades generadoras con GHA.

El AMM informará mensualmente a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica el detalle horario del mes anterior, correspondiente a la generación que no resultó despachada en el predespacho nacional y que quedó disponible para exportar al Mercado Eléctrico Regional según lo antes indicado.

- (c) **(Modificado por el Artículo 11 de la resolución 1667-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** El tratamiento de las ofertas de oportunidad de inyección que harán uso de la generación disponible para exportar al MER, así como las ofertas de oportunidad de retiro al MER, será conforme el procedimiento descrito en el anexo 1.4 de esta norma. Adicionalmente, el AMM publicará en su sitio web información de referencia relacionada a FPNE de los nodos de la RTR donde se pueden declarar ofertas e información de costos de mercado. El

tratamiento asociado a los  $CF_{MER}$  será conforme el procedimiento descrito en el Anexo 1.5 de esta norma.

- (d) Confirmación de precio al MER: los Agentes que estén interesados en hacer una actualización al precio para ofertar al MER, lo podrán hacer en el período comprendido entre las 11:01 y 12:00 horas; para aquellos Agentes que no actualicen el precio, se tomarán los valores que se tengan disponibles de la Programación Semanal.
- (e) **(Modificado por el Artículo 3 de la resolución 2328-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** Antes de las 13:00 horas el AMM pondrá a disposición del EOR las ofertas presentadas por los Agentes y el Predespacho Nacional incluyendo los Contratos del Mercado Regional.
- (f) **(Modificado por el Artículo 3 de la resolución 2328-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** El AMM podrá solicitar ajustes al Predespacho Regional emitido por el EOR de acuerdo a lo estipulado en el RMER y en la Regulación Regional.
- (g) **(Modificado por el Artículo 18 de la resolución 1479-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** El AMM elaborará el programa de despacho económico definitivo después de las 17:00 horas al obtener el pre despacho de Intercambios por parte del EOR. El horario indicado anteriormente, estará sujeto a la publicación del predespacho por parte del EOR; en caso de que el EOR no lo publique en los plazos establecidos en la Regulación Regional, el AMM elaborará el programa de despacho económico durante las 2 horas siguientes a la publicación del predespacho regional por parte del EOR.
- (h) **(Modificado por el Artículo 19 de la resolución 1479-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** Diariamente, el AMM publicará el programa de despacho definitivo a más tardar a las 19:00 horas. El horario indicado anteriormente, estará sujeto a la publicación del predespacho por parte del EOR; en caso de que el EOR no lo publique en los plazos establecidos en la Regulación Regional, el AMM publicará el programa de despacho económico definitivo 2 horas después de la publicación del predespacho regional por parte del EOR.

1.4.5.2 Los Generadores están obligados a seguir el despacho programado, salvo orden en contrario del AMM. Si, por causas técnicas, una unidad no pudiera cumplir con el despacho, esa situación deberá ser informada de inmediato al AMM.

## 1.5 OPERACIÓN EN TIEMPO REAL Y REDESPACHO

### 1.5.1 (Modificado por el Artículo 24 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista) 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.

### 1.5.2 Redespacho

1.5.2.1 **(Modificado por el Artículo 25 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** 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.

1.5.2.2 El redespacho podrá incluir:

- (a) Arranque de unidades de reserva rápida para satisfacer una carga que exceda el pronóstico o como consecuencia de la salida de servicio de unidades o líneas de transmisión críticas;
- (b) **(Modificado por el Artículo 26 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** Reasignación y/o agregado de unidades a operar bajo control automático de generación si fuera necesario mantener la banda mínima de control;
- (c) Reducción de la potencia o parada de una o más unidades ante modificaciones en la disponibilidad de generación;
- (d) Conexión o desconexión de líneas o equipos de transmisión si fuera necesario para resolver problemas de capacidad de la red;
- (e) **(Eliminado por Artículo 27 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista)**

1.5.2.3 El AMM verificará que el nuevo programa de generación pueda ser cumplido por todos los Participantes del MM y se los informará para reemplazar al despacho diario previo.

### 1.5.3 **(Modificado por el Artículo 4 de la resolución 2328-01 del Administrador del Mercado Mayorista) Criterios para iniciar un redespacho**

El AMM podrá realizar un redespacho cuando se cumpla alguna de las siguientes condiciones:

- (a) la demanda real difiere en cinco por ciento (5 %) respecto de la pronosticada;
- (b) salida de servicio de unidades que no permita cumplir con los márgenes de reserva programados;
- (c) una línea de transmisión está o tiene posibilidad de estar sobrecargada;
- (d) el aumento de caudales de agua hace necesario incrementar la generación hidráulica en más del cinco por ciento (5 %) de la demanda del SNI para evitar vertimiento.
- (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 o redespacho proveniente del MER.

Para solicitar un redespacho al MER, el AMM debe presentar la solicitud con al menos 3 horas de anticipación a su entrada en vigencia, sobre la base de los causales de redespacho indicados en el RMER y en la Regulación Regional.

Sobre la base de las publicaciones en los horarios que utilice el EOR, el AMM publicará los Redespachos.

#### **1.5.4 (Adicionado por el Artículo 11 de la resolución 1236-01 del Administrador del Mercado Mayorista) Operación en Tiempo Real en el ámbito del MER**

Cuando en la Operación en Tiempo Real ocurran eventos que lleven a apartarse transitoriamente del despacho programado, de acuerdo con las obligaciones estipuladas en el RMER, el AMM tomará las medidas que sean necesarias para preservar la seguridad operativa, lo que incluye tomar acciones para restablecer el balance carga-generación en el SNI.

En caso que los eventos que provocan el apartamiento del predespacho regional estén asociados con agentes o instalaciones que estén comprometidos en transacciones regionales, el AMM notificará al EOR requiriendo las instrucciones de tiempo real que lleven a la recuperación del balance carga-generación regional.

Si es previsible que los eventos que han provocado el apartamiento del despacho programado sean de una duración de más de tres horas, el AMM solicitará al EOR la emisión de un redespacho regional.

Entre los eventos que podrían presentarse y las acciones que el AMM debe tomar están:

##### **1.5.4.1 Salida de servicio de una central generadora o disparo de elementos de transmisión que alteren el despacho de los generadores:**

1.5.4.1.1 El AMM restablecerá el balance carga-generación del SNI arrancando generadores conforme el orden de mérito y utilizando los recursos locales disponibles. En caso que no hubiera generación disponible para sustituir la generación faltante en el S.N.I. se interrumpirán las transacciones de exportación al MER para dar prioridad al abastecimiento de la demanda local. En este caso el AMM notificará de inmediato al EOR y procederá a modificar la consigna del AGC para tomar en cuenta la reducción de la exportación.

##### **1.5.4.2 Disparo de elementos de la RTR que restrinjan la capacidad de exportación:**

1.5.4.2.1 Si se produjera una situación en la que no fuera posible transferir al SER la generación de las centrales despachadas para transacciones regionales, el AMM informará de inmediato al EOR para que instruya la forma como se restablecerá el balance carga-generación regional. El AMM por su parte, tomará las medidas operativas correspondientes para mantener la seguridad operativa del SNI y requerirá a dichas centrales que reduzcan su generación de manera proporcional a la reducción total de las exportaciones, en tanto se supera la situación que dio origen a la limitación. En tanto se reciben las instrucciones del EOR, el AMM modificará la consigna de intercambio neto del AGC para tomar en cuenta la reducción de la exportación.

#### 1.5.4.3 Apartamiento de la demanda local prevista en el predespacho

1.5.4.3.1 En caso que la demanda local en tiempo real sea mayor o menor a la programada, el AMM requerirá el arranque o parada de unidades generadoras de acuerdo al orden de mérito, a fin de mantener el balance carga-generación local.

### 1.6 DESPACHO DE GENERACIÓN

#### 1.6.1 Objetivo

El objetivo del despacho de generación es permitir al AMM, en la medida de lo posible, balancear instantáneamente generación con demanda con un nivel de reserva aceptable, en forma económica y tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- (a) Las intenciones expresadas en el despacho diario, incluyendo los requisitos para el mantenimiento programado de unidades de generación;
- (b) El orden de mérito establecido en las presentes NCC;
- (c) El mantenimiento de la seguridad y confiabilidad del SNI;
- (d) Las normas operativas para el control de la frecuencia y tensión del sistema;

#### 1.6.2 Información a utilizar

Para decidir qué unidades generadoras despachar y la autorización de salidas de servicio programadas el AMM tendrá en cuenta la siguiente información en la medida en que la considere adecuada:

- (a) El despacho diario para el día en cuestión;
- (b) Última declaración de disponibilidad o de características operativas recibida para cada unidad;
- (c) Frecuencia y tensiones en el SNI recibidas a través del sistema de control supervisorio en tiempo real;
- (d) **(Modificado por el Artículo 19 de la resolución 3139-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** Costos Variables de Generación de las unidades generadoras, que resulten de los cálculos efectuados por el AMM.
- (e) **(Modificado por el Artículo 12 de la Resolución 1667-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** La Energía comprometida en CF<sub>MER</sub> y CF con países no miembros del MER.

