

## ANEXO I

# MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN

### 1. GLOSARIO

- i. Modificar las siguientes definiciones en el numeral 1.1, de la siguiente manera:
  - **Cargos del Sistema CSIS (US\$/MWh):** Costos complementarios a la producción de energía eléctrica que son traspasados directamente a la demanda y a las Inyecciones Regionales. Dichos costos están asociados a los servicios necesarios para garantizar el transporte, la calidad, seguridad y eficiencia económica del suministro, así como para la recuperación de aquellos costos relacionados con aspectos administrativos y operativos del sistema, como los servicios prestados por la UT, la SIGET y otros similares.
  - **Demanda Comprometida:** Energía que tiene derecho a retirar en un nodo de la red un Participante del Mercado, por compromisos comerciales nacionales o regionales.
  - **Demanda Máxima del Sistema en el Periodo de Control de la Capacidad Firme:** Máxima generación neta horaria, más Retiros Regionales y menos Inyecciones Regionales, más las potencias máximas comprometidas en contratos firmes de Inyección Regionales, del periodo de control del año para el cual se determina la capacidad firme.
  - **Indisponibilidad (o Salida) Programada:** Retiro programado de toda o parte de una unidad generadora para inspección, mantenimiento o reparación. Se realiza con la aprobación de la UT en coordinación con el EOR en lo que aplique.
  - **Orden Económico de Despacho:** Lista de prioridades de despacho de las centrales generadoras de menor a mayor costo variable de operación en el caso de las unidades térmicas, geotérmicas o valor marginal del agua en el caso de las hidráulicas.
  - **Precios Nodales ex-ante del Mercado Eléctrico Regional (US\$/MWh):** Son los precios nodales calculados antes de la operación en tiempo real determinados por el Ente Operador Regional (EOR) en el predespacho regional para cada uno de los nodos de la RTR.
  - **Programación Anual:** Programa de despacho de las unidades generadoras, GGP's, previsión de Retiros Regionales y la operación de los sistemas de transmisión que, abasteciendo la demanda e Inyecciones Regionales previstas de forma tal que se cumplan las exigencias de calidad y seguridad de servicio, minimiza los costos totales de operación y déficit del sistema eléctrico para un horizonte de doce meses a partir de la fecha de inicio de su aplicación.
  - **Programación Diaria o Predespacho:** Programa de operación de las unidades generadoras y/o GGP, y Retiros Regionales, que realiza la UT para un horizonte de veinticuatro horas a partir de la hora de inicio de su aplicación. Como resultado se

obtendrán, para el horizonte correspondiente, los programas de inyección y retiro de energía de la red y la operación de los sistemas de transmisión que, abasteciendo la demanda e Inyecciones Regionales previstas dentro de las condiciones exigidas de calidad, seguridad y requerimiento de servicios auxiliares, minimizan los costos totales de operación y déficit del sistema eléctrico.

- **Programación Semanal:** Programa de despacho de las unidades generadoras y/o GGP, y previsión de Retiros Regionales para un horizonte de siete días a partir de la hora de inicio de su aplicación. Como resultado se obtendrán, para el horizonte correspondiente, los programas de inyección y retiro de energía de la red y la operación de los sistemas de transmisión que, abasteciendo la demanda e Inyecciones Regionales previstas dentro de las condiciones exigidas de calidad, seguridad y requerimiento de servicios auxiliares, minimizan los costos totales de operación y déficit del sistema eléctrico.
  - **Racionamiento Forzado:** Condición en que no se logra el equilibrio entre la potencia disponible y las ofertas de retiro de oportunidad, por resultar la máxima generación disponible más los Retiros Regionales insuficiente para cubrir la demanda mínima inflexible, y es necesario aplicar reducciones forzadas a la demanda mínima inflexible para lograr el balance en el abastecimiento dentro de las condiciones de calidad y seguridad establecidas.
  - **Sistema de Administración del Mercado (SAM):** Conjunto de herramientas computacionales que modelan la topología de la red, las características de los GGP, Inyecciones y Retiros Regionales y la demanda, las restricciones del sistema eléctrico y las ofertas de retiro de oportunidad, y que debe cumplir las características generales y requisitos definidos en este Reglamento. La UT utilizará este modelo para la programación de la operación.
  - **Transacciones Regionales:** Transacciones del Mercado Eléctrico Regional producto de los contratos y de las ofertas de oportunidad presentadas en ese mercado.
  - **Unidad Marginal:** Unidad de generación que aumenta su nivel de producción para abastecer un megawatt hora adicional de demanda en presencia de un despacho económico. La Unidad Marginal puede ser una unidad térmica, geotérmica, hidroeléctrica o una unidad de racionamiento forzado.
  - **Valor del Agua:** Corresponde al costo de oportunidad del agua almacenada en un embalse, con relación en la alternativa de uso de las unidades térmicas, geotérmicas y Retiros Regionales asociados a reemplazo de generación nacional o sustitución de déficit. Este valor corresponde al valor esperado que resulta de considerar la ocurrencia de los diferentes escenarios hidrológicos futuros.
- ii. Adicionar en orden alfabético las siguientes definiciones en el numeral 1.1, de la siguiente manera:
- **Componente física:** Cantidad física de energía o energía asociada a un contrato, sea este un Contrato Firme Regional o un Contrato no Firme Físico Flexible Regional, conforme lo establecido en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

- **Costo de Racionamiento:** Costo económico que representa para los consumidores de energía eléctrica el no abastecimiento de la misma en la forma requerida.
- **Enlace:** Interconexión entre dos sistemas eléctricos que permite el flujo de potencia y energía entre los mismos.
- **Inyección Regional:** Transacción en el Mercado Eléctrico Regional donde un PM entrega energía al MER proveniente de recursos del Mercado Mayorista.
- **Monto Remanente:** Para cada Intervalo de Mercado es el monto resultante de la suma de todos los abonos o cargos realizados por los PMs y el EOR en la conciliación de transacciones, conformado por el cargo por congestión, excedente de las desviaciones asignadas por el EOR y el excedente por las transacción de Retiro Regional asociadas a reemplazo de generación nacional o sustitución de déficit incluidos los cargos nacionales o regionales asociados a estos retiros.
- **Nodo de Enlace:** Corresponde al nodo de un Enlace en el cual los PMs pueden realizar ofertas de Transacciones Regionales para que las mismas sean consideradas por el EOR en el predespacho regional como transacciones sobre el Enlace.
- **Participante del Mercado Autorizado:** Corresponde a un PM que ha sido autorizado a realizar Transacciones Regionales según lo previsto en la Regulación Regional.
- **Regulación Regional:** Hace referencia a la normativa vigente del Mercado Eléctrico Regional, conformada por los tratados marco, protocolos, reglamentos aprobados y demás resoluciones emitidas por la CRIE.
- **Retiro Regional:** Transacción en el Mercado Eléctrico Regional donde un PM o la UT, en nombre de los PMs para el reemplazo de generación nacional o sustitución de déficit, adquiere energía del MER para uso en el Mercado Mayorista.

