



República de Panamá
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 8567 -Elec

Panamá, 12 de mayo de 2015

“Por la cual se aprueba la modificación de la Metodología para el Cálculo del Valor del Agua (CVA), de acuerdo a lo establecido en el numeral 15.4.1.8 de las Reglas Comerciales.”

EL ADMINISTRADOR GENERAL
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos como organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, “Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad,” y sus modificaciones, establecen el régimen al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad, y fue reglamentada mediante Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998;
3. Que el numeral 1 del artículo 9 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, le atribuye a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos la función de regular el ejercicio de las actividades del sector de energía eléctrica, para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos y de viabilidad financiera, así como propiciar la competencia en el grado y alcance definidos por la mencionada Ley e intervenir para impedir abusos de posición dominante de los agentes del mercado;
4. Que en atención a lo dispuesto en los artículos 60 y 62 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), mediante Resolución No. JD-947 de 10 de agosto de 1998 y sus modificaciones, aprobó el Reglamento de Operación que compila los principios, criterios y procedimientos establecidos para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN);
5. Que el numeral NGD.1.9 del Reglamento de Operación señala que: “*El CND elaborará los manuales detallados de procedimiento o las Metodologías que sean necesarias para llevar a cabo las funciones de operación integrada del SIN que le asignan la Ley y las reglamentaciones vigentes, siguiendo el procedimiento establecido en el numeral 15.4 de las Reglas Comerciales.*”
6. Que mediante Resolución No. JD-605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones, esta Autoridad Reguladora aprobó las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista, en adelante Reglas Comerciales, con la finalidad de contar con normas claras y precisas que garanticen la transparencia del mercado y de sus precios;
7. Que mediante nota ETE-DCND-055-2015 de 30 de diciembre de 2014, y en cumplimiento de lo establecido en el literal c del numeral 15.4.1.7 de las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad, el Centro Nacional de Despacho (CND), remitió a esta Autoridad Reguladora, el informe final de la Metodología No. CND-11-2014 de igual fecha, relacionado con la Propuesta de Modificación de la Metodología para el Cálculo del Valor del Agua (CVA), el cual contenía además de los comentarios del Comité Operativo, lo aprobado por el CND;



Resolución AN No. 8569 -Elec
de 12 de mayo de 2015
Página 2 de 3

8. Que luego de valorar los argumentos del CND y la propuesta del Comité Operativo, la ASEP en cumplimiento del numeral 15.4.1.8 de las Reglas Comerciales, mediante nota DSAN-0591-2015 de 27 de febrero de 2015, sometió a comentarios del Comité Operativo las siguientes consideraciones:
- 8.1. Se solicitó que se aclarara, en cuanto a la redacción del numeral DMP.3.1.1, cuáles son los requerimientos de reserva del sistema para atender el mercado nacional que considerará la Función de Costo Futuro, para la semana objeto de estudio.
 - 8.2. Se indicó que se modificará el punto DMP.2.2.1., para que se leyera que "La red de transmisión será representada con sus parámetros técnicos pero sin restricciones de seguridad de acuerdo al Informe de la Expansión del Sistema de Transmisión, propiedad de ETESA, y los informes del resto de propietarios de redes en general, así como con la consideración del Programa de Mantenimiento Mayores vigente, salvo condiciones que ameriten su corrección, y en cuyo caso el CND debe hacer partícipes a los participantes de las razones que justifican este cambio. Las expansiones de la red de transmisión serán actualizadas con la información remitida por cada uno de los propietarios de la red y se utilizará para la elaboración del Informe de Planificación de la Operación (MOM.1.3).
 - 8.3. Se indicó que en el punto DMP.2.2.2., se incluirá la mejor información que se tenga de las características eléctricas de los elementos del sistema de transmisión.
 - 8.4. Se indicó que en el punto DMP.2.6.4.2.6., se señale que este procedimiento se mantendrá hasta tanto HIDROMET señale la terminación del Evento Climático.
9. Que en la propuesta de modificación a la metodología del Cálculo del Valor del Agua (CVA), se cambió la nomenclatura y título del misma, identificándose ahora como: "Metodología para el Planeamiento Semanal del Despacho de Mediano Plazo" y por ende las siglas y numeración que se utilizará serán las iniciales (DMP);
10. Que en respuesta a la nota DSAN No.0591-15 del 27 de febrero de 2015, el Comité Operativo mediante la nota CO-009-2015 de 10 de marzo de 2015, aclara que los requerimientos de reserva del sistema a atender son los normados en el Capítulo I, Tomo II del Reglamento de Operación y son desarrolladas en la Metodología para la Cuantificación y Asignación de Reserva Operativa (MRO);
11. Que de igual forma, mediante la nota antes mencionada el Comité Operativo respecto al punto DMP.2.2.1, no tiene comentarios, y respecto al punto DMP.2.2.2, el Comité Operativo considera que el numeral es redundante, ya que al indicar en el numeral DMP 2.2.1. que "la red de transmisión será representada con sus parámetros técnicos; y es igual a lo que se indica en el numeral propuesto por ASEP en el DMP.2.2.2; y con respecto al numeral DMP.2.6.4.2.6, el Comité Operativo no tiene comentarios;
12. Que una vez analizado lo indicado por el Comité Operativo, esta Autoridad considera que no hay mérito para cambiar lo propuesto en la nota DSAN 0591-2015, por lo que se mantiene lo propuesto, no obstante se modificó el numeral DMP.3.1.1, en el sentido de lo indicado por el citado Comité;
13. Que una vez subsanado lo antes señalado, y luego de analizar el Informe Final de Metodología presentado, esta Autoridad Reguladora concluye que lo procedente es aprobar la propuesta presentada en el Informe Final de Metodología para el Cálculo del Valor del Agua (CVA), de acuerdo a lo establecido en el numeral 15.4.1.8 de las Reglas Comerciales, objeto del presente análisis, por lo que;