#### 1.6.3 **(Modificado por el Artículo 30 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** 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.

#### **1.6.4 Ordenes de despacho**

1.6.4.1 **(Modificado por el Artículo 1 del punto I de la resolución 3235-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** Dependiendo de razones operativas, el AMM podrá emitir órdenes de despacho antes o durante la operación en Tiempo Real, teniendo en cuenta las declaraciones del Generador validadas por el AMM, en cuanto a tiempos de sincronización, desincronización y velocidad de toma o reducción de carga.

1.6.4.2 Las órdenes de despacho serán emitidas directamente a la central generadora por teléfono o por el medio acordado entre el AMM y el Generador, indicando el nombre de ambos operadores.

1.6.4.3 **(Modificado por el Artículo 2 del punto I de la resolución 3235-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** El Generador deberá acusar recibo de inmediato de la orden de despacho, indicando su aceptación o no aceptación. En caso de no existir respuesta por parte del Generador, se considerará como indisponible y se continuará con la Lista de Mérito. La no aceptación de la orden de despacho solo será admitida en los siguientes casos:

(a) Cuando estuviera en juego la seguridad del personal o de la central; o

(b) Cuando la orden implicara que la unidad generadora opere con capacidad superior a la declarada.

1.6.4.4 **(Modificado por el Artículo 3 del punto I de la resolución 3235-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** Si el Generador tuviera dificultades para concretar la orden de despacho, deberá informar de inmediato al AMM, a efecto de que este haga las provisiones y ajustes correspondientes en la operación.

1.6.4.5 **(Modificado por el Artículo 31 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** 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) **(Modificado por el Artículo 4 del punto I de la resolución 3235-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** Sincronización o arranque y desincronización o desconexión 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.

1.6.4.6 **(Modificado por el Artículo 5 del punto I de la resolución 3235-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** 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) Al estar operando, obtención del nivel de potencia requerido dentro de  $\pm$  dos (2) minutos del horario requerido;
- (c) Desconexión o desincronización dentro de  $\pm$  cinco (5) minutos del horario requerido.

## 1.7 POSDESPACHO

### 1.7.1 **(Modificado por el Artículo 33 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista) 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 SNI;
- (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 SNI,
- (h) Listado de indisponibilidades de unidades generadoras y las variables para el cálculo del Coeficiente de Disponibilidad

### **1.7.2 (Modificado por el Artículo 34 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista) Informes mensual y anual**

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

### **1.7.3 (Adicionado por el Artículo 12 de la resolución 1236-01 del Administrador del Mercado Mayorista) El AMM analizará los resultados del posdespacho, la conciliación de las desviaciones en tiempo real y la conciliación de las transacciones programadas en el MER remitidos por EOR para cada día de operación, y presentará las solicitudes de revisión respectivas al EOR, dentro de los plazos establecidos en el RMER.**

## **ANEXO 1.1**

### **ORDENES DE DESPACHO**

#### **A1.1.1 INTRODUCCIÓN**

A1.1.1.1 Las Órdenes de Despacho deberán incluir como mínimo la siguiente información:

- (a) nombre de los operadores en comunicación;
- (b) identificación de la unidad generadora o equipo al cual se aplica la orden;
- (c) valor de ajuste de la unidad generadora o equipo;
- (d) horario a partir del cual será efectiva la orden, si fuera distinto del de emisión;
- (e) horario límite para alcanzar el valor de ajuste ordenado (si fuera necesario).

A1.1.1.2 **(Modificado por el Artículo 35 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** 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.

A1.1.1.3 A continuación se incluyen ejemplos de los principales tipos de órdenes, en los cuales se ha omitido el intercambio de nombres.

#### **A1.1.2 ORDEN PARA CAMBIO DE VALOR DE AJUSTE**

La unidad N° 1 debe cambiar su potencia a 50 MW, emitiéndose la orden a la hora 09:00:

- (a) Implementación inmediata: “Unidad 1 a 50 MW ya”
- (b) Implementación diferida: “Unidad 1 a 50 MW a las 10:00 horas”

**A1.1.3 (Modificado por el Artículo 6 del punto I de la resolución 3235-01 del Administrador del Mercado Mayorista) ORDEN DE SINCRONIZACIÓN, ORDEN DE ARRANQUE O ARRANQUE**

A1.1.3.1 (Modificado por el Artículo 7 del punto I de la resolución 3235-01 del Administrador del Mercado Mayorista) Una orden de sincronización, una orden de arranque o arranque se define como el requerimiento operativo para que la unidad generadora se conecte al sistema y adicionalmente alcance su mínimo técnico. Se tendrá por cumplida la orden cuando la unidad generadora alcance su mínimo técnico. En este momento el Generador deberá informar al AMM el nivel de carga alcanzado.

A1.1.3.2 (Modificado por el Artículo 8 del punto I de la resolución 3235-01 del Administrador del Mercado Mayorista) Al indicar el horario de cumplimiento de la orden de sincronización, orden de arranque o arranque, el AMM tomará en cuenta el tiempo de sincronización registrado en la Base de Datos.

A1.1.3.3 (Eliminado por el Artículo 9 del punto I de la resolución 3235-01 del Administrador del Mercado Mayorista)

**A1.1.4 (Modificado por el Artículo 10 del punto I de la resolución 3235-01 del Administrador del Mercado Mayorista) ORDEN DE DESCONEXIÓN, DESINCRONIZACIÓN O SALIR DE LÍNEA**

A1.1.4.1 (Modificado por el Artículo 11 del punto I de la resolución 3235-01 del Administrador del Mercado Mayorista) En toda orden de desconexión, desincronización o salir de línea, se considera implícita la necesaria orden de reducción de carga.

A1.1.4.2 (Eliminado por el Artículo 12 del punto I de la resolución 3235-01 del Administrador del Mercado Mayorista)

**A1.1.5 ORDEN DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA**

Se indica la conexión y desconexión del control automático de generación (AGC) para la unidad N° 4:

(a) "Unidad 4 en AGC a las 16:00 horas"

(b) "Unidad 4 fuera de AGC a las 16:00 horas"

**A1.1.6 ORDEN DE MANTENER RESERVA RODANTE**

La orden de mantener reserva rodante estará normalmente asociada a una orden de toma de carga:

"Llevar Unidad 5 a 20 MW y mantener reserva de 30 MW"

**A1.1.7 ORDEN DE PROVEER SOPORTE DE TENSIÓN**

La orden de proveer soporte de tensión podrá ser emitida con distintas modalidades:

- (a) "Unidad 5 en máxima potencia reactiva"
- (b) "Mantener 240 KV en la barra X"
- (c) "Mantener máxima tensión en la Unidad 5"

## **ANEXO 1.2**

**(Modificado por el Artículo 20 de la resolución 3139-02 del Administrador del Mercado Mayorista) PROGRAMACIÓN Y DESPACHO DE CENTRALES HIDRÁULICAS, SOLARES FOTOVOLTAICAS, EÓLICAS Y LA GHA**

### **A1.2 INTRODUCCIÓN**

#### **A1.2.1 Variables a considerar**

El tratamiento que recibirán las centrales hidráulicas en lo relativo a la programación de la operación de sus embalses y a su despacho dependerá de los siguientes parámetros de aquéllas.

- (a) potencia instalada;
- (b) energía firme;
- (c) flexibilidad al despacho, o sea las limitaciones que le imponen a su operación las restricciones y compromisos aguas abajo;
- (d) capacidad o volumen útil del embalse y capacidad de regulación, o sea las posibilidades de transferir agua de un período a otro teniendo en cuenta el volumen embalsable y los requerimientos aguas abajo, para embalses multipropósito;
- (e) relación con otras centrales hidráulicas aguas arriba o aguas abajo.

#### **A1.2.2 Clasificación de las centrales hidráulicas**

##### **A1.2.2.1 (Modificado por el Artículo 36 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista) 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.

#### A1.2.2.2 Centrales de capacidad anual

A1.2.2.2.1 Son las centrales de mayor capacidad de embalse, con posibilidad de realizar por lo menos regulación anual, o sea transferir energía como volumen embalsado entre períodos de tres o más meses. Por otra parte, y a los fines de su tratamiento en la programación, su potencia instalada y energía firme representan actualmente un porcentaje importante de la demanda total del MM, pudiendo su operación afectar significativamente el resultado económico de éste a mediano y largo plazo.

A1.2.2.2.2 Para pertenecer a esta categoría una central hidráulica deberá reunir como mínimo las siguientes condiciones.

- (a) el volumen útil del embalse debe representar por lo menos 25 días de generación a potencia máxima, o sea al máximo caudal turbinable;
- (b) ausencia de restricciones aguas abajo que afecten su despacho a nivel diario y horario.

A1.2.2.2.3 En embalses de usos múltiples su operación a mediano y largo plazo podrá estar condicionada por compromisos aguas abajo (control de crecidas, riego, consumo de agua potable, navegación, etc.).