## 2. CONDICIONES GENERALES

- i. Modificar los numerales 2.1.1 y 2.1.2 de la siguiente forma:
  - 2.1.1. El presente Reglamento contiene las normas y procedimientos para la operación del sistema de transmisión y para la administración de las transacciones del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica de El Salvador considerando las transacciones con el Mercado Eléctrico Regional (MER).
  - 2.1.2. La UT operará el sistema de transmisión manteniendo la seguridad y calidad requerida de acuerdo a las normas y procedimientos definidos en este Reglamento y la Regulación Regional. Cada Participante del Mercado tiene la obligación de cumplir todas las instrucciones que dicte la UT, salvo motivos debidamente justificados de fuerza mayor o riesgo para la seguridad de instalaciones o personas que serán verificadas por la UT.
- ii. Sustituir el numeral 2.1.5 por el siguiente:

2.1.5. En la aplicación de este Reglamento, la UT y los Participantes del Mercado cumplirán con los procedimientos de coordinación, supervisión, suministro de información, programación y conciliación de transacciones, y en general con todo lo previsto en la Regulación Regional según les aplique.

### **3. MANEJO DE LA INFORMACIÓN**

i. Modificar el numeral 3.1.15 de la siguiente manera:

3.1.15. Toda la información que utilice la UT para realizar la programación de la operación anual, semanal o diaria, para calcular los costos y precios en el sistema, y para determinar las transacciones entre PMs será de acceso público, considerando lo estipulado en la Regulación Regional en relación a la confidencialidad de la información. Los PMs tendrán acceso a los datos de entrada y salida de los modelos matemáticos que utilice la UT para la toma de decisiones o definición de valores que afecten a cualquier PM, entre ellos aquellos utilizados para la programación de la operación, en todas sus etapas, la determinación de precios, el cálculo de la capacidad firme y las transacciones entre PMs. Las herramientas computacionales que utilice la UT para implementar los modelos matemáticos deberán estar disponibles para adquisición de los PMs, ya sea a través de un proveedor comercial o reconociendo a la UT los costos directos de desarrollo.

ii. Adicionar el numeral 3.1.18, de la siguiente manera:

3.1.18. La UT y los Participantes del Mercado, son responsables de recolectar y enviar, al EOR o a la CRIE, directamente o a través de la UT según el caso, la información detallada en la Regulación Regional, así como también toda aquella información que no estando detallada en la Regulación Regional, sea requerida por el EOR o la CRIE, de manera formal, sujeta a los criterios de confidencialidad definidos en la Regulación Regional y el presente Reglamento.

iii. Modificar los numerales 3.2.5, 3.2.5.1, 3.2.5.2 y 3.2.5.3 de la siguiente manera:

3.2.5. Transacciones Regionales

3.2.5.1. Cada PM que realiza una inyección en la Red de Transmisión Regional será considerado como un usuario final en el nodo de la Red de Transmisión Regional correspondiente, y deberá suministrar la misma información que la indicada para un usuario final, considerando como demanda el requerimiento de Inyección Regional.

3.2.5.2. Cada PM que realiza un retiro en la Red de Transmisión Regional será considerado como una unidad generadora o un GGP inyectando en el nodo de la Red de Transmisión Regional correspondiente, y deberá suministrar la misma información que la indicada para un PM Generador, considerando como generación el Retiro Regional previsto.

3.2.5.3. Cada PM que realice Transacciones Regionales deberá entregar a la UT la información requerida por la Regulación Regional vigente, en la forma y oportunidad que esta lo indique.

iv. Adicionar el numeral 3.3.4 de la siguiente manera:

3.3.4. La UT considerará dentro de la demanda prevista para la coordinación de mantenimientos, programación anual y semanal el mejor estimado de las Transacciones Regionales.

v. Modificar el numeral 3.5.2, de la siguiente manera:

3.5.2. La UT publicará y enviará a la SIGET un informe estadístico mensual, a más tardar quince (15) días hábiles después de finalizar cada mes, el cual incluirá como mínimo:

- a) Inyecciones y Retiros del Sistema, detallando además las pérdidas del sistema de transmisión;
- b) Transacciones Regionales;
- c) Comportamiento de los precios de todos los Mercados y servicios que administra la UT;
- d) Comportamiento de los precios de los combustibles utilizados para la generación puestos en planta reportados por cada uno de los PMs generadores térmicos.
- e) Comportamiento de los precios y demás condiciones financieras y técnicas pactadas en las transacciones en el mercado de contratos.
- f) Participación en el Mercado de transacciones bilaterales y de MRS, de los PM.
- g) Desagregación de retiros en demanda nacional e Inyecciones Regionales.
- h) Desagregación de inyecciones en generación nacional y Retiros Regionales.
- i) Restricciones en el sistema de transmisión que pueden ocasionar congestión, identificando el posible motivo de estas.
- j) Restricciones en el sistema de transmisión que afectaron el despacho y las transacciones y sus precios, identificando motivo, posibles soluciones, y estimación de volumen y costo;
- k) Emergencias o condiciones imprevistas que llevaron a modificar la operación económica y/o a restricciones al abastecimiento, y estimación de la energía no entregada;
- l) Programas de mantenimiento incluyendo la reserva, para anticipar margen esperado y riesgos de faltantes o condiciones de reserva fuera de los límites de los parámetros de calidad y seguridad establecidos. La reserva se desagregará en reserva hidroeléctrica, reserva térmica total y reserva por capacidad de importación;
- m) Situaciones registradas de reserva fuera de los límites de los parámetros de calidad y seguridad establecidos y los motivos;
- n) Situaciones registradas de racionamiento programado, indicando motivo y volumen estimado.

vi. Modificar el numeral 3.5.3 de la siguiente manera:

3.5.3. La UT publicará y enviará a la SIGET un informe trimestral, a más tardar quince (15) días hábiles después de finalizar cada período, y un informe anual, a más tardar treinta (30) días hábiles después de finalizar cada año. Dichos informes incluirán como mínimo:

- a) Los precios resultantes del mercado regulador del sistema, desglosando sus componentes;
- b) La generación y el consumo de energía correspondiente a cada nodo de la red, detallado por PM;
- c) Desagregación de las Transacciones Regionales;
- d) Las fallas ocurridas en los sistemas de generación y transmisión y la energía no entregada;
- e) Los parámetros de calidad y seguridad establecidos para la operación del sistema y el grado de cumplimiento de estos; y
- f) Los costos de funcionamiento del sistema, tales como cargos de transmisión, operación del sistema, servicios auxiliares y otros similares.
- g) Costo de Racionamiento.

