

PROPUESTA DE MODIFICACIONES AL ROBCP SOBRE VERTIMIENTO DE GENERACIÓN BASE

PROPUESTA DE MODIFICACIONES PERMANENTES AL ROBCP

- i. Se adicionan las siguientes definiciones al Capítulo 1 GLOSARIO del ROBCP, de la siguiente forma:

Día feriado: día de asueto nacional en que se suspenden o reducen las actividades económicas habituales, dando como resultado un comportamiento de baja demanda de energía y de potencia en el sistema. Cada año, antes del quince (15) de diciembre del año precedente, la UT publicará en su sitio web el listado de días feriados.

Flexibilidad de generación: capacidad de la generación base para disminuir su inyección a la red eléctrica, como medida de adaptación a condiciones que propicien el vertimiento del recurso primario de ese tipo de generación, por ejemplo, en el caso de muy baja demanda de potencia en el sistema eléctrico.

Generación base: es la generación de costo variable igual a cero correspondiente a las siguientes tecnologías: Energía Renovable Variable (ERV), geotérmica y biomasa (ingenios azucareros). Esta generación se caracteriza porque, en condiciones normales de operación, inyecta la totalidad de su energía disponible al sistema.

Período de control de la capacidad firme: son las horas de la banda horaria de punta (de lunes a domingo) y resto (excepto para sábados, domingos y días feriados publicados por la UT en su sitio web), del período comprendido desde la semana 46 de un año a la semana 19 del año siguiente.

Precio marginal de flexibilidad de generación: precio que corresponde a la oferta de flexibilidad de generación que brinda el incremento marginal de vertimiento de generación base, en el intervalo de mercado en el que ocurra vertimiento de ese tipo de generación.

Unidades generadoras a partir de Energía Renovable Variable (ERV): unidades generadoras renovables no convencionales cuyas inyecciones son de naturaleza intermitente, en vista de que la disponibilidad de su recurso energético primario, eólico, solar o mareomotriz, depende de condiciones meteorológicas.

Vertimiento: operación de una central hidroeléctrica en la que se abren las compuertas de su vertedero, debido a que se ha superado la capacidad de almacenamiento de su embalse y la de turbinamiento de su central.

Vertimiento de generación base: reducción de la generación base inyectada al sistema para salvaguardar sus condiciones de calidad y seguridad, por ejemplo, cuando se registra una demanda de potencia muy baja y deben ejecutarse maniobras para mantener el balance carga-generación en el área de control.

- ii. Se modifica el 6.3.1 del Capítulo 6. CAPACIDAD FIRME del ROBCP, de la siguiente manera:

6.3.1. Se define como período de control las horas de punta (de las 18:00 a las 22:59 horas, de lunes a domingo) y resto (de las 05:00 a las 17:59 horas, excepto para sábados, domingos y días feriados publicados por la UT en su sitio web) del período comprendido desde la semana 46 de un año a la semana 19 del año siguiente para el que se calculan las capacidades firmes provisorias y definitivas.

- iii. Se modifica el numeral 6.3.3 literal a) del Capítulo 6. CAPACIDAD FIRME del ROBCP, de la siguiente manera:

a) Se considera la demanda máxima retirada en cada mes en las horas de los bloques horarios de punta (de lunes a domingo) y resto (excepto para sábados, domingos y días feriados publicados por la UT en su sitio web), dentro del período comprendido desde la semana 46 de un año a la semana 19 del año siguiente, en la demanda máxima retirada se debe considerar para ambos bloques los contratos firmes de Inyección Regional.

- iv. Se modifica el numeral 12.6.6.5. del Capítulo 12 SERVICIOS AUXILIARES del ROBCP, de la siguiente manera:

12.6.6.5. Adicionalmente, si una unidad generadora es despachada para suplir déficit de Reserva Secundaria, a pesar que no era económicamente requerida, se calculará la diferencia entre el costo variable de la unidad y el costo marginal de operación multiplicado por la generación de la unidad. Dicho monto será compensado al generador despachado para suplir el déficit de Servicio de Reserva Secundaria, y se cobrará a los generadores que no aportan el servicio de Reserva Secundaria de Generación en proporción a su déficit de reserva.