#### A1.2.2.3 Centrales de capacidad mensual

A1.2.2.3.1 Son las centrales que, no perteneciendo a la categoría de capacidad anual, cuentan con una potencia instalada significativa respecto a la demanda total del MM y con suficiente capacidad de embalse con relación a su energía firme como para permitir por lo menos una regulación mensual, o sea que pueden transferir agua entre las distintas semanas de un mes. Por lo tanto su operación puede afectar significativamente el resultado económico del MM de una semana respecto a otra.

A1.2.2.3.2 Se trata de centrales de uso en la punta, sin restricciones importantes a sus despachos diario y horario, por contar con algún tipo de embalse regulador de las variaciones súbitas de caudal, o por no tener requerimientos significativos aguas abajo.

A1.2.2.3.3 Para pertenecer a esta categoría una central hidráulica deberá cumplir por lo menos con las siguientes condiciones:

- (a) no cumplir con las condiciones para clasificar como central de capacidad anual;
- (b) el volumen útil debe representar por lo menos 5 días de generación a potencia máxima, o sea al máximo caudal turbinable.

#### A1.2.2.4 Centrales de capacidad semanal

A1.2.2.4.1 Son las centrales que, a pesar de tener una capacidad de embalse limitada, tienen posibilidades de realizar por lo menos regulación semanal, o sea transferir agua dentro de la semana entre distintos tipos de días. Como consecuencia, su operación puede afectar la evolución de los precios diarios del MM.

A1.2.2.4.2 Los requerimientos aguas abajo determinarán su flexibilidad al despacho, definiendo qué parte de su oferta de energía se puede considerar de uso en la punta, y qué parte debiera ubicarse en la base.

A1.2.2.4.3 Para pertenecer a esta categoría una central hidráulica deberá cumplir por lo menos con las siguientes condiciones:

- (a) no cumplir con las condiciones de central de capacidad mensual;
- (b) el volumen útil debe representar por lo menos 2 días de generación a potencia máxima, o sea al máximo caudal turbinable.

**A1.2.2.5 Centrales de capacidad diaria (Modificado por el Artículo 1 de la resolución 970-03 del Administrador del Mercado Mayorista)**

A1.2.2.5.1 Son las centrales que cuentan con un embalse con capacidad de acumulación de agua y 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.

A1.2.2.5.2 Los requerimientos aguas abajo determinarán su flexibilidad al despacho, definiendo qué parte de su oferta de energía se puede considerar de uso en la punta, debiéndose ubicar el resto en la base.

A1.2.2.5.3 Para pertenecer a esta categoría una central hidráulica deberá cumplir por lo menos con las siguientes condiciones:

- (a) no cumplir con las condiciones de central de capacidad semanal;
- (b) Presentar un informe emitido por un profesional colegiado especialista en este tipo de obras, que demuestre que la central cuenta con embalse y permita determinar el volumen de regulación que se pueda acumular en el mismo.

Al verificarse el cumplimiento de las condiciones antes referidas, la central hidráulica quedará clasificada como central de capacidad diaria.

A1.2.2.5.4 Para cada central de capacidad diaria, anualmente, dentro de los plazos para la entrega de la información para la Programación de Largo Plazo, el Agente Generador correspondiente deberá presentar un informe emitido por un profesional colegiado especialista en este tipo de obras, que permita determinar el volumen de regulación que se pueda acumular en el embalse de la central hidráulica. El Informe deberá presentar un mínimo de cinco datos de área, cota y volumen, incluidos los correspondientes a los niveles máximo y mínimo operables. Esta información será la utilizada por el AMM para el cálculo de Oferta Firme de centrales hidráulicas de acuerdo a lo establecido

en la Norma de Coordinación Comercial No. 2, Oferta y Demanda Firme. En caso de que no se presente el informe antes indicado, el Administrador del Mercado Mayorista deberá considerar que la central no cuenta con volumen de regulación.

Si por asolvamiento el volumen de regulación real se viera disminuido respecto del declarado, en el mismo informe se deberá especificar las fechas en las que se tiene previsto realizar las tareas de limpieza del embalse, debiendo incluir por lo menos la realización de una limpieza antes del inicio del Año Estacional. El volumen de regulación del embalse podrá ser verificado mediante la realización de una prueba de generación según la fecha de finalización de las tareas de limpieza del embalse, conforme el cronograma contenido en el informe. De resultar algún sobrecosto por Generación Forzada de la central generadora bajo prueba, éstos serán asignados al Participante Productor.

Si el resultado de la prueba de verificación del volumen del embalse no corresponde a la totalidad del volumen de regulación declarado, se reconocerá Oferta Firme Disponible proporcional al volumen registrado hasta que, mediante la realización de pruebas, se verifique que se cuenta con el volumen de regulación declarado.

Para el caso de las centrales hidroeléctricas nuevas, este informe se deberá presentar previo al inicio de la operación comercial. En caso de que no se presente el informe indicado, en la forma y plazos requeridos, se considerará que la central es de filo de agua.

A1.2.2.5.5 Las centrales hidráulicas que operen con el caudal vertido o turbinado por una central clasificada como central de capacidad diaria también se clasificarán como centrales de capacidad diaria, siempre que el tiempo de viaje del agua vertida y/o turbinada sea menor a una hora. Su clasificación y tratamiento estarán condicionados al cumplimiento de los requisitos de la central hidráulica aguas arriba indicados en el numeral A1.2.2.5.4.

En caso de que cuenten con embalse adicional, deberán presentar la información correspondiente de acuerdo a lo establecido en el numeral A1.2.2.5.4.

**A1.2.2.6 Centrales de filo de agua (Modificado por el Artículo 2 de la resolución 970-03 del Administrador del Mercado Mayorista)**

A1.2.2.6.1 Se incluirán en esta categoría todas las centrales hidráulicas que no resulten clasificadas como de capacidad anual, mensual, semanal o diaria.

A1.2.2.6.2 Son centrales con ninguna capacidad de embalse que, a los efectos de la programación y el despacho, se considerarán generando el caudal entrante. Sus restricciones hidráulicas aguas abajo y las restricciones operativas de la central limitan su despacho horario y/o diario.

### **A1.2.3 Modelado de la oferta hidráulica**

#### **A1.2.3.1 Generalidades**

A1.2.3.1.1 Los modelos de programación y despacho deben representar adecuadamente las características de las cuencas hídricas así como las restricciones que resulten de los respectivos contratos de concesión que afecten su operación y posibilidades de despacho. Será responsabilidad del

AMM garantizar que el modelado cumpla las restricciones operativas y los compromisos establecidos en la concesión, sin limitar su operación más allá de aquéllos.

A1.2.3.1.2 El AMM procederá a:

- incluir la representación de las cuencas hidroeléctricas en los modelos de optimización, programación y despacho del MM,
- realizar el seguimiento del comportamiento del modelado utilizado,
- modelar las modificaciones que se vayan presentando a las características de la oferta hidroeléctrica.

A1.2.3.1.3 **(Modificado por el Artículo 38 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** 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.

A1.2.3.1.4 Si el AMM detectara desviaciones en los resultados del modelo con respecto a las restricciones establecidas realizará los ajustes necesarios.

A1.2.3.1.5 **(Modificado por el Artículo 39 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** 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.

A1.2.3.1.6 Cada vez que el AMM realice un ajuste a la representación de un embalse y/o central hidroeléctrica, informará al Generador el nuevo modelado, indicando el cambio realizado y su justificación. El Generador contará con diez (10) días hábiles para su análisis y envío de sus observaciones al AMM. Si existieran objeciones por parte del Generador, el AMM se reunirá con él para analizar las diferencias de criterios y acordar el modelado definitivo. De no llegar a un acuerdo, se considerará aprobado el modelado del AMM salvo que el Generador demuestre que el funcionamiento del modelo en casos basados en datos reales no cumpliera alguno de sus requerimientos de concesión. En este caso el AMM realizará el cambio de modelado requerido por el Generador.

A1.2.3.2 Centrales de capacidad mensual, semanal y diaria

A1.2.3.2.1 **(Modificado por el Artículo 40 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** 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).

A1.2.3.2.2 **(Modificado por el Artículo 41 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** 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 período de máxima demanda y los requerimientos de caudal mínimo aguas abajo, de acuerdo con las restricciones de operación establecidas.

A1.2.3.3 **(Modificado por el Artículo 42 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** 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.

A1.2.3.4 Pronósticos hidrológicos

A1.2.3.4.1 Será responsabilidad de los Generadores de las centrales hidráulicas a optimizar por el AMM, suministrar información histórica hidrológica de la cuenca, y si es factible, los pronósticos necesarios para estimar los aportes esperados. Dichos pronósticos deben discriminar el volumen esperado para cada período (uno o más meses), la distribución probable de dicho volumen dentro del período y la dispersión posible. Podrá suministrarse como pronósticos estocásticos, con series de caudales con probabilidad asociada. De no contar con este tipo de información, deberán suministrar por lo menos el tipo de año hidrológico esperado, con su probabilidad asociada.