#### **4. MERCADO DE CONTRATOS**

i. Modificar los numerales 4.1.1, 4.2.2, 4.3.2 y 4.6.3 de la siguiente manera:

4.1.1. El objeto de las reglas para el Mercado de Contratos nacional es definir la forma en que los PMs deberán proporcionar a la UT información sobre los contratos concertados, establecer el procedimiento para que la UT valide las transacciones bilaterales informadas, así como el tratamiento de las desviaciones a dichas transacciones, con el propósito de determinar los saldos a liquidar en el MRS, resultantes de las diferencias entre los compromisos comerciales y las inyecciones y retiros reales.

4.2.2. Las transacciones en el Mercado de Contratos nacional son compromisos financieros. El despacho de las unidades generadoras y GGP se realiza en función de los costos variables de las unidades térmicas y el valor del agua correspondiente para las centrales hidroeléctricas, independiente de los compromisos financieros y comerciales pactados por los PM en el Mercado de Contratos.

4.3.2. Las transacciones bilaterales que surgen de la información suministrada por los PM a la UT son un compromiso comercial que no tiene efectos en las inyecciones de los PM generadores y retiros reales de los consumidores. La UT realizará el predespacho sin tomar en cuenta los compromisos correspondientes a las transacciones bilaterales entre PMs.

4.6.3. En una transacción bilateral de transferencia, el PM que la informa deberá incluir lo siguiente:

- a) La energía a recibir detallada en cada nodo de recepción;

- b) La energía a retirar en cada uno de los nodos de retiro;
- c) La energía que recibe o entrega en contratos regionales, en cuyo caso el nodo de inyección o retiro será el nodo de la Red de Transmisión Regional correspondiente.

## **12. SERVICIOS AUXILIARES**

- i. Modificar los numerales 12.4.3.1 y 12.6.3.1, de la forma siguiente:

12.4.3.1. El margen de reserva rodante requerido, incluyendo los compromisos de reserva regionales definidos por el EOR, estará calculado como un porcentaje de la demanda de potencia.

12.6.3.1. El criterio para definir el nivel de reserva secundaria bajo control automático de generación tendrá en cuenta el requerimiento técnico de contar con una cantidad de regulación mínima para la sensibilidad del sistema, y la eficiencia económica dado el costo de suministrar la correspondiente reserva de regulación y el costo de la pérdida de calidad de servicio e incremento de la probabilidad de energía no servida por falta de una reserva adecuada. La potencia disponible para regulación secundaria de frecuencia, expresada como un porcentaje de la demanda, se definirá en el Anexo Servicios Auxiliares.

## **13. OPERACIÓN EN TIEMPO REAL**

- i. Modificar los siguientes numerales 13.1.1, 13.4.5, 13.4.8, 13.6.2, 13.8.1, 13.9.1, 13.9.2, 13.10.1, de la siguiente forma:

13.1.1. El objeto de las reglas para la operación en tiempo real es definir los procedimientos que deberán seguir la UT y los PMs mientras se realiza el manejo del sistema de transmisión y del mercado mayorista. En especial, se definen las reglas para el Mercado Regulador del Sistema (MRS), específicamente:

- a) Los procedimientos mediante los cuales la UT administrará el MRS cada día en la operación en tiempo real;
- b) La obligación de la UT de seguir los procedimientos de operación del MER de acuerdo a la Regulación Regional vigente.

13.4.5. Luego de una falla o condición de emergencia, la UT, una vez determinada la condición final esperada, deberá realizar un despacho ajustado en el menor plazo posible y pondrá a disposición de los PM la nueva condición de inyección y retiro programados. De ser necesario, el nuevo despacho considerará el redespacho de las Transacciones Regionales coordinadas con el EOR.

13.4.8. La UT coordinará con el EOR la operación en tiempo real con el objeto de preservar los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales y controlar las desviaciones en los Enlaces con respecto a las Transacciones Regionales programadas, considerando lo indicado en el numeral 11.7.3 del presente Reglamento.

13.6.2. En la operación en tiempo real, condiciones de falla y/o congestión imprevistas pueden requerir para su solución un nivel de flexibilidad de la demanda mayor que el ofertado. En estos casos la UT administrará el faltante que surge considerando el uso de las siguientes medidas en el orden que la UT defina según las circunstancias: modificar o suspender las Transacciones Regionales de inyección, manteniendo, de ser posible, las transacciones asociadas a contratos firmes regionales; reducir el margen de reserva hasta un nivel de emergencia; procurar realizar Retiros Regionales de energía para sustitución de déficit nacional de acuerdo al numeral 11.8 del presente Reglamento. De ser todo lo anterior insuficiente, la UT administrará el MRS mediante restricciones al abastecimiento a través de la URF.

13.8.1 La UT calculará los precios del MRS ex post, con la metodología detallada en el Anexo Cálculo del Precio en el MRS.

13.9.1. Cada día, la UT pondrá a disposición de cada PM, en la página Web de la UT, los resultados del día anterior discriminados por intervalo de Mercado de inyección de cada unidad generadora o GGP y de retiro en cada nodo que se obtienen en el MRS de la operación real, con la información indicada en este Reglamento. La información referente a Transacciones Regionales será puesta a disposición de los PMs una vez esta haya sido suministrada por el Ente Operador Regional.

13.9.2. La UT pondrá a disposición de cada PM, por intervalo de Mercado, los valores de inyección y de retiro en cada nodo, que resultan del SIMEC o del SAE, identificando:

- a) Las transacciones para cada intervalo de Mercado, de venta y/o compra, en función de la inyección y retiro real respecto de la demanda comprometida, incluyendo las Transacciones Regionales;
- b) Toda restricción que alteró el despacho previsto;
- c) La generación obligada;
- d) Las restricciones reales en la red de transmisión;
- e) Los Costos Marginales de Operación;
- f) Los precios indicativos del MRS;
- g) Los cargos del sistema indicativos.

