

# República de Panamá

## AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



Resolución AN No. 6485-Elec

Panamá, 21 de agosto de 2013

“Por la cual se aprueba 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 Comerciales.”

**EL ADMINISTRADOR GENERAL, ENCARGADO,**  
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 para el Mercado Mayorista de Electricidad de la República de Panamá;
7. Que entre las resoluciones que establecieron modificaciones a las Reglas para el Mercado Mayorista de Electricidad de la República de Panamá, se encuentra la Resolución AN No. 6166-Elec de 27 de mayo de 2013, la cual modificó el resuelto tercero de la Resolución AN No. 6007-Elec de 13 de marzo de 2013, ordenándole al Centro Nacional de Despacho a presentar ante el Comité Operativo las propuestas de modificación a las Metodologías de Detalle correspondientes, para que las mismas



Resolución AN No *8485*  
de *21* de *agosto* de 2013  
Página 2 de 2

cumplieran con las modificaciones que se estaban aprobando y que se encontraran operativas en el plazo establecido. Por otra parte, estableció que el Informe Final de Metodología correspondiente debería ser remitido a la ASEP a más tardar treinta (30) días calendario posteriores a su presentación ante el Comité Operativo;

8. Que en tiempo oportuno, mediante nota ETE-DCND-27-2013 de 4 de julio de 2013, 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 CND remitió a esta Autoridad Reguladora, el informe final de la Metodología No. CND-06-2013 de igual fecha, relacionado con la Propuesta de Modificación de la Metodología para el Cálculo del Valor del Agua (CVA);
9. Que esta Autoridad Reguladora analizó el informe remitido por el CND, en cumplimiento del artículo 15.4.1.8 de las Reglas Comerciales, encontrando que la propuesta presentada en el Informe Final de Metodología, fue acordada entre el CND y el Comité Operativo con la única modificación de forma realizada por dicho Comité en pleno, la cual consiste en que se nombre a ETESA en donde se hace referencia a HIDROMET;
10. Que 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 estipulado en el numeral 15.4.1.8 de las Reglas Comerciales, objeto del presente análisis, por lo que;

#### RESUELVE:

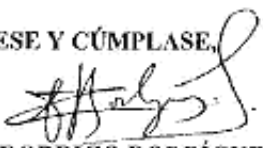
**PRIMERO: APROBAR SIN MODIFICACIONES "La Metodología para el Cálculo del Valor del Agua (CVA), de acuerdo a lo estipulado en el numeral 15.4.1.8 de las Reglas Comerciales",** cuyo texto completo se encuentra en el Anexo A de la presente Resolución.

**SEGUNDO: COMUNICAR** al Centro Nacional de Despacho que 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 Comerciales", entrará en vigencia a partir de la promulgación de la presente Resolución.

**TERCERO:** Esta Resolución rige a partir de su promulgación.

**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.**

  
**-RODRIGO RODRÍGUEZ J.**  
Administrador General, Encargado

En Panamá a los *veintinueve* días  
del mes *agosto* de *2013*  
a las *14:31* de la *tarde*  
Notifico al Sr. *Fernando Domínguez*  
Resolución que antecede.



## ANEXO A

Resolución AN No. 6485 -ElecPanamá, 21 de Agosto de 2013

**“Por la cual se aprueba 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 Comerciales.”**



### Metodología para el Cálculo del Valor del Agua

**(ATENCIÓN:** Este procedimiento deberá leerse conjuntamente con los siguientes procedimientos y en el orden que a continuación se indica: 1/. Cálculo del Valor del Agua; 2/. Programación Semanal y Criterios de Arranque y Parada de Unidades Base; 3/. Programación Diaria y Criterios de Arranque y Parada Diarios; 4/. Despacho de Precio y Cálculo del Precio de la Energía del Mercado de Ocasión).