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR CON MODIFICACIONES "La Metodología para el Cálculo del Valor del Agua (CVA), de acuerdo a lo estipulado en el numeral 15.4.1.8 de las Reglas



Resolución AN No. 8967 -Elec
de 12 de mayo de 2015
Página 3 de 3

Comerciales", cuyo texto unificado se encuentra contenido en el Anexo A de la presente Resolución.

SEGUNDO: COMUNICAR que la Metodología para el Cálculo del Valor del Agua (CVA) se nombrará a partir de la fecha como "Metodología para el Planeamiento Semanal del Despacho de Mediano Plazo. (DMP)"

TERCERO: COMUNICAR al Centro Nacional de Despacho que la "Metodología para el Planeamiento Semanal del Despacho de Mediano Plazo (DMP), de acuerdo a lo estipulado en el numeral 15.4.1.8 de las Reglas Comerciales", entrará en vigencia a partir de la promulgación de la presente Resolución; no obstante su aplicación debe realizar en forma conjunta con las Resoluciones que aprueban la Metodología para la Habilitación de Exportación de Energía Eléctrica (MHE), Metodología de Detalle para la Programación Semanal y Criterios de Arranque y Parada de Unidades Base (MPS), Metodología de Detalle para la Programación Diaria y Criterios de Arranque y Parada Diarios (MPD), Metodología de Detalle para la Mitigación del Riesgo de Desabastecimiento (MRD) y la Metodología del Despacho de Precio y Cálculo de la energía en el Mercado de Ocasión (PMO), a partir de la semana No.27.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones; Decreto Ejecutivo No. 22 de 19 de junio de 1998; Resolución No. JD-947 de 10 de agosto de 1998 y sus modificaciones; Resolución No. JD-605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones.

NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,

Roberto Meana Meléndez
ROBERTO MEANA MELÉNDEZ
Administrador General

En Panamá a los catorce (14) días
del mes mayo de 2015
a las 11:05 de la mañana
Notifico al Sr. ANTONIO GUELE de la
Resolución que antecede.

Antonio Guele
8-203-500

El presente Documento es fiel copia de su Original Según
Consta en los archivos de la Autoridad
Nacional de los Servicios Públicos.

Dado a los 18 días del mes de mayo de 20 15

[Firma]
FIRMA AUTENTICA

[Firma]

**ANEXO RESOLUCION AN No. 0567 -Elec. de 12 de mayo de 2015****Texto Unificado****Metodología para el Planeamiento Semanal del Despacho de Mediano Plazo**

(ATENCIÓN: Los procedimientos para el planeamiento semanal de la política de despacho de mediano y corto plazo deberán leerse en el orden que a continuación se indica: 1. Metodología para el Planeamiento Semanal del Despacho de Mediano Plazo; 2. Mitigación del Riesgo de Desabastecimiento; 3. Metodología para la Programación Semanal y Criterios de Arranque y Parada de Unidades Base; 4. Programación Diaria y Criterios de Arranque y Parada Diarios; 5. Despacho de Precio y Cálculo del Precio de la Energía del Mercado de Ocasión.)

(DMP.1) Generalidades.