13.10.1. En caso de modificaciones significativas a las condiciones previstas en el predespacho nacional definitivo, la UT, en coordinación con el EOR si es el caso, realizará un nuevo despacho utilizando el SAM, y pondrá a disposición de los PMs los nuevos





programas de inyección y retiro para lo que resta del día. Dichas modificaciones significativas considerarán al menos:

- a) Indisponibilidad confirmada por el PM propietario de al menos tres intervalos de mercado consecutivos de una unidad generadora con energía asignada en el predespachado, que represente al menos el margen de reserva rodante de la demanda real en los intervalos de mercado afectados.
  - b) Ante diferencias entre el pronóstico de demanda y el valor real de demanda de más o menos el porcentaje establecido para la reserva rodante.
  - c) Indisponibilidad confirmada de un elemento de transmisión por más de cuatro intervalos de mercado consecutivos y que afecten los parámetros de operación normal establecidos en el Anexo Normas de Calidad y Seguridad Operativa.
  - d) Por solicitudes de redespachos regionales según las causas previstas en la Regulación Regional.
  - e) Redespacho en el Mercado Eléctrico Regional que afecten las transacciones programadas, de acuerdo con la Regulación Regional vigente.
- ii.* Eliminar el apartado 13.12 ELABORACIÓN DE PROCEDIMIENTOS RELACIONADOS CON LAS INTERFACES AL MER.

## 14. PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN

- i. Modificar los numerales 14.4.1, 14.5.1 y 14.5.2, de la siguiente forma:

14.4.1. La UT calculará el costo previsto de las pérdidas del sistema de transmisión en un intervalo de Mercado con los valores de energía inyectada y retirada utilizadas para el cálculo de las transacciones económicas del MRS.

Para el cálculo de las pérdidas reales de una línea k, la UT utilizará la siguiente fórmula:

$$\text{Pérdidas Reales Línea k} = \text{Pérdidas Línea k} * \frac{\text{Pérdidas Totales}}{\sum \text{Pérdidas Línea j}}$$

*Donde:*

Pérdidas Línea k: Diferencia de la energía a la entrada y a la salida de la línea k, obtenida del balance entre las mediciones de inyección y de retiro en dichos puntos, salvo que exista medición directa del SIMEC para la energía de entrada y de salida de la línea, en cuyo caso utilizará dichas mediciones.

Pérdidas totales: Resultado del cálculo estipulado en el numeral 14.5.3 del presente Reglamento.

j: Líneas asociadas al MRS

14.5.1. La UT calculará la inyección total en las líneas de cada MRS, en el predespacho y en la operación real registrada, como la suma de la inyección en los nodos de las líneas del MRS, incluyendo la Red de Transmisión Regional en el MRS respectivo.

14.5.2. La UT calculará la energía total retirada de la red en cada intervalo de mercado, en el predespacho y en la operación real registrada, como la energía total retirada en los nodos de las líneas del MRS, incluyendo la Red de Transmisión Regional en el MRS respectivo.

## 15. CONGESTIÓN EN LA RED DE TRANSMISIÓN

- i. Modificar los numerales 15.4.1 y 15.6.1, de la siguiente forma:

15.4.1. Cuando surja una congestión en el Sistema de Transmisión, ya sea prevista en el predespacho o durante la operación en tiempo real, la UT ajustará la energía inyectada y la energía retirada de la red por uno o más PMs, en uno o más nodos de la red, para llevar nuevamente al sistema a una condición de operación normal, con base en el Orden Económico de Despacho, a las ofertas de retiro de oportunidad presentadas, y a las Transacciones Regionales, en coordinación con el EOR.

15.6.1. De las transacciones realizadas en el MRS, por Intervalo de Mercado, surge un monto igual a la suma de todos los pagos o cobros realizados de acuerdo a las transacciones indicadas en los numerales 15.5 y 18.5 del presente Reglamento llamado Monto Remanente. Parte de este monto es asignado a la congestión y se denomina Monto remanente asignado a la congestión.

El cargo por congestión para cada línea congestionada está dado por la siguiente expresión:

$$\text{Cargo por Cong Línea } k = \Delta \text{Precios línea } k * \text{Flujo línea } k * \frac{\text{Monto Rem Asig Congestion}}{\sum \Delta \text{Precios línea } j * \text{Flujo línea } j}$$

Donde:

$\Delta$ Precios línea k: Diferencia entre el Costo Marginal de Operación de los MRS que interconecta la línea bajo congestión.

Flujo línea k: Energía transmitida a través de la línea bajo congestión que interconecta dos MRS.

Monto Rem Asig Congestión: Fracción que del Monto Remanente se asigna a la congestión, según lo indicado en el numeral 18.5.2 del presente Reglamento.

## 16. COORDINACIÓN DE MANTENIMIENTOS

- i. Adicionar el numeral 16.1.2, de la siguiente manera:

16.1.2. La UT realizará, en lo que aplique, la coordinación de mantenimientos en conjunto con el Ente Operador Regional de acuerdo a lo establecido en la planeación regional. Para realizar lo anterior la UT y los PMs, por intermedio de la UT, suministrarán al EOR la información prevista en la Regulación Regional con los procedimientos, plazos y forma, allí establecidos.

- ii. Modificar el numeral 16.2.1.5, de la siguiente manera:

16.2.1.5. Para realizar esta evaluación, la UT definirá escenarios probables utilizando:

- a) La información de demanda suministrada por los PMs, de acuerdo con lo indicado en este Reglamento, y las proyecciones que realice la UT;
- b) Los contratos de Inyecciones y Retiros firmes Regionales que informen los PMs de acuerdo con la Regulación Regional vigente;
- c) Estimación de las Inyecciones y Retiros no asociados a contratos firmes, basadas en proyecciones de las transacciones esperadas en el MER, considerando lo indicado en el numeral 7.8 del presente Reglamento. Alternativamente, la UT podrá considerar el estimado del intercambio en los Enlaces.
- d) La generación probable teniendo en cuenta contingencias de disponibilidad y toda la hidrología histórica disponible.

## ANEXO 01 – INSCRIPCIÓN

- i. Modificar el literal m) del numeral 2.3, de la siguiente forma:

m) Cumplir cualquier requisito establecido por la Regulación Regional vigente.

- ii. Adicionar el apartado 7 Solicitud de Autorización en el Mercado Eléctrico Regional conforme lo siguiente:

7. Solicitud de Autorización en el Mercado Eléctrico Regional.

7.1. Los PMs deberán cumplir el procedimiento definido en la Regulación Regional para ser considerados Participantes Autorizados a operar en el Mercado Eléctrico Regional.