A1.2.3.4.2 Será responsabilidad del AMM analizar la información en su conjunto, verificando que sobre la misma cuenca o sobre cuencas próximas los pronósticos correspondan a tipos de años hidrológicos de probabilidad similar. El AMM verificará además la consistencia de los pronósticos respecto de los afluentes y condiciones climáticas registrados en los meses anteriores, tanto en lo que haga a aportes como a precipitaciones y temperatura. De no recibir la información correspondiente a alguna central, el AMM estimará aportes según los siguientes criterios:

- si existiera otra central sobre la misma cuenca que haya suministrado pronóstico, los valores que correspondan a la serie hidrológica y la probabilidad o tipo de año informada por el otro Generador;

- de no existir otra central sobre la misma cuenca con pronósticos, toda la serie hidrológica, pudiendo darle distinto peso a cada año de acuerdo con el comportamiento registrado en los meses anteriores, tanto en lo que se refiere a aportes como a precipitaciones y temperatura.

#### **A1.2.4 Programación de largo plazo**

##### **A1.2.4.1 Programación provisoria**

Todos los Generadores con centrales hidráulicas de capacidad anual, según clasificación a efectuar por el AMM, deben proveer a éste la información necesaria para la programación de largo plazo de acuerdo con lo establecido en el presente capítulo.

##### **A1.2.4.2 Programación definitiva**

Al elaborar la programación definitiva el AMM incluirá el valor del agua en cada embalse considerado de capacidad anual

##### **A1.2.4.3 Metodología**

A1.2.4.3.1 El AMM efectuará la programación de largo plazo mediante un modelo de simulación de la operación que realizará el despacho hidrotérmico de cada semana teniendo en cuenta la aleatoriedad de las variables involucradas y representando las centrales hidráulicas de acuerdo con su clasificación.

A1.2.4.3.2 Para cada central considerada como de capacidad anual se tendrá en cuenta las siguientes condiciones:

- el AMM modelará, en acuerdo con el Generador correspondiente, las restricciones a la operación del embalse de acuerdo con lo establecido por su contrato de concesión y compromisos aguas abajo;
- los modelos utilizarán como datos de entrada las series históricas de aportes, salvo para aquellos períodos para los cuales el Generador informe pronósticos;
- el modelo de simulación utilizará las curvas de valor del agua.

A1.2.4.3.3 Para cada una de las centrales hidráulicas restantes, la representación dependerá de la dispersión de sus aportes en la serie histórica y de su energía firme. Si la energía firme fuera mayor que el uno por ciento (1 %) de la energía total demandada en el MM y el embalse se encontrara en un río cuya dispersión en los aportes fuera importante, se utilizará como dato de entrada la serie histórica, salvo para aquellos períodos en que el Generador indique aportes pronosticados. Los datos de caudal se convertirán en energía semanal con el rendimiento medio de la central. Si no fuera así, se tomará como dato la energía semanal.

A1.2.4.3.4 Para las centrales que no sean de capacidad anual las restricciones aguas abajo se modelarán como las posibilidades de cubrimiento de la demanda del período de máxima demanda de la energía disponible dentro de

la semana y los requerimientos de potencia base. Toda la energía semanal ofrecida se ubicará en la semana.

**A1.2.4.3.5 (Modificado por el Artículo 21 de la resolución 3139-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** El modelo de simulación determinará la programación de la operación para cada semana del período mediante un despacho de la generación y de los sistemas de almacenamiento que forman parte de un generador con GHA, haciendo competir la oferta hidroeléctrica, con sus posibilidades de cubrimiento de la demanda del período de máxima demanda, la oferta renovable no hidráulica, 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.

**A1.2.4.3.6 (Modificado por el Artículo 44 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** 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.

#### **A1.2.5 (Modificado por el Artículo 45 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista) 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.

**(Modificado por el Artículo 22 de la resolución 3139-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** Las restricciones hidráulicas podrán forzar desviaciones al despacho 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 erogarse por las centrales hidráulicas, debiendo el Generador erogarse 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 corresponda, 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 erogarse el faltante por vertedero.

#### **A1.2.6 (Modificado por el Artículo 46 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista) 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 desfogue 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 compiten 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 cuenten 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 predespacho 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 puede 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 predespacho 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 técnicas 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 limiten 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 predespacho 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.

**(Modificado por el Artículo 23 de la resolución 3139-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** En consecuencia, el programa de cargas de un Generador hidráulico es el resultante de las distintas etapas del despacho de la generación 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 de la generación 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 redespacho.

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.

**(Adicionado por el Artículo 7 de la Resolución 2587-04 de Administrador del Mercado Mayorista)** La programación semanal determina los paquetes diarios de energía a utilizar de cada central hidráulica con embalse de regulación mensual, en función de la energía semanal disponible declarada, con el objetivo de minimizar el costo total de operación de la semana. Esta generación será despachada considerando el costo variable de generación de la central y el paquete diario de energía correspondiente.

#### **A1.2.7 Potencia operada y reserva rodante**

Del despacho diario, resultará para cada hora en las centrales hidráulicas despachadas una potencia a generar y una potencia como reserva rodante para regulación de frecuencia, ya sea primaria o secundaria. Si la central no está habilitada para regular o lo está pero se declara indisponible para regular, quedará despachada, desde el punto de vista de la regulación, sin reserva rodante.

El Generador hidráulico deberá realizar el despacho de máquinas dentro de su central teniendo como objetivo cumplir con el despacho de cargas determinado por el AMM con la mayor eficiencia posible, o sea maximizando el rendimiento hidráulico de la central. Para ello, para cada potencia despachada deberá buscar tener en servicio el menor número de máquinas posible, o sea cada máquina a la mayor carga posible, dentro de los compromisos de reserva para regulación y requerimiento de número mínimo de máquinas en servicio para la capacidad de Transmisión necesaria.

Cada hora cada Generador hidráulico oferta la potencia rodando en su central, o sea la capacidad máxima de las máquinas que tiene en servicio. Sin embargo, esta oferta sólo puede acceder al Mercado en la medida que la potencia total ofertada (potencia térmica más hidráulica) que resulta para la Región Hidráulica se encuentra dentro del límite dado por la demanda regional y las restricciones de transmisión.

La potencia despachada en cada central, o sea a generar más reserva para regulación, es un resultado del programa de despacho y, como consecuencia de incluir el modelo las restricciones de transmisión, la potencia exportada de una Región Hidráulica no supera el límite máximo de transporte definido. De surgir un excedente en la oferta de potencia de una Región con respecto a la que puede acceder al Mercado, se ubicará entonces en el resto de potencia rodante.

Dentro de la oferta de potencia de cada central se puede discriminar una potencia a generar (PGEN), una reserva regulante (PREG) y una reserva excedente rodante (PROD). Para una central "k" en la hora "i" resulta:

$$POFR_{ik} = PGEN_{ik} + PREG_{ik} + PROD_{ik}$$

Para cada hora "i", se define como potencia operable de una Región Hidráulica a la potencia máxima que se puede generar en dicha Región dada la capacidad de transporte disponible en esa hora (MWTRANS) más la demanda prevista para la región (MWDEMREG). La limitación a la potencia máxima transmisible estará dada por el equipamiento en servicio dentro de la red de transmisión y los equipos de compensación y estabilización asociados.

$$POPERir = MWDEMREGir + MWTRANSir$$

Para cada hora "i" en que la potencia ofertada en una Región es mayor que potencia operable, existirá un excedente de potencia dentro de la Región hidráulica.

$$PEXCir = \max (\sum k POFRik - POPERir, 0)$$

donde "k" son las centrales en la Región Hidráulica.

En caso de excedentes en la oferta de potencia de una Región, se repartirá la limitación entre los excedentes rodantes en las centrales que estén generando. Para la central "k" dentro de la Región "r" en cada hora "i" la potencia vendida será:

$$PVENDEk = PGENik + PREGik + PRODik * \left( 1 - \frac{PEXCir}{\sum q PRODikr} \right)$$

donde "kr" son las centrales ubicadas en la Región.

**A1.2.8 (Modificado por el Artículo 24 de la resolución 3139-02 del Administrador del Mercado Mayorista) Restricciones Operativas y de Transporte que afectan el Despacho de centrales hidroeléctricas, solares fotovoltaicas, eólicas y de generadores con GHA**

Las restricciones de operación y transporte fuerzan un límite sobre la máxima generación hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica y de generadores con GHA que puede tomar el MM. Estas restricciones pueden ser:

- a) Restricciones Programadas, que en general solo afectan el despacho de generación hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica y de generadores con GHA en algunas horas y en determinadas condiciones;
- b) Restricciones Forzadas, que debido a la indisponibilidad imprevista de parte del equipamiento existente, provocan una limitación mayor que las restricciones programadas y afectan al despacho de generación hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica y de generadores con GHA continuamente hasta que se repare el inconveniente y se vuelva a la limitación normal (la programada).