#### (CVA.1) Generalidades.

- (CVA.1.1) La programación del despacho de los recursos de generación del sistema se realiza optimizando el uso de estos recursos para minimizar el costo de suplir la demanda.
- (CVA.1.2) El horizonte de optimización debe coincidir con los ciclos naturales hidrológicos y de demanda de energía. Así, la programación del uso de los embalses de las plantas hidroeléctricas, que en la actualidad son de regulación anual o semi-anual, se basará en un proceso de optimización con periodo básico de un año; aún cuando, por razones inherentes al modelo matemático que se utiliza para optimizar, 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.
- (CVA.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:
  - (CVA.1.3.1.1) Utilizar la unidad de base durante todo el periodo, aún cuando resulte como "generación obligada" durante los intervalos de baja carga.
  - (CVA.1.3.1.2) 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.
  - (CVA.1.3.1.3) 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.



- (CVA.1.4) Como resultado de la modelación de corto plazo obtenemos la programación diaria del uso de las unidades y el "Valor del Agua". Este nos permite simular las unidades hidro en un despacho puramente térmico con el mismo resultado (o muy similar) al obtenido en el proceso de optimización.
- (CVA.1.5) La programación diaria se revisa periódicamente para actualizar los resultados de la programación semanal con los cambios que puedan surgir durante la semana, tales como: disponibilidad de unidades, variaciones atípicas en la demanda, limitaciones extraordinarias de transmisión etc. El valor del agua permanece constante para la semana excepto en el caso de cambios significativos (ver MPD.3.5).
- (CVA.1.6) El despacho instantáneo se lleva a cabo con la ayuda del programa de despacho económico en el sistema de Gestión de Energía (EMS). El despachador periódicamente verificará los resultados de este programa y ordenará ajustar las unidades bajo control manual a los valores señalados por el programa como "generación deseada". El programa de Control Automático de Generación (CAG) ajustará automáticamente las unidades bajo su control.
- (CVA.1.7) Es muy importante tener presente que una operación exitosa del sistema conlleva no tener "sorpresas". Así pues, no debe haber cambios bruscos en las generaciones asignadas a las diferentes unidades, ni en el Valor del Agua, ni la Función de Costo Futuro cuando se pasa del modelo de plazo anual al semanal, o al diario, o al instantáneo. Ni siquiera debe haber cambios bruscos entre las programaciones que van de una semana a la siguiente.
- (CVA.1.8) Cuando ocurran cambios significativos en algunos de estos procesos como cambios en el orden de despacho, costo marginal del sistema, etc., y a solicitud de parte interesada, el CND, con ayuda de los Participantes involucrados, debe analizar y explicar convincentemente a todos los participantes las razones por las que ocurrieron estos cambios, y, si es el caso, las medidas correctivas tomadas para evitarlos en el futuro.

#### (CVA.2) Preparativos para la Programación Semanal.

##### (CVA.2.1) Demanda

- (CVA.2.1.1) De acuerdo a lo indicado en la sección 5.2 de las Reglas Comerciales y el M.O.M 1.8 del Reglamento de Operación, el CND tendrá la responsabilidad de preparar el Informe Indicativo de Demanda. Los pronósticos de requisitos semanales de potencia y energía para cada nodo del SIN más las pérdidas para los años

<sup>1</sup> El Valor del Agua es la derivada de la Función de Costo Futuro con respecto al volumen del embalse.



siguientes se obtendrán partiendo del Informe Indicativo de Demanda siguiendo el siguiente procedimiento:

- (CVA.2.1.1.1) De la base de Datos histórica, utilizando los últimos 5 años, se obtiene la fracción promedio de la energía de cada uno de los días de cada mes. Luego se multiplica esta fracción por la demanda mensual del Informe Indicativo de Demanda y se obtiene la demanda promedio de cada día del mes.
- (CVA.2.1.1.2) Una vez obtenido el pronóstico de energía para todo los días del año estas se suman en grupos de 7 y se obtiene la energía de cada semana del año
- (CVA.2.1.1.3) Este pronóstico debe contemplar la incidencia de días festivos o extraordinarios para reflejar mejor la demanda semanal.
- (CVA.2.1.2) Los pronósticos de demanda de cada nodo sin incluir las pérdidas de transmisión serán utilizados como datos de entrada en los modelos de estudio para la programación a mediano y corto plazo.
- (CVA.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.
- (CVA.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.
- (CVA.2.1.5) Para los propósitos de la programación semanal a mediano plazo 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.
- (CVA.2.1.6) Para obtener las energías de cada bloque se utiliza el siguiente procedimiento:
  - (CVA.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.