- (DMP.1.1) El planeamiento de la política del despacho de mediano plazo de los recursos de generación del sistema se realizan optimizando el uso de estos recursos para minimizar el costo de suplir la demanda.
- (DMP.1.2) El horizonte de optimización se trabajará en etapas semanales, con un horizonte total de tres años. El resultado del proceso de optimización queda resumido en una "Función de Costo Futuro" que relaciona el costo de operación futuro del sistema con el nivel de todos los embalses.
- (DMP.1.3) Una vez obtenida la Función de Costo Futuro y las proyecciones de uso de las plantas térmicas para la semana en consideración, se procede a modelar en el corto plazo, con etapas horarias y horizonte de una semana, optimizando en este caso la colocación de las unidades base (típicamente turbo vapor) que tiene ciclos de parada-arranque más largos y más costosos. El problema de optimización en este caso es el de "unit commitment" que considera las alternativas:
 - (DMP.1.3.1) Utilizar la unidad de base durante todo el período, aun cuando resulte como "generación obligada" durante los intervalos de baja carga.
 - (DMP.1.3.2) Parar la unidad de base durante los periodos de baja carga y volver a arrancar dichas unidades (incluyendo el costo de arranque) para suplir los picos de carga.
 - (DMP.1.3.3) No utilizar las unidades base y cubrir los picos con unidades de arranque rápido (incluyendo el costo de arranque) Y escoge la solución con el costo mínimo dentro del horizonte de optimización

pc



- (DMP.1.4) Es muy importante tener presente que una operación exitosa del sistema conlleva no tener cambios significativos en las generaciones asignadas a las diferentes unidades, ni en el Valor del Agua, ni la Función de Costo Futuro cuando se acopla el modelo de plazo anual al semanal, o al diario, o al instantáneo. Ni siquiera debe haber cambios significativos entre las programaciones que van de una semana a la siguiente. Cuando ocurran cambios significativos en los resultados del proceso del Planeamiento Semanal, y/o a solicitud de una parte interesada, el CND, con ayuda de los Agentes involucrados, debe analizar y explicar convincentemente a todos los agentes las razones por las que ocurrieron estos cambios, y, si es el caso, las medidas correctivas tomadas para evitarlos en el futuro

(DMP.2) **Preparativos para el Planeamiento Semanal de Mediano Plazo**

(DMP.2.1) **Demanda**

El objetivo de un pronóstico con nivel de desviación aceptable es el de prever y adaptarse a la demanda en los distintos plazos. A corto plazo se desea cubrir aspectos de seguridad en la operación del sistema, y a mediano plazo en mitigar las probabilidades de déficit y vertimiento utilizando los recursos de forma razonable.

- (DMP.2.1.1) Los pronósticos de requisitos semanales de potencia y energía del SIN para los siguientes tres años, se suministrarán en las semanas 11, 24, 37 y 51 (dos semanas previas al inicio de cada trimestre).

Los Participantes Consumidores deberán entregar junto con el pronóstico, la información histórica de forma desagregada por categoría de cliente (NES.2.5) y por zona de consumo, y las premisas asociadas a la elaboración del pronóstico. Se considera como zonas de consumo, el uso de una desagregación provincial, considerando los límites de concesión de cada Empresa Distribuidora.

Para tal fin en el caso de las empresas distribuidoras, estas deberán contemplar en sus pronósticos el uso de los datos históricos de los últimos 5 años. El resto de las premisas utilizadas e información considerada para el pronóstico, debe ser plasmado en el informe a entregar.

La administración correcta de dichos pronósticos debe realizarse siguiendo el siguiente procedimiento:

- (DMP.2.1.1.1) Los Participantes Consumidores deberán crear a partir de su pronóstico, una curva cronológica de carga



diferenciando días típicos de atípicos. Días Típicos serán días de semana laborables y fines de semana típicos: De la base de datos histórica, utilizando los últimos 2 años, se obtiene la fracción promedio de la energía de cada uno de los días de cada mes. Días Atípicos serán días festivos y días cuyo comportamiento difiere del típico esperando: De la base de datos histórica, utilizando todos años disponibles, se obtiene la fracción promedio de la energía de cada uno de los días atípicos identificados.

Luego se multiplica esta fracción por la demanda semanal y se obtiene la demanda promedio de cada día de la semana (típico y atípico). La ubicación de los días atípicos debe identificarse claramente por parte del Participante Consumidor.