Las restricciones programadas son conocidas e incluidas dentro de los modelos de programación y despacho. En general, producen limitaciones en el despacho horario de potencia hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica y de generadores con GHA, pero no fuerzan excedentes de esta energía renovable

salvo situaciones extremas (años hidrológicos húmedos, altos aportes de generación solar fotovoltaica o eólica) ya que, al ser tenidas en cuenta en la programación a mediano y largo plazo, se busca ubicar el agua en centrales hidráulicas con disponibilidad de embalse a lo largo de las semanas evitando vertimiento, o sea tratando de no superar estas limitaciones.

Las restricciones forzadas, en cambio, producen una modificación respecto a la operación programada. Pueden tener una permanencia que provoque, además de excedentes de potencia hidráulica, limitaciones imprevistas en la energía que podrá tomar el MM y llevar a una condición de excedentes hidráulicos que fuerce a erogar por vertedero, o excedentes de energía solar fotovoltaica, eólica o de generadores con GHA que fuerce a limitar la potencia a generar de las centrales, resultando en pérdida de recurso renovable.

En consecuencia, las restricciones forzadas podrán a su vez clasificarse de dos tipos:

- a) Restricciones Forzadas Transitorias, con una permanencia menor que 12 horas;
- b) Restricciones Forzadas Prolongadas, con una permanencia mayor, pudiendo llegar a varios días.

En la programación y despacho semanal, dentro de un área desvinculada la energía hidráulica estará compitiendo a través del valor del agua en los embalses con los costos de operación del resto de centrales renovables y los costos de operación de las centrales térmicas. En caso de restricción a la oferta energética del área, por limitaciones en su acceso al Mercado, el despacho semanal definirá los paquetes de energía óptimos renovables y térmicos que resultan.

En el despacho diario, se buscará ubicar el agua dentro de las horas cubriendo la energía más cara vista desde el área desvinculada, o sea teniendo en cuenta el precio local.

**A1.2.8.1 (Modificado por el Artículo 25 de la resolución 3139-02 del Administrador del Mercado Mayorista) Máxima generación hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica y de generadores con GHA despachable**

La capacidad de absorber la oferta hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica y de generadores con GHA en el MM podrá estar limitada por:

- la capacidad de la red de transporte que permite exportar la energía producida en las Regiones Hidráulicas hacia el resto del MM;
- las restricciones operativas que fuerzan máquinas térmicas.

En función de las limitaciones indicadas, cada Región Hidráulica (r) tendrá una generación hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica y de generadores con GHA máxima despachable (MAXERr) función de:

- a) la demanda prevista para la región (DEMREG),
- b) la capacidad máxima de exportar energía fuera de la Región a través del sistema de transmisión (MAXRED),
- c) la potencia térmica forzada en la Región por requisitos operativos (FORZ).

A su vez, para el MM en conjunto la oferta de energía hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica y de generadores con GHA máxima (MAXERMEM) despachable estará definida como el mínimo entre:

- la demanda total del MM (DEMMEM) menos la generación térmica forzada por restricciones operativas;
- la suma de la generación hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica y de generadores con GHA máxima admisible (MAXERr) en cada Región Hidráulica, obtenida como la suma de la máxima generación hidráulica, solar fotovoltaica, eólica y de generadores con GHA.

$$\text{MAXERMEM} = \text{mín} (\text{DEMMEM} - \text{FORZMEM} , \sum_r \text{MAXERr})$$

**A1.2.8.2 (Modificado por el Artículo 26 de la resolución 3139-02 del Administrador del Mercado Mayorista) Excedentes de energía hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica y de generadores con GHA**

En la programación semanal, el AMM deberá tener en cuenta las limitaciones operativas y de transporte para establecer si existen excedentes de energía hidráulica hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica y de generadores con GHA en el MM y/o en las Regiones Hidráulicas.

A su vez, en el despacho diario podrán resultar activas en algunas horas, restricciones operativas o de transporte que limiten la máxima potencia hidráulica hidroeléctrica, eólica, solar fotovoltaica y de generadores GHA despachable.

**A1.2.8.2.1 Mínima generación hidroeléctrica**

Los requerimientos de los usuarios aguas abajo de los embalses, los niveles máximos admisibles en la presa, así como otros compromisos establecidos en el Contrato de Concesión establecerá para cada central hidráulica un caudal y/o volumen mínimo a erogar. Este requerimiento representará una energía mínima, con despacho forzado salvo imposibilidad de ser tomada por el Mercado.

En primer lugar, se analizará para cada región la Generación Hidráulica Mínima Requerida (EHRMINr), calculada como la suma de la energía mínima de cada central hidráulica (EHMINK) y dada por:

- a) la energía a turbinar informada por las centrales de la región clasificadas como de pasada;
- b) la energía mínima a turbinar de cada una de las restantes centrales hidráulicas de la Región definida, según las condiciones en el embalse, por los requerimientos de caudal mínimo aguas abajo, o el caudal mínimo necesario erogar para atenuación de crecida, o el caudal mínimo requerido erogar para no superar la cota máxima permitida en el embalse.

Como consecuencia, para el MM resultará también una generación hidroeléctrica mínima requerida, dada por la suma de la energía mínima requerida por cada Región Hidráulica.

De resultar la energía mínima requerida mayor que la máxima despachable, surgirá un excedente no turbinable, ya sea a nivel de la Región o de todo el MM, que forzará vertimiento.

**A1.2.8.2.2 (Modificado por el Artículo 27 de la resolución 3139-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** Excedentes de energía hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica y de generadores con GHA en el MM

En la programación semanal, el AMM deberá tener en cuenta las limitaciones operativas y de transporte para establecer si existen excedentes de energía hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica y de generadores con GHA en el MM o en las Regiones Hidráulicas.

A su vez, en el despacho diario podrán resultar activas en algunas horas, restricciones operativas o de transporte que limiten la máxima potencia hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica y de generadores con GHA despachable.

El AMM deberá establecer límites a la producción de generación hidráulica, solar fotovoltaica, eólica y de generadores con GHA, de forma tal de cumplir con las limitaciones antes indicadas a nivel MM y a nivel de cada región, de forma tal que, si hubiera restricciones activas, estas afecten por igual a la generación de estas tecnologías considerando:

- La generación hidráulica mínima (EHMINK) de cada central (k) como despacho forzado,
- La generación asociada al cumplimiento de los criterios de calidad requeridos tendrá prioridad en la asignación de excedentes renovables.

De resultar excedentes de energía hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica o de generadores con GHA a nivel del MM, se deberá limitar la energía a generar para cada central renovable. El excedente de generación se repartirá de forma proporcional entre estos generadores. Para la proporción a utilizar, se deberá considerar la energía mínima requerida por las centrales hidroeléctricas (EHMINK), así como la energía requerida de acuerdo con el caudal entrante que corresponda a cada central; para los generadores solares fotovoltaicos, eólicos y generadores con GHA, se deberá considerar la energía requerida de acuerdo con la disponibilidad del recurso primario. La energía no despachada para las hidroeléctricas dará lugar a una erogación por vertedero. Por su parte, la energía no despachada de los generadores solares fotovoltaicos, eólicos y generadores con GHA resultará en una disminución del uso del recurso renovable.

**A1.2.8.2.3 (Eliminado por el Artículo 28 de la resolución 3139-02 del Administrador del Mercado Mayorista)**

**A1.2.8.3 (Modificado por el Artículo 29 de la resolución 3139-02 del Administrador del Mercado Mayorista) Restricciones de potencia despachable**

Una vez definida la energía a despachar en cada central hidroeléctrica, solar fotovoltaica, eólica y de generadores con GHA, o sea la resultante del despacho óptimo y los ajustes necesarios en caso de excedentes, el despacho diario definirá su óptima ubicación horaria.

**A1.2.8.3.1 (Modificado por el Artículo 30 de la resolución 3139-02 del Administrador del Mercado Mayorista) Máxima potencia despachable**

El resultado del modelo de despacho diario definirá los programas de carga para cada central de forma tal de ubicar la energía generada de centrales hidroeléctricas, solares fotovoltaicas, eólicas y de generadores con GHA 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.

**A1.2.8.3.2 Restricciones programadas**

De encontrarse una Región Hidráulica en una condición normal, o sea sin restricciones forzadas en su vinculación con el Mercado, se hará el despacho teniendo en cuenta las restricciones programadas de transporte. Como consecuencia, el despacho determinará las horas en que el área resulta desvinculada del Mercado, o sea las horas en que el requerimiento de potencia a enviar al Mercado según el despacho óptimo libre resulta mayor que la máxima potencia exportable desde la Región. En estos periodos, el despacho de potencia de un Generador hidráulico en el área quedará afectado respecto del óptimo sin restricciones.

**A1.2.8.3.3 Restricciones forzadas**

De encontrarse en una condición de emergencia, con restricciones forzadas, el predespacho de la Región ubicará su energía sobre la curva de demanda del área desvinculada más la capacidad máxima de transporte, o sea incluyendo la limitación forzada de transmisión. Si es una restricción forzada transitoria, se realizará una modificación al despacho de la Región en la parte del día afectada incluyendo la limitación al transporte debido a la falla. De este modo quedará incluida la restricción a la potencia horaria máxima despachable.