#### **ANEXO 04 – PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES**

- i. Modificar el numeral 10.1, de la siguiente forma:

10.1 Los PMs Generadores cada día antes de las ocho horas y treinta minutos (08:30) deben reportar a la UT el Precio de Combustible Puesto en Planta declarado (PC<sub>pep</sub>) en dólares por volumen o peso. Los PMs informarán estos precios en el Formulario “Precios de los Combustibles” incluido en el Anexo 06 “Transacciones de Mercado”.

#### **ANEXO 06 – TRANSACCIONES DEL MERCADO**

- i. Modificar el numeral 1. Objeto, de la siguiente manera:

##### **1. Objeto**

Detallar el procedimiento que los PMs deben utilizar para informar a la UT la disponibilidad de las unidades generadoras, los caudales afluentes, la demanda prevista, las transacciones bilaterales, ofertas de retiro de oportunidad y Transacciones Regionales.

La UT debe realizar, en lo que aplique y en la medida que se disponga de información del MER, la Programación Anual, Semanal y Diaria en coordinación con el EOR de acuerdo a lo previsto en la Regulación Regional en procedimientos, forma y plazos allí establecidos.

- ii. Modificar el literal f) del numeral 3.3, de la siguiente manera:

f) Compromisos de Inyección y Retiro firmes regionales.

- iii. Modificar el numeral 4.2 de la siguiente forma:

4.2 Cada día la UT aplicará el siguiente horario para el intercambio de información relacionada con el predespacho:

- Hasta las ocho horas (08:00) la UT recibe de los PMs la información hidrológica como influjos, proyección de niveles de embalse iniciales, entre otros.
- Hasta las ocho horas y treinta minutos (08:30) la UT recibe de los PMs la información de disponibilidad de la red, excedentes de generación de autoprodutores y cogeneradores, Precio del Combustible Puesto en Planta declarado, ofertas de oportunidad de retiro y transacciones bilaterales nacionales
- Hasta las nueve horas y treinta minutos (09:30) los PMs declaran a la UT los compromisos contractuales regionales y las ofertas de flexibilidad y de pago máximo por CVT asociados a dichos compromisos.
- Hasta las diez horas (10:00) la UT informará al EOR los compromisos contractuales regionales y las ofertas de flexibilidad y de pago máximo por CVT asociados a dichos compromisos.

- Hasta las diez horas (10:00) la UT pondrá en la Base de Datos Regional del EOR, el estado de las modificaciones al sistema de transmisión que afecte la operación del MER para los periodos de mercado del día siguiente. Dicha información deberá incluir los mantenimientos programados y no programados, modificaciones a la capacidad operativa de la RTR y los cambios topológicos que afecten los intercambios de energía a través de la red de transmisión modelada en el predespacho regional.
- Hasta las diez horas (10:00) la UT informará al EOR la disponibilidad para la prestación de servicios auxiliares.
- Hasta las diez horas y treinta minutos (10:30) la UT recibirá del EOR la verificación de la información de los compromisos contractuales regionales y ésta a su vez será publicada a los PMs a través de la página Web de la UT.
- Hasta las once horas y quince minutos (11:15), los PMs informarán a la UT los ajuste y aclaraciones necesarias a las inconsistencias de compromisos contractuales reportadas por el EOR.
- Hasta las once horas y treinta minutos (11:30), la UT informará al EOR los ajustes y aclaraciones necesarias a las inconsistencias de compromisos contractuales reportadas por el EOR.
- Hasta las doce horas (12:00) horas de todos los días, la UT publicará los resultados del predespacho nacional inicial sin Transacciones Regionales y las cantidades ofertables de acuerdo a lo establecido en el numeral 10.1.6. del presente Reglamento, a través de su página Web.
- Hasta las doce horas y treinta minutos (12:30), los PMs Autorizados en el MER informarán a la UT las ofertas de oportunidad al MER.
- Hasta las trece horas (13:00), la UT informará al EOR el predespacho nacional inicial sin Transacciones Regionales y las ofertas de oportunidad al MER, adicionalmente estas últimas también serán informadas a los PMs a través de la página Web de la UT.
- Hasta las catorce horas (14:00) la UT verificará e informará las transacciones bilaterales nacionales que tienen discrepancias en lo reportado por cada PM que participa en la misma, a través de su página Web.
- Hasta las catorce horas y treinta minutos (14:30), la UT recibirá de los PM las correcciones a las transacciones nacionales con discrepancias reportadas por la UT. Si no se corrige dentro de este período, la UT rechazará la transacción únicamente de cada hora en que exista discrepancia.
- A partir las catorce horas y treinta minutos (14:30) la UT incorporará al predespacho nacional inicial las Transacciones Regionales informadas por el EOR.
- Hasta las catorce horas y treinta minutos (14:30) la UT recibirá del EOR la participación en los servicios auxiliares a nivel regional que le corresponde a su

sistema, adicionalmente la asignará entre los agentes e instalaciones nacionales y reportará al EOR toda restricción que afecte su calidad o imposibilite su cumplimiento.

- Hasta las diez y seis horas y quince minutos (16:15), la UT en coordinación con el EOR, efectuará los ajustes que sean necesarios a los servicios auxiliares.
- Hasta las diez y seis horas y quince minutos (16:15) la UT, en coordinación con el EOR, efectuará los ajustes que sean necesarios para que el predespacho nacional definitivo con Transacciones Regionales sea operativamente factible.
- Hasta las diez y siete horas (17:00) la UT recibirá del EOR el predespacho regional definitivo, en caso haya sido necesario realizar ajustes al mismo.
- Antes de las diez y siete horas (17:00) la UT informará a los PMs las transacciones nacionales anuladas a través de su página Web.
- Hasta las diez y ocho horas (18:00) la UT elaborará y publicará el predespacho nacional definitivo factible que incluye las Transacciones Regionales a través de su página Web.

iv. Modificar los numerales 6.1 y 7.2.3.1, de la siguiente manera:

6.1 A más tardar al cuarto día hábil posterior al día de operación, la UT pondrá a disposición de los PMs las mediciones disponibles, las transacciones económicas, facturación indicativa y los precios del MRS indicativos desglosados en sus componentes. Lo anterior sin perjuicio de que la UT ponga a disposición de los PMs la información que tenga disponible antes del plazo anterior.

7.2.3.1. El pronóstico de demanda para la programación anual deberá de ser informado por todos aquellos Distribuidores, Usuarios Finales, Autoprodutores o Cogeneradores y Generadores o PMs con compromisos de Inyección Regional a través de contratos firmes que prevean la realización de retiros en el Sistema de Transmisión.