La compensación económica para cada unidad generadora despachada para suplir el Déficit de Servicio de Reserva Secundaria (DRSec) en un intervalo de mercado, se calculará con la siguiente fórmula:

$$Comp_DRSec_{g,i} = E_{g,i} * ((CV_g + CAYD_g) - CMO_i)$$

Donde:

$Comp_DRSec_{g,i}$ Monto para compensar a la unidad generadora "g" despachada como generación obligada en el intervalo de mercado "i" para suplir déficit de reserva secundaria (US\$).

$E_{g,i}$: Energía inyectada por la unidad generadora "g" despachada como generación obligada para suplir déficit de reserva secundaria en el intervalo de mercado "i" (MWh).

CV_g : Costo variable de operación de la unidad generadora "g" despachada como generación obligada para suplir

déficit de reserva secundaria en el intervalo de mercado "i" (US\$/MWh).

$CAYD_g$ Costo de arranque y detención vigente de la unidad generadora "g" despachada como generación obligada para suplir déficit de reserva secundaria en el intervalo de mercado "i" (US\$/MWh).

CMO_i : Costo marginal de operación en el intervalo de mercado "i" (US\$/MWh).

- v. Se modifica el numeral 3.1.6 del Anexo 9 CÁLCULO DEL PRECIO EN EL MRS del ROBCP, de la siguiente manera:

3.1.6. A efectos de compensar la parte variable asociada a costo de Arranque y Detención, el costo variable de todas las unidades generadoras en línea se incrementará en la parte variable asociada al Costo de Arranque y Detención (CAYD, US\$/MWh) calculado de acuerdo con la metodología descrita en el Anexo 17. Aquellos generadores cuyo Costo Variable, incluyendo la parte variable de CAYD, sea mayor que el Costo Marginal de Operación, recibirán una compensación por la diferencia, tal como se indica en el numeral 3.2.2.9. Se incluyen a los generadores hidroeléctricos, los cuales serán compensados con base al Costo de Oportunidad del Agua, y se excluye de esta compensación a aquellos generadores térmicos que venden únicamente sus excedentes, Retiros Regionales a cargo de PMs y las unidades generadoras que hayan sido despachadas como generación obligada para suplir déficit de reserva secundaria.

- vi. Se modifica el numeral 3.2.2.9, del Anexo 9 CÁLCULO DEL PRECIO EN EL MRS del ROBCP, quedando redactado de la siguiente manera:

3.2.2.9 Costo unitario correspondiente a las compensaciones originadas cuando el costo variable, incluyendo la parte asociada a Arranque y Detención, de una unidad generadora que no está bajo prueba, y que no ha sido despachada como generación obligada para suplir déficit de reserva secundaria, es mayor que el Costo Marginal de Operación. La compensación se determinará de acuerdo con la diferencia entre su costo variable y el Costo Marginal de Operación del intervalo de mercado y será dividida entre la demanda total en ese mismo intervalo.

La compensación por Eficiencia de una unidad generadora en un intervalo de mercado, se calculará con la siguiente fórmula:

$$CompEfi_{i,g} = E_{i,g} * ((CV_g + CAYD_g) - CMO_i)$$

Donde:

$CompEfi_{i,g}$: Valor de la compensación por eficiencia aplicable a la unidad generadora "g" que no está bajo prueba y que no

ha sido despachada como generación obligada para suplir déficit de reserva secundaria, cuyo costo variable incluyendo la parte asociada al arranque y detención es mayor al costo marginal de operación por intervalo de mercado "i" (US\$).

$E_{i,g}$: Energía inyectada de la unidad generadora "g" a ser compensada en el intervalo de mercado "i" (MWh).

CV_g : Costo variable de operación de la unidad generadora "g" a ser compensada en el intervalo de mercado "i" (US\$/MWh).

$CAYD_g$: Costo de arranque y detención vigente de la unidad generadora "g" a ser compensada en el intervalo de mercado "i" (US\$/MWh).

CMO_i : Costo marginal de operación en el intervalo de mercado "i" (US\$/MWh).