En caso de fallas graves de transporte, la potencia máxima despachable en una Región Hidráulica podrá quedar limitada muy por debajo de la limitación programada, e incluso resultar inferior a la suma del mínimo técnico normal de una máquina en cada una de las centrales hidráulicas a despachar. En consecuencia, al surgir restricciones forzadas, el Generador del área desvinculada podrá informar al AMM una modificación transitoria al mínimo

técnico en sus máquinas (mínimo técnico extraordinario) a utilizar durante la emergencia hasta que aumente nuevamente la capacidad de Transmisión.

Para determinar el despacho de cargas real de cada central, el AMM deberá tener en cuenta las restricciones de mínimo técnico de las máquinas, considerando los mínimos extraordinarios, de haberse definido. Dadas las características de la curva de demanda a despachar dentro de la Región, la energía ofertada por una central podrá no ser totalmente despachable en el caso que para hacerlo se requiriera vulnerar las restricciones técnicas de las máquinas. En consecuencia, al realizar el despacho de las centrales podrá resultar que parte de la demanda a despachar en la Región no resulte cubierta y una o más centrales resulten con una energía despachada inferior a la ofertada.

En este caso, el AMM deberá realizar el ajuste final del despacho de la Región, distribuyendo entre las centrales la potencia que falta cubrir, teniendo en cuenta la diferencia en cada una de:

- el rendimiento nominal, o sea la relación potencia/caudal;
- la modulación posible con su vertedero y flexibilidad para poder compensar con el mismo las desviaciones entre su generación programada y su generación real.

Como consecuencia, en el despacho ajustado podrán resultar algunas centrales generando por encima de su energía ofertada y las restantes por debajo o, inclusive, no generando en todo el día.

#### **A1.2.9 Operación en tiempo real**

Si de una orden del AMM, ya sea una modificación al despacho o un requerimiento de operación en tiempo real, resultara para una central hidráulica un caudal aguas abajo inferior al caudal mínimo comprometido, el Generador deberá informar al AMM que dicha operación lo obligará a operar vertedero. De no modificar su orden el AMM, el Generador en ningún caso estará autorizado a aumentar su generación por encima de la potencia despachada para cumplir con su requisito de caudal mínimo sino que deberá erogar el faltante por vertedero. De considerar que la operación de vertedero fue injustificada y que el caudal vertido podría haber sido generado en el despacho del MM, el Generador podrá presentar su queja el día siguiente al AMM .

Si de un pedido en la operación o una modificación al despacho resultara un caudal aguas abajo superior al máximo permitido o se superara la capacidad del dique compensador para mantener un caudal regulado aguas abajo, el Generador podrá rechazar el pedido o programa de generación indicado por el AMM. En este caso, podrá limitar su generación para garantizar no vulnerar sus restricciones aguas abajo, e informar al AMM cómo quedará limitado su programa de cargas, debiendo dejar constancia de la restricción que vulnera el pedido del AMM. El AMM, de considerar la justificación no válida o que la falta de capacidad de compensación se originó en falta de la capacidad mínima de regulación en el dique compensador, podrá elevar su objeción el

día siguiente y solicitar la correspondiente penalización a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

**(Modificado por el Artículo 31 de la resolución 3139-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** En caso de estar programada u operando una central hidráulica con vertedero abierto o un generador solar fotovoltaico, eólico o generador con GHA, con reducción del uso del recurso primario, por imposibilidad de tomar el MM toda su oferta durante la operación en tiempo real, el AMM deberá buscar minimizar la energía vertida o no utilizada. En consecuencia, dentro de lo posible, el AMM tomará las desviaciones que se produzcan en tiempo real que requieran mayor generación aumentando la entrega de dicha central. De ser más de una de estas centrales generadoras renovables (hidroeléctricas, solares fotovoltaicas, eólicas o generadores con GHA) con excedentes, el AMM buscará repartir los excedentes de energía entre estas centrales en forma proporcional, dentro de las posibilidades y considerando las restricciones que se presenten en la operación, así como los criterios establecidos en el numeral A1.2.8.2.2. Sin embargo, como consecuencia de los tiempos involucrados y de la dificultad de prever la permanencia y magnitud exacta de las desviaciones, el resultado final de un día sobre repartición de excedentes de energía renovable entre distintas centrales podrá no corresponder exactamente con las proporciones programadas en el despacho.

#### **A1.2.10 Modelado de las centrales y sus restricciones aguas abajo**

Será responsabilidad del Generador con centrales hidráulicas acordar con el AMM un modelado adecuado de la cuenca y sus centrales, que represente las restricciones impuestas por los compromisos aguas abajo pero no limite la operación más allá de lo real. Dicho modelado se deberá acordar para los programas de:

- optimización y programación de la operación de largo plazo y mensual,
- **(Modificado por el Artículo 32 de la resolución 3139-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** despacho de la generación y de los sistemas de almacenamiento que forman parte de un generador con GHA para el despacho semanal y diario,
- modificaciones al despacho y operación en tiempo real.

En los plazos previstos para la programación de largo plazo, mensual y despacho semanal y diario, las centrales hidráulicas deberán informar al AMM sus restricciones operativas vigentes tanto en los niveles máximos y mínimos permitidos en los embalses, como los caudales máximos y mínimos erogables. A su vez, deberán informar cualquier norma de operación en uso y cualquier modificación que surja en sus restricciones respecto a lo previsto.

El AMM deberá incluir toda esta información en los modelos de despacho para ajustar la programación al efecto de los requerimientos aguas abajo sobre las posibilidades de despacho de cada central hidráulica.

Será responsabilidad del Concesionario de cada central hidráulica verificar que los resultados de los modelos de programación y despacho se ajusten a

sus restricciones aguas abajo. De no ser así, deberá notificar al AMM y solicitar el correspondiente ajuste a la programación.

**A1.2.11 (Adicionado por el Artículo 33 de la resolución 3139-02 del Administrador del Mercado Mayorista) PROGRAMACIÓN Y DESPACHO DE LOS GENERADORES CON GENERACIÓN HÍBRIDA AUTÓNOMA**

Un generador con GHA se caracteriza por ser tratado en la programación de la operación, y en la operación misma, como una sola central generadora, compuesta por un generador solar fotovoltaico o eólico y un sistema de almacenamiento conectadas en el mismo nodo del sistema de transmisión.

El generador con GHA podrá tener energía para ofrecer al despacho mientras esté en condiciones de producir energía incluyendo excedentes durante la fase de carga del almacenamiento.

La carga del sistema de almacenamiento será programada por el AMM y efectuada utilizando la generación del generador solar fotovoltaico o eólico asociado. No se permite el retiro de energía desde el sistema de transmisión para la carga del almacenamiento. A tal efecto, el titular del generador con GHA deberá instalar medidores de energía para el registro de la producción del generador solar fotovoltaico o eólico y la carga / descarga del sistema de almacenamiento, de manera independiente a la medición en el punto de entrega al sistema, de acuerdo con lo establecido en la NCC-14. El AMM verificará que los medidores no hayan registrado retiros no autorizados de energía desde la red de transmisión para la carga del sistema de almacenamiento, para lo cual se utilizarán los registros de dichas mediciones, tomando en cuenta los consumos propios típicos del generador fotovoltaico o eólico y de su sistema de almacenamiento. De incurrir en tales retiros, la primera vez, el AMM solicitará las aclaraciones correspondientes al Generador, que tendrá tres días hábiles para esclarecer lo ocurrido. En caso no pueda esclarecerse el AMM informará a la CNEE del incumplimiento; la segunda vez, se iniciará el proceso indicado en el numeral 4.2 de la NCC-15. En estas circunstancias, la valorización de la energía proveniente del SNI para la carga del sistema de almacenamiento, de forma no autorizada, se hará al precio máximo permitido para las ofertas de RRO en la hora en que se den tales retiros.

La descarga del almacenamiento será también programada por el AMM para cumplir con los objetivos de abastecer la demanda con una adecuada calidad y a mínimo costo del Sistema Nacional Interconectado.

La máxima potencia que un generador con GHA puede inyectar al sistema de transmisión en su conexión al S.N.I, como resultado de la producción de generación del generador solar fotovoltaico o eólico y de la inyección de su almacenamiento, no debe superar el límite de potencia autorizada de acuerdo con la respectiva resolución de acceso de transporte emitida por la CNEE.

El generador con GHA debe disponer de un sistema de control que le permita gestionar la carga del sistema de almacenamiento a partir de la energía producida por el generador solar fotovoltaico o eólico.

Los generadores solares fotovoltaicos o eólicos que instalen sistemas de almacenamiento para operar con GHA que implique una modificación a la potencia intercambiada, deberán realizar una actualización a la autorización de Acceso a la Capacidad de Transporte de la CNEE.

Además, los generadores solares fotovoltaicos o eólicos interesados deberán habilitar comercialmente el sistema de almacenamiento, conforme a lo dispuesto en la Norma de Coordinación Comercial No 14.

### **ANEXO 1.3**

#### **A1.3.1.- (Modificado por el Artículo 48 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista) 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.