- (DMP.2.1.1.2) El CND será responsable de su integración para los fines del planeamiento de la operación. Dentro de esta integración el CND debe agregar los consumos asociados a los Grandes Clientes participantes del mercado, obtenidos de la última información suministrada al CND y las pérdidas asociadas a transmisión.
- (DMP.2.1.1.3) El CND debe verificar que la información entregada por los Participantes Consumidores refleje correctamente el consumo de energía para las semanas atípicas.
- (DMP.2.1.2) Para los fines pertinentes el CND debe mantener una revisión del pronóstico de los Participantes Consumidores (por zona de consumo o área eléctrica en el caso de las Empresas Distribuidoras), para verificar la coherencia de los consumos y de las estimaciones de pérdidas de transmisión.
- (DMP.2.1.3) Cada semana se tomarán las semanas restantes del año en curso, más las que hagan falta del próximo año para completar las 52 semanas que necesitamos para el estudio. Este pronóstico será utilizado para los estudios de mediano plazo que son la base de la asignación del precio del agua en los embalses.
- (DMP.2.1.4) A los pronósticos se le debe incorporar la información que se tenga de programas de exportación, así como el pronóstico de las exportaciones, basado en el comportamiento en semanas anteriores y los registros históricos.



- (DMP.2.1.5) La demanda es modelada considerando un paso semanal a través de un Diagrama Ordenado de Duración de Cargas (DODC) aproximado por cinco escalones. Cada bloque de energía corresponde a energías que en la práctica están ubicadas en zonas de la curva de carga de características similares. Se trabajará con 5 bloques de energía así: Pico: 5 horas; Alta: 32 horas; Media: 43 horas; Baja: 34 horas; Mínima: 54 horas. En el caso que exista la necesidad de cambios en el número y duración de bloques de la demanda, deberá ser sustentado ante el Comité Operativo para su aprobación.
- (DMP.2.1.6) Para obtener las energías de cada bloque se utiliza el siguiente procedimiento:
 - (DMP.2.1.6.1) De la base de datos histórica, utilizando 5 años, se obtiene la fracción promedio de energía de cada uno de los bloques de demanda. Esto se logra dividiendo la demanda horaria de cada semana de cada año en sus cinco (5) bloques y calculando la fracción promedio representada por cada bloque, en cada semana.
 - (DMP.2.1.6.2) Se multiplica la Demanda semanal obtenida en DMP.2.1.1 por la fracción correspondiente al bloque obtenido en DMP.2.1.6.1 para obtener el pronóstico de demanda de cada bloque.
- (DMP.2.1.7) Para la semana objeto del estudio, se elaborará la demanda horaria de cada día de la semana, 168 bloques, teniendo en cuenta los pronósticos del informe indicativo de demanda, el tipo de día (regular, feriado, etc.), la demanda real de la semana anterior y los pronósticos climatológicos que estén disponibles. Este resultado se utilizará para el pronóstico a corto plazo, pero además se agregarán los totales de energía en los bloques del estudio semanal, y se utilizará esta demanda así calculada para los estudios de largo plazo correspondientes a esa semana.
- (DMP.2.1.8) Semanalmente se evaluarán el desempeño del pronóstico vigente.
 - (DMP.2.1.8.1) Desviación Absoluta Zonal: $DAZ = |ERt - EPt|$
 - (DMP.2.1.8.2) Desviación Absoluta Promedio (Histórica y Anual Móvil):
$$\overline{DAP} = \frac{\sum_{t=1}^N |ERt - EPt|}{.N}$$
 - (DMP.2.1.8.3) Desviación Porcentual Absoluta Promedio Móvil:



$$DPAPM = \frac{\sum_{t=1}^5 \frac{|ERt - EPt|}{ERt}}{5}$$

(DMP.2.1.8.4) Desviación Porcentual Absoluta Promedio (Histórica y Anual Móvil)

$$DAP = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{|ERt - EPt|}{ERt}}{N}$$

(DMP.2.1.8.5) Desviación Estándar (Histórica y Anual Móvil):

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^N ((ERt - EPt) - DAP)^2}{N - 1}}$$

Donde:

ER: Energía Real

EP: Energía Pronosticada

N: Total de etapas

t: etapa semanal

Se multiplica la Demanda semanal obtenida en DMP.2.1.1 por la fracción correspondiente al bloque obtenido en DMP.2.1.6.1 para obtener el pronóstico de demanda de cada bloque.

(DMP.2.1.9) Los Participantes Consumidores deberán entregar un nuevo pronóstico y las premisas consideradas al CND para lo cual contará con 7 días hábiles. Este nuevo pronóstico debe entregarse si:

De encontrarse un DPAPM mayor de 1.5% en un periodo de 5 semanas el CND (siempre y cuando en este cálculo no estén consideradas semanas que contengan día(s) atípico(s), como semanas de fiestas de fin de año, carnavales, semana santa, fiestas patrias, etc.) informará a la ASEP y a los Participantes Consumidores para revisión de su pronóstico. Los consumidores deben presentar el análisis del grado de desviación por zona y el ajuste para lograr que los pronósticos sean más precisos.