[DISPONIBILIDAD PREVISTA DE AUTOPRODUCTORES Y COGENERADORES]

Nombre del Campo	Unidad/GGP	Año	Semana	Disponibilidad proyectada (MW)
Columna Inicial Formato	1	13	25	37
	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Entero, cuatro caracteres numéricos	Entero, dos caracteres numéricos	Real, dos decimales

- v. Adicionar los numerales 7.4.3.10, 7.4.3.10.1, 7.4.3.10.2 y 7.4.3.10.3, de la siguiente manera:

**7.4.3.10. OFERTA DE INYECCION REGIONAL DE LA GENERACIÓN NO REQUERIDA EN EL PREDESPACHO NACIONAL**

Nombre del Campo	Punto de Medida MER	Hora Inicial	Hora Final	Disponibilidad Ofertada	Precio de Oferta	Disponibilidad Ofertada	Precio de Oferta
				Bloque 1 (MWh)	Bloque 1 (\$/MWh)	... Bloque 5 (MWh)	... Bloque 5 (\$/MWh)
Columna Inicial	1	13	25	37	49	25+24n	37+24n
Formato	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Formato Hora (HH:MM)	Formato Hora (HH:MM)	Real, dos decimales	Real, dos decimales	Real, dos decimales	Real, dos decimales

7.4.3.10.1. La sumatoria de las cantidades de energía ofertadas en todos los bloques no debe superar la cantidad ofertable de acuerdo al numeral 10.1.6 del presente Reglamento.

7.4.3.10.2. La oferta de precio debe ser mayor o igual al costo variable considerado por la UT en el predespacho nacional inicial incrementado en los Cargos del Sistema (Csis) promedio horario del último DTE publicado, aplicables a las Inyecciones Regionales.

7.4.3.10.3. La oferta de precio debe ser creciente ante el aumento de bloques ofertados.

- vi. Adicionar los numerales 7.4.3.11, 7.4.3.11.1 y 7.4.3.11.2, de la siguiente manera:

**7.4.3.11. OFERTA DE INYECCION REGIONAL DE DEMANDA FLEXIBLE QUE FUE CASADA EN EL PREDESPACHO NACIONAL**

Nombre del Campo	Punto de Medida MER	Hora Inicial	Hora Final	Disponibilidad Ofertada	Precio de Oferta	Disponibilidad Ofertada	Precio de Oferta
				Bloque 1 (MWh)	Bloque 1 (\$/MWh)	... Bloque 5 (MWh)	... Bloque 5 (\$/MWh)
Columna Inicial	1	13	25	37	49	25+24n	37+24n
Formato	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Formato Hora (HH:MM)	Formato Hora (HH:MM)	Real, Dos decimales	Real, Dos decimales	Real, Dos decimales	Real, Dos decimales



7.4.3.11.1. La sumatoria de las cantidades de energía ofertadas en todos los bloques no debe superar la demanda flexible casada en el predespacho nacional inicial.

7.4.3.11.2. La oferta de precio debe ser creciente ante el aumento de bloques ofertados.

vii. Adicionar los numerales 7.4.3.12, 7.4.3.12.1, 7.4.3.12.2 y 7.4.3.12.3, de la siguiente manera:

**7.4.3.12. OFERTA DE RETIRO REGIONAL DE DEMANDA FLEXIBLE NO CASADA EN EL PREDESPACHO NACIONAL**

Nombre del Campo	Punto de Medida MER	Hora Inicial	Hora Final	Energía Bloque 1 (MWh)	Precio de Oferta Bloque 1 (\$/MWh)	Energía Bloque 5 (MWh)	Precio de Oferta Bloque 5 (\$/MWh)
<b>Columna</b>	1	13	25	37	49	25+24n	37+24n
<b>Inicial</b>							
<b>Formato</b>	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Formato Hora	Formato Hora	Real, Dos decimales	Real, Dos decimales	Real, Dos decimales	Real, Dos decimales
		(HH:MM)	(HH:MM)				

7.4.3.12.1. La oferta de precio de retiro debe ser menor o igual al precio ofertado en el predespacho nacional inicial.

7.4.3.12.2. La oferta de precio debe ser decreciente ante el aumento de bloques ofertados.

7.4.3.12.3. La sumatoria de las cantidades de energía ofertadas en todos los bloques no debe superar la cantidad ofertable de acuerdo a lo establecido en el numeral 10.1.6 del presente Reglamento.



**SIGET**

viii. Adicionar los numerales 7.4.3.13 y 7.4.3.13.1, de la siguiente manera:

7.4.3.13. OFERTA DE INYECCION REGIONAL EN LOS NODOS DE ENLACE

Nombre del Campo	Punto de Medida MER	Hora Inicial	Hora Final	Energía Bloque 1 (MWh)	Precio de Oferta Bloque 1 (\$/MWh)	Energía Bloque 5 (MWh)	Precio de Oferta Bloque 5 (\$/MWh)
<b>Columna Inicial</b>	1	13	25	37	49	25+24n	37+24n
<b>Formato</b>	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Formato Hora (HH:MM)	Formato Hora (HH:MM)	Real, Dos decimales	Real, Dos decimales	Real, Dos decimales	Real, Dos decimales

7.4.3.13.1. La oferta de precio debe ser creciente ante el aumento de bloques ofertados.

ix. Adicionar los numerales 7.4.3.14 y 7.4.3.14.1, de la siguiente manera:

7.4.3.14. OFERTA DE RETIRO REGIONAL EN LOS NODOS DE ENLACE

Nombre del Campo	Punto de medida MER	Hora Inicial	Hora Final	Energía Bloque 1 (MWh)	Precio de Oferta Bloque 1 (\$/MWh)	Energía Bloque 5 (MWh)	Precio de Oferta Bloque 5 (\$/MWh)
<b>Columna Inicial</b>	1	13	25	37	49	25+24n	37+24n
<b>Formato</b>	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Formato Hora (HH:MM)	Formato Hora (HH:MM)	Real, Dos decimales	Real, Dos decimales	Real, Dos decimales	Real, Dos decimales

7.4.3.14.1. La oferta de precio debe ser decreciente ante el aumento de bloques ofertados.



## **ANEXO 07 - SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE MERCADO**

- i. Modificar el literal d) del numeral 2.1, de la siguiente forma:
  - d) Las Transacciones Regionales coordinadas con el EOR. Estas transacciones deben ser representadas de acuerdo a lo indicado en el numeral 11.5 del presente Reglamento.
  