\*  $CVG_{c,m,t,u}$  = 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  $u$ .

#### **A1.3.2. (Modificado por el Artículo 49 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista) 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.

#### **ANEXO 1.4**

**(Adicionado por el Artículo 13 de la resolución 1236-01 del Administrador del Mercado Mayorista)**

## 1.4.1 PROCEDIMIENTO PARA LA PRESENTACIÓN DE OFERTAS DE OPORTUNIDAD AL MER

Este Anexo establece la metodología con la que los Agentes del Mercado Mayorista conformarán y presentarán las ofertas de oportunidad de inyección y las ofertas de oportunidad de retiro, en los nodos de enlace. El Administrador del Mercado Mayorista conformará y presentará las ofertas de oportunidad de retiro para déficit nacional, en los nodos de enlace entre áreas de control.

### 1.4.1.1. OFERTAS DE OPORTUNIDAD DE INYECCIÓN AL MER.

Como resultado del predespacho nacional, se determina la generación no despachada disponible para realizar exportaciones al MER, tomando en cuenta las condiciones indicadas en el numeral 1.4.5.1 de esta norma. Esta generación será la que estaría disponible para cubrir las ofertas de oportunidad de exportación de los Participantes del Mercado Mayorista que se presenten al MER.

#### 1.4.1.1.1. Determinación de la oferta de inyección en MW

1.4.1.1.1.1. Las ofertas de oportunidad de inyección a presentarse para cada hora al MER, que utilicen generación no despachada disponible para realizar exportaciones al MER, provendrán de las ofertas de oportunidad presentadas por los Agentes Generadores y Agentes Comercializadores, que cuenten con Oferta Firme Eficiente no comprometida en contratos, así como de los excedentes de los Distribuidores según lo establecido en el artículo 65 Bis del Reglamento de la Ley General de Electricidad. La potencia de cada una de éstas ofertas será como máximo la potencia respaldada no comprometida en contratos, descontando el Coeficiente de requerimiento adicional de la demanda (CAD). La suma de todas las ofertas de oportunidad a presentar al EOR estará limitada al total de la generación no despachada disponible para exportación al MER. El procedimiento de asignación de dicha generación será el siguiente:

- a) Si la suma de todas las ofertas de oportunidad presentadas al MER es mayor que el total de la potencia disponible que no fue utilizada en el predespacho nacional, ésta será repartida proporcionalmente de acuerdo al monto originalmente declarado en cada una de las ofertas.
- b) Si la suma de todas las ofertas de oportunidad presentadas al MER es menor que la potencia disponible que no fue utilizada en el predespacho nacional, el remanente que tenga Oferta Firme Eficiente deberá ser ofertado por el titular de las unidades generadoras respectivas, o quien le represente en el Mercado Mayorista.

1.4.1.1.1.2 Las ofertas de oportunidad deberán ser declaradas en alguno de los nodos de enlace entre el área de control de Guatemala y el resto del SER.

1.4.1.1.1.3 **(Modificado por el Artículo 23 de la Resolución 1479-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** Si un Participante no indica el nodo donde se declara la oferta, se utilizará el nodo de enlace donde prevalezca el flujo preponderante de exportación.

1.4.1.1.1.4. Las ofertas de oportunidad de inyección a presentarse para cada hora al MER, provenientes de demanda nacional interrumpible por precio, será el valor en MW declarado por el Participante del Mercado Mayorista. Dicha oferta deberá ser declarada en alguno de los nodos de enlace entre el área de control de Guatemala y el resto del SER.

1.4.1.1.2. Conformación del precio de la oferta de oportunidad de inyección a presentar al MER.

1.4.1.1.2.1. El precio de la oferta de oportunidad de inyección será:

a) **(Modificado por el Artículo 2 de la resolución 2422-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** El valor declarado por los interesados en presentar ofertas de oportunidad al MER, no podrá ser menor al valor del Costo Variable de Generación, trasladado al nodo de referencia, de la última máquina despachada económicamente en el predespacho nacional para cubrir la demanda nacional, cuando ésta se encuentre despachada parcialmente. Si ese no fuere el caso, el precio de la oferta no podrá ser menor al Costo Variable de Generación de la máquina siguiente en orden de mérito, trasladado al nodo de referencia.

El AMM informará mensualmente a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica el detalle horario del mes anterior, correspondiente al Costo Variable de Generación, trasladado al nodo de referencia, de la última máquina despachada económicamente en el predespacho nacional para cubrir la demanda nacional según lo antes indicado.

b) **(Modificado por el Artículo 3 del punto I de la Resolución 3221-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** Cuando la suma de todas las ofertas presentadas al MER sea menor que la potencia disponible que no fue utilizada en el predespacho nacional, el precio del remanente con Oferta Firme Eficiente será el valor declarado por el Agente Generador o quien le represente en el Mercado Mayorista, para la Programación Semanal. Para cada día estará conformado por un precio por cada banda horaria. El precio de la oferta no podrá ser inferior al Costo Variable de Generación del generador indicado en la Lista de Mérito. Este precio podrá ser actualizado diariamente según lo descrito en el numeral 1.4.5.1. inciso (d) de ésta norma.

1.4.1.1.2.2. El precio de la oferta de oportunidad de Inyección (expresado en \$/MWh) proveniente demanda nacional interrumpible por precio, será el valor ofertado para la Programación de Largo Plazo.

1.4.1.1.3. El AMM abastecerá las demandas de exportación al MER derivadas de ofertas de oportunidad de inyección ó asociadas a Contratos No Firmes Físico Flexibles optimizando los recursos del parque generador disponible.

#### **1.4.1.2. OFERTAS DE OPORTUNIDAD DE RETIRO AL MER.**

Todos los Participantes del Mercado Mayorista podrán presentar ofertas de oportunidad de retiro al MER.

1.4.1.2.1 Determinación de la oferta de oportunidad de retiro en MW.

1.4.1.2.1.1 **(Modificado por el Artículo 3 de la resolución 2422-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** La importación derivada de las ofertas de retiro al MER no podrá sustituir generación proveniente de:

- a) **(Modificado por el Artículo 34 de la resolución 3139-02 del Administrador del Mercado Mayorista)** Las centrales generadoras que forman parte del despacho base del SNI, dentro de las cuales se encuentran las plantas hidroeléctricas, geotérmicas, y unidades generadoras eólicas, solares fotovoltaicas y los generadores con GHA.
- b) Las unidades o centrales generadoras que se encuentran disponibles para la prestación del Servicio Complementario de Reserva Rodante Operativa.
- c) La porción o el bloque de las unidades o centrales generadoras que a medida que reducen su despacho incrementan su costo variable de generación.

La suma de todas las ofertas de oportunidad de importación a presentar al MER estará limitada al total de la generación sustituible disponible. Si la suma de todas las ofertas de oportunidad fuera mayor que el total de la potencia disponible sustituible en el predespacho nacional, ésta última será repartida proporcionalmente en función del monto originalmente declarado en cada una de las ofertas.

Para las unidades térmicas con restricciones de arranque y parada que se encuentren despachadas parcialmente en el predespacho nacional, su generación podrá ser sustituida como máximo hasta el valor del mínimo técnico necesario para poder permanecer despachada.

1.4.1.2.1.2 Las ofertas de retiro deberán ser declaradas en alguno de los nodos de enlace entre el área de control de Guatemala y el resto del SER.

1.4.1.2.1.3 Determinación de la oferta de oportunidad de retiro para atender déficit de generación nacional.

Este tipo de ofertas será presentado por el AMM. La oferta para cada hora será conformada por los valores en MW de los escalones de falla considerados en la normativa vigente. La oferta será presentada en alguno de los nodos de enlace entre el área de control de Guatemala y el resto del SER.

1.4.1.2.2 Precio de la oferta de retiro al MER.

1.4.1.2.2.1 **(Modificado por el Artículo 4 de la resolución 2422-01 del Administrador del Mercado Mayorista)** Los precios de las ofertas de oportunidad de retiro estarán expresadas en \$/MWh. Su valor deberá ser menor al Costo Variable de Generación de la última máquina despachada para cubrir la demanda nacional, trasladado al nodo de enlace entre el área de control de Guatemala y el resto del SER, donde se declare la oferta.

1.4.1.2.2.2 Los precios de las ofertas por déficit de generación nacional provendrán de los valores asignados a los escalones de falla considerados en la normativa vigente expresados en \$/MWh.

1.4.1.2.2.3 Las ofertas serán presentadas al MER todos los días antes de las 13:00 horas.

## **ANEXO 1.5 (Modificado por el Artículo 13 de la resolución 1667-01 del Administrador del Mercado Mayorista)**

### **A.1.5.1 PROCEDIMIENTO PARA LA PRESENTACIÓN DE OFERTAS ASOCIADAS A LOS CF<sub>MER</sub>**

Este Anexo establece la metodología con la que los Agentes del Mercado Mayorista presentarán las ofertas asociadas a CF<sub>MER</sub>, de inyección y retiro, en los nodos de enlace entre áreas de control.