Para el pronóstico corregido deberá tomar en cuenta el comportamiento real de la demanda de las semanas más próximas a la entrada en vigencia del nuevo pronóstico, utilizando como máximo 5 años de historia.

El CND deberá realizar los análisis correspondientes para actualizar las pérdidas de transmisión considerando el nuevo pronóstico y la operación esperada.

de



- (DMP.2.1.10) Los Participantes Consumidores deberán proporcionar información histórica actualizada del semestre previo al 30 de enero y al 30 de julio de cada año establecida en el NES.2.5 del Reglamento de Operación. Esta información deberá ser desglosada por mes y presentada en formato digital.
- (DMP.2.1.11) Ante el incumplimiento en el suministro de información dentro del plazo establecido, el CND informará a la ASEP.
- (DMP.2.1.12) Ante el incumplimiento en el suministro de información en tiempo y forma, como medida transitoria, el CND representará mediante un modelo autorregresivo los pronósticos de demanda del Participante Consumidor que incumplió.

(DMP.2.2) **Red de Transmisión.**

- (DMP.2.2.1) La red de transmisión será representada con sus parámetros técnicos pero sin restricciones de seguridad de acuerdo al Informe de la Expansión del Sistema de Transmisión, propiedad de ETESA, y los informes del resto de propietarios de redes en general, así como con la consideración del Programa de Mantenimiento Mayores vigente, salvo condiciones que ameriten su corrección, y en cuyo caso el CND debe hacer partícipes a los participantes de las razones que justifican este cambio. Las expansiones de la red de transmisión serán actualizadas con la información remitida por cada uno de los propietarios de la red y se utilizará para la elaboración del Informe de Planificación de la Operación (MOM.1.3).
- (DMP.2.2.2) Se incluirá la mejor información que se tenga de las características eléctricas de los elementos del sistema de transmisión.

(DMP.2.3) **Precios de Combustibles.**

- (DMP.2.3.1) Para producir un pronóstico de los precios de combustible a utilizar en el horizonte del estudio, se utilizarán los pronósticos trimestrales que aparecen en la página WEB del "Energy Information Administration", del "Department of Energy" del gobierno de los Estados Unidos de América.
- (DMP.2.3.2) A partir de los precios pronosticados en la mencionada página, se obtendrán índices de cambio de precios. Estos índices serán aplicados a los precios vigentes para pronosticar la evolución de los precios en el futuro. Este cálculo se debe realizar cada vez que cambie la mencionada página WEB, y cada vez que cambien los precios vigentes.



(DMP.2.4) Características de las Unidades Generadoras.

- (DMP.2.4.1) Cada una de las unidades del sistema será modelada de acuerdo a las características de dichas unidades. Esta información debe ser suministrada por los respectivos agentes (NII.3.2, NII.3.4, NII.3.8, NII.3.9, NII.3.10, MOM.1.45 y MOM.1.46).
- (DMP.2.4.2) El CND deberá mantener un registro que le permita calcular El Factor de Indisponibilidad de Corto Plazo (ICP) utilizado por la herramienta informática de Planeamiento de Mediano Plazo. Este factor se refiere a la probabilidad que la unidad este indisponible en forma no programada. Es decir, a la herramienta informática se le suministrará toda la información conocida referente a la disponibilidad de las unidades. Aquella porción de la indisponibilidad de naturaleza aleatoria, que no puede ser representada explícitamente en la herramienta informática, debe estar incluida en el ICP.
- (DMP.2.4.2.1) Para cada unidad durante el primer año de operación comercial, se utilizará como ICP el número suministrado por el participante (NES.3.2 y NES.3.3 del Reglamento de Operación). El CND llevará un registro de la duración de las salidas no programadas de cada unidad nueva, así como de las indisponibilidades que se extendieron más allá de lo programado, desde el primer día de entrada en operación comercial de dicha unidad. En el caso que el valor suministrado por el participante difiera en 5 puntos porcentuales o más del resultado obtenido por el CND, se aplicará el valor calculado por el CND.
- (DMP.2.4.2.2) Para la determinación del ICP de las unidades de generación el CND deberá seguir el siguiente procedimiento:
- Se tomará como base el indicador definido en el (DIS.2.24) cumpliendo los procedimientos indicados en la Metodología para el Cálculo de la Disponibilidad de Generadores para el Mercado Mayorista de Electricidad, más la reserva rodante.
 - El CND deberá actualizar los ICP mensualmente tomando los últimos doce (12) meses de datos históricos.
 - En el caso que los últimos doce (12) meses no se cuenten con datos para el cálculo del indicador definido en el (DIS.2.24), se utilizará el último valor demostrado.