(CVA.2.1.6.2) Se multiplica la Demanda semanal obtenida en CVA.2.1.1 por la fracción correspondiente al bloque obtenido en CVA.2.1.6.1 para obtener el pronóstico de demanda de cada bloque.

(CVA.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.

(CVA.2.1.8) Semanalmente se evaluarán los resultados obtenidos del pronóstico de la última semana, realizado de acuerdo a CVA.2.1.1 así como los pronósticos del informe Indicativo de Demanda vs. los resultados reales para estimar la precisión de los pronósticos. De encontrarse un error acumulado mayor de 2.5 % en un periodo de 5 semanas el CND, de ser posible, con la colaboración de los Participantes consumidores, evaluará los pronósticos de demanda vigente, y de estimarlos necesario, realizará los correctivos para lograr que los pronósticos sean más exactos.

(CVA.2.2) **Red de Transmisión.**

(CVA.2.2.1) La red de transmisión será representada con sus parámetros técnicos pero sin restricciones de seguridad.

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

(CVA.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.

(CVA.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.



(CVA.2.4) **Características de las Unidades Generadoras.**

- (CVA.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 participantes (NII.3.2, NII.3.4, NII.3.8, NII.3.9, NII.3.10, MOM.1.45 y MOM.1.46)
- (CVA.2.4.2) El CND deberá mantener un registro que le permita calcular El Factor de Disponibilidad de Corto Plazo (ICP) utilizado por el modelo SDDP®. Este factor se refiere a la probabilidad que la unidad este indisponible en forma no programada. Es decir, al modelo 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 el modelo, debe estar incluida en el ICP.
- (CVA.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.
- (CVA.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.





(CVA.2.5) **Disponibilidad de las Unidades Generadoras.**

- (CVA.2.5.1) La disponibilidad de los generadores existentes se modelará para las siguientes 52 semanas de acuerdo a la información vigente del Programa de Mantenimientos Mayores y de los planes tentativos de mantenimiento para el año siguiente según sea el caso.
- (CVA.2.5.2) La disponibilidad de unidades nuevas para las siguientes 52 semanas se tomará según el estudio de la actualización de la planificación 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).
- (CVA.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).
- (CVA.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.
- (CVA.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.

(CVA.2.6) **Aportes Hidrológicos.**

- (CVA.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.
- (CVA.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 climatológicos que modifiquen dichos pronósticos, ETESA (HIDROMET) actualizará este informe.

- (CVA.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 participantes productores hidroeléctricos, los pronósticos de los aportes para las siguientes cuatro (4) semanas. El participante 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

(CVA.2.6.4) **Manejo Hidrológico.**

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

- (CVA.2.6.4.2) Cuando el CND reciba un informe Climático elaborado por ETESA (HIDROMET) y este 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.

- (CVA.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.

- (CVA.2.6.4.2.2) Considerando los puntos anteriormente definidos en el (CVA.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).

- (CVA.2.6.4.2.3) Dichos índices representarán para cada sub - periodo, una reducción o aumento de aportes de caudales de la



base hidrológica del SDDP para cada una de las unidades de generación hidráulica del SIN.

(CVA.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 del SDDP (PAR). Dichos parámetros hidrológicos serán utilizados para crear la secuencia de caudales sintéticos, para los análisis de planeamiento operativo que realiza el CND.

(CVA.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.

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

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

(CVA.2.7.1) Los niveles iniciales de los embalses que se utilizarán en el estudio 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 el programa "Lagos" elaborado por el CND cuyo Manual se adjunta.

(CVA.3) **Programación a Mediano Plazo.**

(CVA.3.1) **Cálculo de Política.**

(CVA.3.1.1) El primer paso en la programación semanal será la evaluación de la Función de Costo Futuro (FCF) para la semana objeto de estudio.

(CVA.3.1.2) Esto se realizará el sexto día de la semana, utilizando el modelo SDDP@.