- ii. Se modifica el literal a) del numeral 3.3 de la siguiente forma:
  - a) Representar la topología de la red eléctrica, incluyendo la Red de Transmisión Regional.
  
- iii. Modificar el numeral 3.4, de la siguiente forma:
  - 3.4. El modelo deberá permitir representar a las Transacciones Regionales, detallando para cada una de ellas, la siguiente información:
    - a) Código de los PMs en el Mercado Mayorista de El Salvador o de la UT, que participa en la transacción.
    - b) Tipo de operación que realiza (Inyección o Retiro Regional).
    - c) Nombre del nodo de Red de Transmisión Regional donde realizará su intercambio de energía.

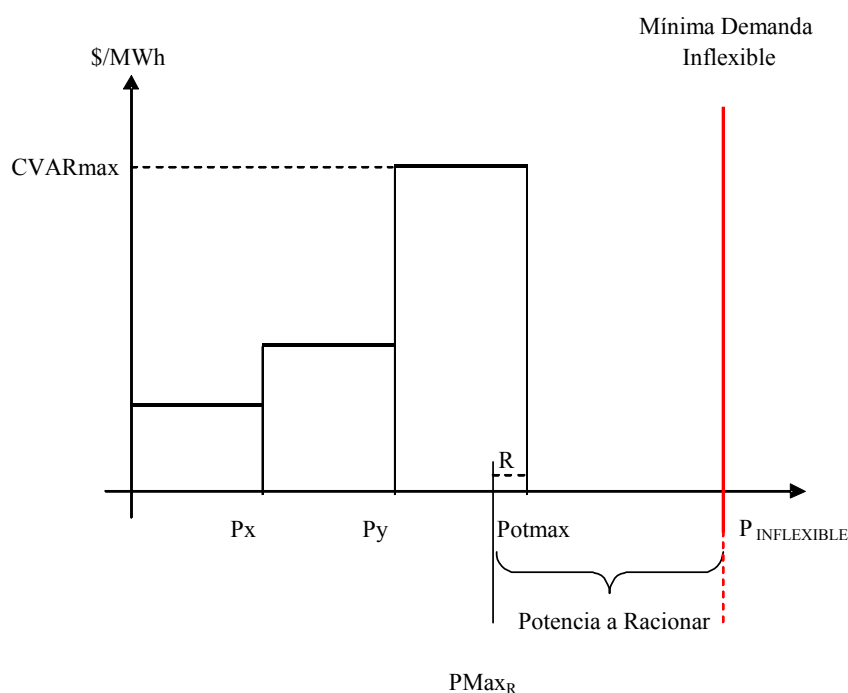
La incorporación de las Transacciones Regionales en el modelo SAM se realizará de acuerdo a lo establecido en el numeral 11.5 del presente Reglamento.

## ANEXO 08 – RACIONAMIENTO

i. Modificar el numeral 3.1.1 de la siguiente forma:

3.1.1. En el caso de resultar racionamiento en el predespacho, la UT calculará la potencia a racionar, como la diferencia entre la mínima demanda inflexible para el Intervalo de Mercado y la máxima generación disponible más Retiros Regionales, después de aplicar la reserva de emergencia que corresponda.

La UT deberá realizar las acciones requeridas para priorizar el abastecimiento de la demanda nacional ante condiciones de racionamiento.



El porcentaje de racionamiento es la potencia a racionar dividido entre la mínima demanda inflexible.

$$P_{Max_R} = Pot_{max}(1 - \% \text{Reserva de emergencia}) \quad (\text{Ecuación No.1})$$

$$\% \text{Racionamiento} = \frac{P_{inflexible} - P_{Max_R}}{P_{inflexible}} \times 100\% \quad (\text{Ecuación No.2})$$

Donde PotMax equivale a la suma de la potencia de todas las unidades o GGP disponibles más Retiros Regionales para el Intervalo de Mercado.

- ii. Modificar el numeral 3.3.2 de la siguiente forma:

3.3.2. Para los cálculos del porcentaje a racionar y los precios de la URF se tomará generación disponible, demanda nacional y Retiros Regionales, que se encuentren enmarcadas en cada MRS que surja, de forma que se trate a cada zona de MRS como sistemas independientes.

## **ANEXO 10 – OPERACIÓN EN TIEMPO REAL**

- i. Modificar el numeral 1. Objeto, de la siguiente forma:

1. Objeto.

Definir las normas y procedimientos de la operación en tiempo real que deberán cumplir los PMs y definir los lineamientos generales que utilizará la UT para poder restablecer el Sistema de Potencia ante un colapso total o cero voltaje, de la manera más rápida y eficiente, tomando en cuenta los criterios de seguridad.

Las operación en tiempo real debe ser coordinada entre la UT y el EOR, en lo que aplique, de acuerdo a el presente Reglamento y la Regulación Regional con los procedimientos, plazos y forma previstos.

- ii. Modificar los numerales 3.1 y 4.1.1, de la siguiente manera:

3.1 La banda de tolerancia para medir el cumplimiento de los programas de inyección y retiro, tanto en condiciones de operación normal como en condición de racionamiento forzado, será de  $\pm 2$  MW de la potencia despachada por punto de conexión, de acuerdo con las instrucciones de la UT. Para los nodos en los cuales debe cumplirse los criterios de medición establecidos en la Regulación Regional, en caso de existir diferencias entre este Reglamento y la Regulación Regional, en lo referente a la banda de tolerancia, se tomará el criterio más exigente de los dos, sin que lo anterior impida la aplicación de los previsto en el numeral 11.1.5 del presente Reglamento.

4.1.1. Cuando se produzca una situación de colapso total en el sistema de potencia, la UT, en coordinación con el EOR cuando ésta sea factible y en lo que aplique, será la responsable de coordinar todas las maniobras necesarias, a través de los canales de comunicación oficiales, con todos los PMs involucrados en el proceso de restablecimiento hacia la condición normal de operación. Los PMs están en la obligación de seguir las instrucciones que se le indiquen, excepto aquellas que pongan en riesgo a personas, equipo o instalaciones, para lo cual el PM deberá hacerlo del conocimiento de la UT, inmediatamente.