(DMP.2.5) Disponibilidad de las Unidades Generadoras.

- (DMP.2.5.1) La disponibilidad de los generadores existentes se modelará para las siguientes 104 semanas de acuerdo a la información vigente del Programa de Mantenimientos Mayores para ese periodo.
- (DMP.2.5.2) La disponibilidad de unidades nuevas para las siguientes 104 semanas se tomará según el estudio de la actualización del planeamiento de la operación, de acuerdo a lo establecido en el MOM.1.3 del Reglamento de Operación y el Procedimiento definido por el CND para la Inclusión de Nuevas Unidades al Despacho (PINUD).
- (DMP.2.5.3) Esta información se actualizará semanalmente para reflejar los cambios que se presenten por contingencias reales o solicitudes aprobadas de los participantes (NII.3.3, NII.3.4 y NII.3.12).
- (DMP.2.5.4) Se debe incluir en el modelo un pronóstico de importaciones, este pronóstico debe estar basado en la información que se tenga del comportamiento en semanas anteriores así como los registros históricos.
- (DMP.2.5.5) Se modelaran las ofertas de los autogeneradores y los co-generadores basándose en las ofertas y pronósticos recibidos así como el comportamiento de semanas anteriores y los registros históricos.

(DMP.2.6) Aportes Hidrológicos.

- (DMP.2.6.1) La Base de Datos histórica del aporte a las diferentes estaciones y plantas hidroeléctricas que se utilizan en el modelo de programación semanal proviene de los registros históricos que ha recopilado Hidrometeorología de ETESA (HIDROMET) a través de los años. HIDROMET deberá actualizar esta base de datos con la información del último año a más tardar el quince (15) de diciembre del siguiente año. Para las centrales de embalse con regulación mayor a una semana, HIDROMET actualizará esta base de datos semanalmente. Alternativamente, el CND podrá actualizar los aportes utilizando los informes diarios de generación y/o balances hídricos de las centrales provistos por el Agente y certificados por HIDROMET. Los aportes para la semana en curso se tomarán de los informes diarios de generación.
- (DMP.2.6.2) El antepenúltimo día hábil de la semana de despacho, antes de las 10:00 horas, se recibirá de ETESA (HIDROMET) un informe de los pronósticos de los aportes para las cuatro (4) semanas



subsiguientes. Ante cambios por eventos climatológicos que modifiquen dichos pronósticos, ETESA (HIDROMET) actualizará este informe.

(DMP.2.6.3) En cumplimiento de los artículos NII.3.4 y NII.3.9 del Reglamento de Operación, el antepenúltimo día hábil de la semana, antes de las 10:00 horas, se recibirá de parte de los agentes productores hidroeléctricos, los pronósticos de los aportes para las siguientes cuatro (4) semanas. El agente respectivo deberá establecer a satisfacción del CND que se trata de pronósticos elaborados por una fuente idónea para realizar tales pronósticos. Si en ausencia de los pronósticos de ETESA (HIDROMET), el CND utilizará estos pronósticos para la planificación de mediano plazo.

(DMP.2.6.4) **Manejo Hidrológico.**

(DMP.2.6.4.1) En el mes 12 de cada año HIDROMET entregará al CND su proyección hidrológica.

(DMP.2.6.4.2) Cuando el CND reciba un informe de evento climático elaborado por ETESA (HIDROMET) y que este evento afecte los aportes de las centrales hidroeléctricas, esta información se aplicará en la siguiente programación semanal del despacho. El informe de ETESA (HIDROMET) será incluido como parte de los datos de la programación semanal e informarlos a todos los Agentes del Mercado.

(DMP.2.6.4.2.1) Del informe el CND utilizará:

- a) El conjunto de años en la Base Histórica que mejor se aproxima a la condición esperada (años análogos).
- b) El periodo estimado de duración del evento.
- c) La forma señalada por HIDROMET, en cuanto a afectación por cuencas y sub-periodos respectivos.

(DMP.2.6.4.2.2) Considerando los puntos anteriormente definidos en el (DMP.2.6.4.2.1), el CND calculará, para cada sub - periodo estimado de duración del evento los índices de afectación temporal para cada una de las centrales hidráulicas involucradas, calculados como la relación entre los caudales de los años análogos entre los caudales del conjunto de base histórica. Estos índices se conocerán como Índice de Manejo de Incertidumbre Temporal (IMIT).