#### **A.1.5.1.1. (Modificado por el Artículo 14 de la resolución 1667-01 del Administrador del Mercado Mayorista) OFERTAS DE INYECCIÓN Y RETIRO ASOCIADAS A CF<sub>MER</sub>.**

A.1.5.1.1.1. Información diaria requerida para cada período de mercado:

- a) Cantidades de energía del contrato.
- b) Cantidad de energía requerida por la parte compradora.
- c) Nodo de inyección y retiro.
- d) Parte que posee los Derechos Firmes de transmisión asociados al contrato.
- e) La parte que asumirá el cargo por el diferencial de Precios Nodales.
- f) Oferta de inyección al mercado de Oportunidad Regional del vendedor correspondiente.

A.1.5.1.1.1.2 La oferta de oportunidad de inyección asociada a los CF<sub>MER</sub>, deberá ser declarada en el mismo nodo de venta de declaración del CF<sub>MER</sub>.

A.1.5.1.1.1.3 El precio de la oferta de oportunidad declarada por la parte vendedora será expresada en US\$/MWh.

A.1.5.1.1.1.4 Si un Participante no indica el nodo donde se declara la oferta y si no cumple lo requerido en los numerales A.1.5.1.1.1. a A.1.5.1.1.1.3, el contrato no se validará ante el EOR.

#### **DISPOSICIONES TRANSITORIAS (Modificado por el Artículo 50 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista)**

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.

**DISPOSICIONES TRANSITORIAS (Modificado por el Artículo 3 de la Resolución 970-03 del Administrador del Mercado Mayorista)**

Para las centrales generadoras que al momento de la publicación de la presente modificación normativa estén clasificadas como centrales de filo de agua y quieran optar a la clasificación como centrales de capacidad, podrán hacer la solicitud respectiva y presentar la información correspondiente para su evaluación. De tenerse resultados positivos, podrán obtener la clasificación, con las características y condiciones derivadas de ésta.

**DISPOSICIONES TRANSITORIAS (Adicionado por el Artículo 25 de la Resolución 1479-01 del Administrador del Mercado Mayorista)**

En tanto el nodo LVG-230 es habilitado comercialmente e incluido y publicado por el EOR en el listado de nodos para la adquisición de Derechos Firmes para CRPS, sólo se podrán hacer solicitudes de asignación de Derechos Firmes en los nodos MOY-230 y PAN-230. Una vez que el nodo LVG-230 haya entrado en operación comercial, dicho nodo sustituirá al nodo AGU-230 y se considerará como uno de los tres nodos de enlace, que son los nodos en los que se pueden presentar solicitudes de asignación de Derechos Firmes.

Mientras entra en operación comercial el nodo LVG-230, los Participantes del MM podrán seguir declarando Ofertas de Oportunidad y CNFFF del MER, en el nodo de AGU-230. Una vez que dicho nodo haya entrado en operación comercial, el nodo LVG-230 sustituirá al nodo AGU-230, y se considerará como uno de los tres nodos de enlace en los que se pueden presentar ofertas de inyección o retiro al MER.

**DISPOSICION TRANSITORIA (Adicionado por el Artículo 15 de la Resolución 1667-01 del Administrador del Mercado Mayorista):** Mientras los Contratos Regionales con Prioridad de Suministro (CRPS) se encuentren operativamente vigentes, las disposiciones relativas a los Contratos Firmes del MER ( $CF_{MER}$ ) contenidas en esta norma, serán igualmente aplicables a los CRPS.

**Artículo 2. PUBLICACION Y VIGENCIA.** La presente norma cobra vigencia a partir de su aprobación y deberá publicarse en el Diario Oficial.

**Artículo 3.** 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.

**Artículo 4.** Se derogan todas aquellas disposiciones que se opongan a la presente norma.

Dada en la Ciudad de Guatemala el treinta de octubre de dos mil.

**NOTAS:**

Como cita el artículo 51 de la resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista, empezará a aplicarse a partir del Año Estacional 2008-2009, con la excepción hecha en el artículo 50 de dicha resolución.

La resolución 658-01 del Administrador del Mercado Mayorista, aprobada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica mediante resolución CNEE-108-2007, como cita el artículo No. 52: "Pase a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para que en cumplimiento del Artículo 13, Literal j) del Reglamento del Mercado Mayorista, se sirva aprobarlas." Ambas resoluciones fueron publicadas en el Diario Oficial el 13 de septiembre de 2007.

---

La Norma de Coordinación Comercial No. 1, fue modificada en su Anexo 1.2 en los numerales A1.2.2.5 y A1.2.2.6, de acuerdo con resolución del AMM No. 970-03 de fecha 2 de agosto de 2011 y resolución CNEE 208-2011 de fecha 25 de agosto de 2011, ambas publicadas en el Diario Oficial el 26 de agosto de 2011. También fue adicionada una disposición transitoria para las centrales generadoras clasificadas como centrales de filo de agua.

---

La Norma de Coordinación Comercial No. 1, fue modificada en los numerales 1.1, 1.2, 1.3, 1.4, 1.5, 1.7 y fue adicionado el Anexo 1.4, de acuerdo con resolución del AMM No. 1236-01 de fecha 23 de mayo de 2013 y resolución CNEE 123-2013 de fecha 24 de mayo de 2013, ambas publicadas en el Diario Oficial el 28 de mayo de 2013.

---

La Norma de Coordinación Comercial No. 1, fue modificada en el numeral 1.2.3.1 de acuerdo con resolución del AMM No. 1294-02 de fecha 24 de octubre de 2013 y resolución CNEE 289-2013 de fecha 10 de diciembre de 2013, ambas publicadas en el Diario Oficial el 16 de diciembre de 2013.

---

La Norma de Coordinación Comercial No. 1, fue modificada en los numerales 1.1, 1.2, 1.3, 1.4, 1.5 y 1.6; así como en el Anexo 1.4; también se adiciona el Anexo 1.5 y dos disposiciones transitorias, de acuerdo con resolución del AMM No. 1479-01 de fecha 24 de noviembre de 2014 y resolución CNEE 294-2014 de fecha 26 de noviembre de 2014, ambas publicadas en el Diario Oficial el 28 de noviembre de 2014.

---

La Norma de Coordinación Comercial No. 1, fue modificada en los numerales 1.1, 1.2, 1.3, 1.4, y 1.6; así como en el Anexo 1.5; también se adiciona una disposición transitoria, de acuerdo con resolución del AMM No. 1667-01 de fecha 25 de noviembre de 2015 y resolución CNEE 335-2015 de fecha 26 de noviembre de 2015, ambas publicadas en el Diario Oficial el 30 de noviembre de 2015.

---

La Norma de Coordinación Comercial No. 1, fue modificada en los numerales 1.4.3, 1.4.5.1 y 1.5.3, de acuerdo con resolución del AMM No. 2328-01 de fecha 27 de diciembre de 2018 y resolución CNEE 251-2018 de fecha 28 de diciembre de 2018, ambas publicadas en el Diario Oficial el 31 de diciembre de 2018.

---

La Norma de Coordinación Comercial No. 1, fue modificada en el numeral 1.4.5.1 y en el Anexo 1.4, de acuerdo con la resolución del AMM No. 2422-01 de fecha 18 de julio de 2019 y resolución CNEE 189-2019 de fecha 13 de agosto de 2019, ambas publicadas en el Diario Oficial el 30 de agosto de 2019.

---

La Norma de Coordinación Comercial No. 1, fue modificada en los numerales 1.2.3.1, 1.2.4.2, 1.3.2.1, 1.3.3, 1.3.4.1 y en el Anexo 1.2 numeral A1.2.6, de acuerdo con la resolución del AMM No. 2587-04 de fecha 16 de julio de 2020 y resolución CNEE 235-2020 de fecha 17 de septiembre de 2020, ambas publicadas en el Diario Oficial el 08 de octubre de 2020.

---

La Norma de Coordinación Comercial No. 1, fue modificada en los numerales 1.1, 1.2, 1.3, 1.4, 1.6, Anexo 1.2 y Anexo 1.4, de acuerdo con la resolución del AMM No. 3139-02 de fecha 17 de abril de 2024 y resolución CNEE 128-2024 de fecha 14 de mayo de 2024, ambas publicadas en el Diario Oficial el 21 de mayo de 2024.

---

La Norma de Coordinación Comercial No. 1, fue modificada en los numerales 1.1 y 1.2 y en el Anexo 1.4, de acuerdo con el punto I de la resolución del AMM No. 3221-01 de fecha 20 de

noviembre de 2025 y resolución CNEE 389-2025 de fecha 8 de diciembre de 2025, ambas publicadas en el Diario Oficial el 15 de diciembre de 2025.

---

La Norma de Coordinación Comercial No. 1, fue modificada en el numeral 1.6.4 y en el Anexo 1.1, de acuerdo con el punto I de la resolución del AMM No. 3235-01 de fecha 5 de marzo de 2026 y resolución CNEE 136-2026 de fecha 24 de abril de 2026, ambas publicadas en el Diario Oficial el 30 de abril de 2026.