(CVA.3.1.3) Para tal efecto, habrá que actualizar la Base de Datos del estudio de acuerdo con lo señalado en la sección anterior (CVA.2)

(CVA.3.1.4) La ejecución del modelo será con el propósito de determinar la política operativa óptima que minimice los costos de operación del



sistema en un período de un año. Esta política queda expresada en la Función de Costo Futuro para la semana en estudio.

- (CVA.3.1.5) La comida se hará con un horizonte de 156 semanas. Alternativamente se utilizara un horizonte de 52 semanas y dos años adicionales como amortiguamiento.
- (CVA.3.1.6) La ejecución será estocástica. El Modelo generará series sintéticas que permitirán evaluar la operación del sistema, a partir de las condiciones hidrológicas existentes, en una amplia gamma de escenarios hidrológicos, y así determinar la política óptima.
- (CVA.3.1.7) Atendiendo señalamientos de HIDROMET, ver CVA.2.6.4, se utilizarán los registros históricos que correspondan a la clase de año hidrológico que se espera.
- (CVA.3.1.8) La ejecución se realizará con 50 o más series "forward" para efectos de considerar la variabilidad climática. Para efectos de refinamiento de la función de costo futuro el número de series "backward" debe ser mayor o igual a 15. La tolerancia requerida será de 2 ó 1 número de desviaciones estándar, siempre asegurando que el programa ejecute la cantidad de iteraciones que garanticen la confiabilidad del abastecimiento.
  - 1. El criterio a utilizar inicialmente será con 50 series "forward" y 25 series "backward", con una tolerancia de 2 número de desviaciones estándar.
  - 2. En caso de cambio a los criterios iniciales, éste deberá ser sustentado ante los Participantes del Mercado por el CND.
- (CVA.3.1.9) Se utilizará la tasa de descuento que señala la norma (MOM.1.17) del Reglamento de Operaciones.
- (CVA.3.1.10) Para cada central hidroeléctrica, se utilizará la penalización por vertimiento mínimo. (0.001 kilóbalboas/hectómetro cúbico).
- (CVA.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 de la violación.
- (CVA.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).



- (CVA.3.1.13) Se utilizará el ICP que se determinó en CVA.2.4.2 y no se utilizará el sorteo de fallas.
- (CVA.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).
- (CVA.3.1.15) Se le indicará al modelo que calcule las pérdidas eléctricas del sistema y que las utilice en el proceso de optimización.

(CVA.3.2) **Predespacho a Mediano Plazo.**

- (CVA.3.2.1) Una vez obtenida la Función de Costo Futuro (FCF) para la semana objetivo se procede a realizar un estudio de simulación para el mediano plazo.
- (CVA.3.2.2) El objeto de este estudio es producir un informe indicativo sobre el comportamiento futuro del mercado a mediano plazo.
- (CVA.3.2.3) Con este fin, se utilizará el modelo SDOP<sup>3</sup>, en esta ocasión en una simulación determinística.
- (CVA.3.2.4) Para los propósitos, se utilizará la misma base de datos que se utilizó en el estudio de mediano plazo descrito anteriormente (CVA.3.1), con los siguientes cambios:
  - (CVA.3.2.4.1) Los aportes hidrológicos para las primeras cuatro (4) semanas de la simulación serán el resultado de los pronósticos enviados por HIDROMET o en su defecto los pronósticos enviados y acordados con los participantes respectivos. De la quinta semana en adelante se utilizarán los caudales promedios resultantes del estudio de política (CVA.3.1.6).
  - (CVA.3.2.4.2) Para todos los embalses, las penalizaciones por vertimientos serán cero.
  - (CVA.3.2.4.3) Para los generadores, se incluirán los mantenimientos programados, y se utilizará la disponibilidad declarada por el participante, en consecuencia ICP se pondrá en cero.

(CVA.3.3) **Resultados.**

- (CVA.3.3.1) El resultado "Preliminar" de estos estudios: Mediano Plazo estocástico y determinístico deben estar disponibles a las 15:00 horas del día 6, serán distribuido a los participantes conjuntamente con el Predespacho Semanal, la Base de Datos Estocástica, la Base



de Datos determinística y la Base de Datos del Predespacho Semanal. Estos constituyen el Resultado Preliminar del desenvolvimiento del mercado a mediano plazo.

\_\_\_\_\_

*[Handwritten signature]*