(DMP.2.6.4.2.3) Dichos índices representarán para cada sub – periodo, una reducción o aumento de aportes de caudales de la base hidrológica de la herramienta informática de planeamiento de mediano plazo para cada una de las unidades de generación hidráulica del SIN.

(DMP.2.6.4.2.4) Estos IMIT serán aplicados a la base de datos hidrológica, con los cuales se generarán una serie de parámetros estadísticos de orden 1, utilizando el módulo hidrológico de la herramienta informática de planeamiento de mediano plazo. Dichos parámetros hidrológicos serán utilizados para crear la secuencia de caudales sintéticos, para los análisis de planeamiento operativo que realiza el CND.

(DMP.2.6.4.2.5) Los parámetros se aplicarán solamente en los sub - periodos estimados de duración del evento previamente señalados por HIDROMET. Para el resto del periodo de análisis se utilizará el procedimiento ordinario utilizado en el planeamiento operativo con la base hidrológica sin afectación.

(DMP.2.6.4.2.6) Este procedimiento se mantendrá hasta tanto HIDROMET señale el vencimiento del Evento Climático.

(DMP.2.7) **Nivel de los Embalses.**

(DMP.2.7.1) Los niveles iniciales de los embalses que se utilizarán en el Planeamiento Semanal de Mediano Plazo se determinarán a partir de la situación real de niveles, la generación hidráulica programada y los pronósticos de aportes al momento del estudio. Para este propósito se utilizará un programa que permita modelar las características de los embalses. Esta herramienta informática deberá ser revisada en conjunto con los Agentes propietarios de las centrales.

(DMP.2.8) **Generación Renovable No Convencional (GRNC)**

(DMP.2.8.1) La Base de Datos histórica de los recursos primarios (velocidad de viento, irradiación solar, etc.) de las centrales renovables no convencionales por tipo de tecnología, que se utilizan en la herramienta informática de planeamiento de mediano plazo proviene de los registros históricos que ha recopilado cada Agente. Cada Agente Generador con GRNC deberá actualizar esta base de datos trimestralmente. Alternativamente, el CND podrá actualizar la información utilizando los Informes Diarios de Generación. La

información para la semana en curso se tomará de los informes diarios de generación.

- (DMP.2.8.2) En el plazo establecido en la NII.3.4 el antepenúltimo día hábil de la semana, antes de las 10:00 horas, se recibirá de cada agente generador con GRNC un informe de los pronósticos de la información para las cuatro (4) semanas subsiguientes. El agente respectivo deberá establecer a satisfacción del CND que se trata de pronósticos elaborados por una fuente idónea para realizar tales pronósticos. En ausencia de los pronósticos de los Agentes Generadores con GNRC, el CND completará la información faltante basada en registros reales recientes, que representen las condiciones estacionales

(DMP.2.9) **Generación en Prueba.**

- (DMP.2.9.1) Los criterios asociados a la Generación en Prueba aplican para todos los Agentes que requieran realizar pruebas en sus unidades generadoras y las empresas propietarias de proyectos que no cuentan con la certificación de entrada en operación comercial por parte del CND.
- (DMP.2.9.2) El Agente debe enviar un cronograma de la generación de sus unidades en prueba, a más tardar el antepenúltimo día hábil de la semana, antes de las 10:00 horas. La información deberá contar con el tiempo de duración de las pruebas y suministrar un programa de potencia en sus respectivos periodos de prueba
- (DMP.2.9.3) Cuando se trate de una prueba que incida en el despacho semanal con un bloque de energía superior al 7% de la generación total de la semana, la libranza debe ser solicitada con por lo menos un mes de antelación. El CND será responsable de programar y simular la misma en el Planeamiento Semanal de Mediano Plazo. En el caso de las centrales térmicas el costo variable asignado al despacho será cero.
- (DMP.2.9.4) Estará a consideración del CND aprobar o no libranzas de generación solicitadas en pruebas, cuando ésta desplace energía hidráulica en condiciones críticas de vertimiento de los embalses. Se considerará condición crítica cuando en el Planeamiento Semanal de Mediano Plazo resulte una probabilidad de vertimiento mayor del 70% en un horizonte de cinco semanas.
- (DMP.2.9.5) En el caso de centrales renovables, el CND considerará toda la generación que puede entregar las centrales en calidad de prueba.