**SIGET**

- iii. Modificar el literal d) del numeral 4.2.1, de la siguiente manera:
- d) Verificar la condición del estado post disturbio de la red por medio del diagrama mímico y/o del sistema SCADA, observando al menos:
- Líneas de transmisión fuera de servicio.
  - Estado de la Red de Transmisión Regional.
  - Posibles islas eléctricas formadas por el disturbio.
  - Unidades generadoras sincronizadas.
  - Unidades generadoras fuera de sincronismo, pero aun girando (disponibles a sincronizar). En caso de no tener indicación, solicitar el informe a cada PM generador que tenía unidades sincronizadas al momento de la contingencia.
  - Perfil de voltaje y estado de los bancos de capacitores.
  - Número de etapas actuadas del Esquema de Desconexión por Baja Frecuencia y del Esquema de Desconexión por Bajo Voltaje.
  - Frecuencia(s) del sistema.
- iv. Modificar los literales f) e i) del numeral 4.2.2, de la siguiente manera:
- f) Coordinar con el EOR el restablecimiento de las líneas los elementos la Red de Transmisión Regional, de encontrarse fuera de servicio libre de falla y con el aval del sistema vecino.
- i) Informar el final del estado de emergencia al EOR por medio de los canales oficiales establecidos, u otro medio disponible.

## **ANEXO 11 – SERVICIOS AUXILIARES**

- i. Modificar el numeral 1. Objetivo, de la siguiente manera:
1. Objetivo.
- Fijar los requisitos que deben cumplir los PMs que participen en el suministro de Servicios Auxiliares, así como las reglas de mercado para ser intercambiados, incluyendo los cargos a cobrar y pagar por el servicio.
- Los compromisos de servicios auxiliares deben ser coordinados entre la UT y el EOR, en lo que aplique, de acuerdo con la Regulación Regional con los procedimientos, forma y plazos allí establecidos.



## **ANEXO 12 – NORMAS DE CALIDAD Y SEGURIDAD OPERATIVAS**

- i. Modificar el numeral 1. Objetivo, de la siguiente manera:

1. Objetivo.

El presente Anexo tiene por objeto establecer los niveles de desempeño mínimo para la calidad y seguridad del sistema eléctrico de potencia, requeridos tanto en operación normal como en emergencia.

Las normas de calidad y seguridad operativas deben ser coordinadas entre la UT y el EOR de acuerdo a los criterios de calidad, seguridad y desempeño establecidos en la Regulación Regional con los procedimientos, plazos y formas allí establecidas.

La UT y los PMs adoptarán los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales. En caso de existir diferencias entre este Reglamento y la Regulación Regional se tomará el criterio más exigente de los dos, sin que lo anterior impida la aplicación de lo previsto en el numeral 11.1.5 del presente Reglamento.

- ii. Modificar el numeral 11.4, de la siguiente manera:

11.4. La UT calculará la Probabilidad de Pérdida de Carga para cada uno de los meses, para determinar que el Programa Anual de Mantenimiento Mayores no sobrepasa los límites de confiabilidad y para todos los escenarios que la UT defina dependiendo de la información de demanda, previsiones de Inyecciones y Retiros Regionales y generación probable teniendo en cuenta la hidrología histórica disponible.

## **ANEXO 13 – MEDICIÓN COMERCIAL**

- i. Modificar el numeral 2.1.2, de la siguiente manera:

2.1.2. Para los casos de Enlaces entre áreas de control, el propietario de la línea deberá instalar el sistema de medición comercial en el extremo nacional de la línea.

## **ANEXO 17 – COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO NO COMBUSTIBLES (CVNC) Y COSTOS DE ARRANQUE Y DETENCIÓN**

- i. Modificar el literal a) del numeral 7.3.6.1, de la siguiente manera:

- a) Los Cargos del Sistema ( $C_{SIS}$ ) definidos en el punto 3.2 del Anexo 9 de este Reglamento y los costos asociados a la reserva rodante.

ii. Modificar los numerales 9.3.3 y 9.3.5, de la siguiente manera:

9.3.3 Para realizar el ajuste de CVNC se utilizará la siguiente expresión:

$$CVNC_{paj} = \sum (CVONC_{ci} + CH_{ci} + CVM_{ci} * \frac{E_a}{E_{12}} * \frac{HO_{12}}{HO_a}) * R12_{ci} \quad [3]$$

Donde:

- CVNC<sub>paj</sub>: es el Costo Variable No Combustible Ponderado Ajustado
- CVONC<sub>ci</sub>, CH<sub>ci</sub>, CVM<sub>ci</sub>: son los valores calculados por combustible para el Año Base actualizados con las fórmulas de indexación para cada tipo de combustible
- E<sub>a</sub> : es la energía neta anual total despachada para el Año Base
- HO<sub>a</sub> : es la cantidad anual total de horas de operación para el Año Base
- E<sub>12</sub> : es la energía neta anual total despachada registrada en el SIMEC en los últimos 12 meses
- HO<sub>12</sub> : es la cantidad anual total de horas de operación de los últimos 12 meses
- R12<sub>ci</sub> : es el porcentaje que representa la participación de cada combustible en la energía neta despachada en los últimos 12 meses.

9.3.5 Para realizar el ajuste de CAYD se utilizará la siguiente expresión:

$$CAYD_{paj} = \frac{E_a}{E_{12}} * \frac{HO_{12}}{HO_a} * \sum (CAYD_{d,ci} * R12_{d,ci}) \quad [4]$$

Donde:

- CAYD<sub>paj</sub>: es el Costo Variable No Combustible ponderado Ajustado
- CAYD<sub>d,ci</sub>: son los valores calculados por tipo de combustible y Régimen de despacho para el año base actualizados con las fórmulas de indexación
- E<sub>a</sub> : es la energía neta anual total despachada para el año base
- HO<sub>a</sub> : es la cantidad anual total de Horas de Operación para el año base
- E<sub>12</sub> : es la energía neta anual total despachada registrada en el SIMEC en los últimos 12 meses
- HO<sub>12</sub> : es la cantidad anual total de Horas de Operación de los últimos 12 meses
- R12<sub>d,ci</sub>: es el porcentaje que representa la participación de cada combustible en cada Régimen de despacho en la energía neta despachada en los últimos 12 meses

## ANEXO 18 –TRATAMIENTO DE LA HIDROLOGÍA

i. Modificar el literal c) del numeral 3.1.1, de la siguiente manera:

c) Antes de las ocho horas (08:00) de cada día, el pronóstico de caudales afluentes promedio horario para cada hora del día siguiente, para la realización de la programación diaria o predespacho y los pronósticos diarios de sus embalses de una semana adelante. Junto con el pronóstico el PM explicará la información, hipótesis o supuestos en que se basan dichos valores. El envío se realizará de acuerdo con los formatos establecidos en el Anexo “Transacciones del Mercado” de este Reglamento.