- vii. Se modifica el numeral 3.23 del Anexo 17- COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO NO COMBUSTIBLES (CVNC) Y COSTOS DE ARRANQUE Y DETENCIÓN del ROBCP, de la siguiente manera:

3.23. Las unidades generadoras renovables no convencionales, así como las unidades geotérmicas, serán consideradas con un CVNC igual a cero. Alternativamente, la auditoría objeto de este anexo se podrá realizar en caso de que los titulares de estas unidades o GGPs la consideren necesaria para la determinación de un CVNC diferente de cero, o bien cuando la UT o la SIGET lo requieran.

- viii. Se adiciona al ROBCP, el Anexo 21 Administración de Vertimiento de Generación Base, de la siguiente forma:

ANEXO 21 – ADMINISTRACIÓN DE VERTIMIENTO DE GENERACIÓN BASE

1. Objeto.

- 1.1 Establecer las normas que rigen el mecanismo de administración de vertimiento de recursos de generación base ante condiciones operativas que ocasionen dicho vertimiento, por ejemplo, cuando se registra en el sistema una demanda de potencia muy baja y deben ejecutarse maniobras para mantener el balance carga-generación en el área de control.

Las unidades de generación base tienen costos variables iguales a cero y corresponden a los siguientes tipos de generación: solar fotovoltaica, eólica, mareomotriz, geotérmica y biomasa (ingenios azucareros).

Estas normas consideran:

- a. Un listado de prioridad de vertimiento de las unidades generadoras o GGP que participarán en el vertimiento de generación base,
- b. La posibilidad de suscribir acuerdos bilaterales de flexibilidad de generación entre PM generadores base, y
- c. La existencia de retiros regionales, inyecciones al sistema de transmisión desde las redes de las empresas distribuidoras y generación en calidad de prueba.

1.2 Este anexo engloba los siguientes objetivos específicos:

- a. Determinar la información que deben suministrar los PM de generación base, para la elaboración de las ofertas de flexibilidad de generación, utilizadas para conformar el listado de prioridad del vertimiento.
- b. Definir el tratamiento que se le dará a los acuerdos bilaterales de flexibilidad de generación, así como la información que deben remitir los PM que los suscriban.
- c. Establecer los plazos que tienen los PM para remitir a la UT la información relacionada con las ofertas de flexibilidad de generación y los acuerdos bilaterales de flexibilidad de generación.
- d. Definir el procedimiento para el cálculo de la energía vertida, de las plantas generadoras que participen en el vertimiento de generación base.
- e. Establecer el procedimiento que se utilizará, para valorar las transacciones económicas resultantes de la administración de vertimiento de generación base.

2. Alcance

2.1 Los PM generadores sujetos a lo establecido en este anexo, son aquellos que poseen unidades generadoras base.

2.2 También participarán en la aplicación de este mecanismo, aunque únicamente como compradoras de vertimiento de generación base, las siguientes inyecciones:

- a. Los retiros regionales,
- b. Las inyecciones al sistema de transmisión desde las redes de las empresas distribuidoras que sean registradas en el SIMEC pese a lo estipulado en el numeral 3.7 de este anexo.
- c. Las inyecciones de unidades generadoras que durante los eventos de vertimiento de generación base se encuentren en calidad de prueba.