(DMP.3) Planeamiento Semanal de Mediano Plazo

(DMP.3.1) Cálculo de Política Sin Restricciones

- (DMP.3.1.1) El primer paso en el planeamiento semanal será obtener la Función de Costo Futuro (FCF) para la semana objeto de estudio, ésta no considerará restricciones de seguridad de abastecimiento ni de red, pero sí considerará los requerimientos de reserva del sistema para atender el mercado nacional, considerados en la Metodología para la Cuantificación y Asignación de Reserva Operativa (MRO).
- (DMP.3.1.2) Esto se realizará el antepenúltimo día hábil de la semana, utilizando la herramienta informática de planeamiento de mediano plazo que cumpla los criterios y premisas consideradas en esta metodología.
- (DMP.3.1.3) Para tal efecto, habrá que actualizar la Base de Datos del Planeamiento Semanal de Mediano Plazo de acuerdo con lo señalado en la sección anterior (DMP.2).
- (DMP.3.1.4) La ejecución de la herramienta informática será con el propósito de determinar la política operativa óptima que minimice los costos de operación del sistema en un período de dos años. Esta política queda expresada en la Función de Costo Futuro para la semana en estudio.
- (DMP.3.1.5) La corrida se hará con un horizonte de 156 semanas. Alternativamente se utilizara un horizonte de 104 semanas y un año adicional como amortiguamiento.
- (DMP.3.1.6) La ejecución será estocástica. Para tal fin, se generarán series sintéticas (escenarios hidrológicos) que permitirán evaluar la operación del sistema, tomando como base las condiciones hidrológicas existentes, y así determinar la política óptima. Debe tomarse igualmente en consideración los escenarios de producción con GRNC previstos.
- (DMP.3.1.7) Atendiendo señalamientos de HIDROMET, ver DMP.2.6.4, se utilizarán los registros históricos que correspondan a la clase de año hidrológico que se espera.
- (DMP.3.1.8) La ejecución se realizará con un mínimo de 50 series "forward y backward" para efectos de considerar la variabilidad climática. El número de iteraciones a utilizar serán, mínimo 7 y máximo 10.



- (DMP.3.1.9) Se utilizará la tasa de descuento que señala la norma (MOM.1.17) del Reglamento de Operaciones
- (DMP.3.1.10) Para cada central hidroeléctrica, se utilizará la penalización por vertimiento mínimo. (0.001 kiloBalboas/hectómetro cúbico).
- (DMP.3.1.11) En los casos que es aplicable, se acordará con el Participante respectivo la penalidad por violación de caudal mínimo establecido en el Estudio de Impacto Ambiental aprobado para el proyecto. Cabe destacar que este valor de penalidad es solamente un parámetro que permite ajustar el modelo para evitar que se dé la violación.
- (DMP.3.1.12) La energía no servida se modelará de acuerdo a las Reglas Comerciales (9.3) y a la Metodología para Administrar el Racionamiento de Suministro de Energía Eléctrica (MDR.15).
- (DMP.3.1.13) Se utilizará el ICP que se determinó en DMP.2.4.2 y no se utilizará el sorteo de fallas.
- (DMP.3.1.14) Se utilizará un requerimiento de Reserva Rodante de acuerdo a lo señalado en la Metodología Para la Cuantificación y Asignación de Reserva Operativa (MRO).
- (DMP.3.1.15) Se le indicará al modelo que calcule las pérdidas eléctricas del sistema y que las utilice en el proceso de optimización.
- (DMP.3.2) **Cálculo de Política con las Restricciones Existentes en el Sistema Interconectado Nacional.**
 - (DMP.3.2.1) Se considerarán las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional, las restricciones de seguridad de abastecimiento de la demanda, las restricciones activas de la red y así cumplir con los criterios de seguridad y reserva operativa en la Planeamiento Semanal.
 - (DMP.3.2.2) Se deberán obtener las Funciones de Costo Futuro que consideren las restricciones indicadas, y se utilizará la Base de Datos confeccionada en la (DMP.3.1.1).
- (DMP.3.3) **Resultados.**
 - (DMP.3.3.1) Las Funciones de Costo Futuro obtenida de los análisis de Mediano Plazo serán la base para el inicio para la Programación de Corto Plazo (Predespacho Semanal).



- (DMP.3.3.2) Los resultados "Preliminares" de estos estudios, del Planeamiento Semanal de Mediano Plazo, deberán estar disponibles a las 18:00 horas del antepenúltimo día hábil de la semana conjuntamente con las Bases de Datos Estocástica.
- (DMP.3.3.3) El CND debe publicar obligatoriamente como Planeamiento Semanal de Mediano Plazo preliminar, aquellos análisis que respetan lo previsto por cada fuente de información señalada en la presente metodología.

El presente Documento es fiel copia de su Original Según
Consta en los registros de la Asesoría
Nacional de los Servicios Públicos

Dado a los 18 días del mes de mayo de 2015