3. Normas generales

- 3.1 Todos los generadores base tienen la obligación de participar en el vertimiento de generación base según las normas particulares detalladas en este anexo para cada tecnología. Si a causa de su ubicación en dicha lista, el vertimiento de su propia generación no es ejecutado en tiempo real, se convertirán en compradores de energía vertida de aquellos generadores que físicamente la aportan.
- 3.2 Para determinar la participación de los generadores en los eventos de vertimiento de generación base, se considerará que los mantenimientos programados por la UT, en los períodos en que se produzcan tales eventos, reducirán la potencia disponible de la planta y en dicha proporción se reducirá su participación obligatoria en el vertimiento de generación base. Lo anterior, también será aplicado para el tratamiento de la disponibilidad de generación base ante fallas de dichos generadores.
- 3.3 Los generadores base que cumplan con los requisitos estipulados en este anexo, tendrán la posibilidad de recibir abonos por la generación vertida en adición a su participación obligatoria.
- 3.4 Es responsabilidad de los titulares de los equipos de generación coordinar con la UT la realización de pruebas procurando que se efectúen en intervalos de mercado en los que no se prevea que ocurrirá vertimiento de generación base. En todo caso, de haberse programado pruebas de generación en intervalos de mercado en los que ocurran eventos de vertimiento de generación base, la generación en calidad de prueba podrá mantenerse en línea a solicitud del PM generador y previa autorización de la UT.
- 3.5 La generación que sea despachada por requerimientos de calidad y seguridad del sistema de potencia en el mercado mayorista, en calidad de generación obligada, no participará del presente mecanismo ni como vendedora ni compradora de vertimiento de generación base.
- 3.6 En caso de prever condiciones de vertimiento de generación base, la UT realizará las gestiones previas con el EOR, para ajustar la máxima capacidad de importación, de tal forma que se minimice el vertimiento de generación base.
- 3.7 Asimismo, previo a utilizar el listado de prioridad para la administración del vertimiento de generación base, la UT requerirá a las compañías distribuidoras que reduzcan la generación conectada en sus redes de distribución, de manera que no se produzcan inyecciones al sistema de transmisión desde sus redes.
- 3.8 Los PM generadores base presentarán ofertas de flexibilidad de generación, elaboradas conforme a lo establecido en este anexo, las cuales considerarán un precio asociado a un rango de flexibilidad de generación para regular sus inyecciones. Además, existirá la posibilidad de suscribir acuerdos bilaterales de flexibilidad de generación entre PM generadores base.

- 3.9 La información relacionada con las ofertas y los acuerdos bilaterales de flexibilidad de generación, deberá ser remitida trimestralmente a la UT, por medio de nota que deberá presentarse a más tardar el lunes de la semana en que se realiza la actualización mensual de la programación anual que toma vigencia en los meses de febrero, mayo, agosto y noviembre de cada año.
- 3.10 En caso de requerirse cambios a las ofertas o de haberse efectuado modificaciones a los acuerdos bilaterales de flexibilidad de generación, se podrá modificar la información indicada en el numeral anterior, transcurridos períodos mensuales, para lo cual se deberá remitir la información que reemplace a la anteriormente vigente, a más tardar el lunes de la semana en que se realice una actualización mensual de la programación anual. La UT podrá definir posteriormente un método alternativo para el envío de esta información, el cual será comunicado oportunamente a los PM involucrados en el mecanismo.
- 3.11 Para que un acuerdo bilateral de flexibilidad de generación tenga efecto deberá ser informado por las dos partes suscriptoras del acuerdo, a través de la nota que, de conformidad con el numeral 3.9, cada una de las partes remita a la UT, debiendo identificarse claramente la parte compradora y la parte vendedora del acuerdo.
- 3.12 La vigencia de las ofertas de flexibilidad de generación, así como de los respectivos acuerdos bilaterales de flexibilidad de generación para la administración del vertimiento de generación base será trimestral, tomando como referencia para definir los períodos trimestrales las fechas de inicio y finalización de la vigencia de las actualizaciones mensuales de la programación anual, de la siguiente manera:
- a. Cada período trimestral inicia con la entrada en vigencia de la actualización mensual del primer mes del trimestre (según corresponda, este puede ser febrero, mayo, agosto o noviembre), y
 - b. Finaliza con el término de la vigencia de la actualización mensual del último mes del trimestre correspondiente.
- 3.13 En caso de presentarse a la UT modificaciones a las ofertas o acuerdos bilaterales de flexibilidad de generación según lo indicado en el numeral 3.10, la nueva información estará vigente desde la entrada en vigencia de la siguiente actualización mensual de la programación anual.

4. Rangos de flexibilidad de generación

- 4.1 Para los generadores de ERV, el rango de flexibilidad de generación corresponderá al valor total de potencia instalada en la planta y por lo tanto no tendrá que declararse.
- 4.2 Para los generadores geotérmicos e ingenios azucareros, el rango de flexibilidad de generación puede ser diferente al valor total de potencia instalada en la planta. La información relacionada al rango de flexibilidad

deberá incluir los datos de potencia máxima y mínima. Estos valores serán revisados periódicamente por la UT.

- 4.3 Los generadores geotérmicos e ingenios azucareros que suscriban acuerdos de venta de flexibilidad de generación; deberán considerar en sus declaraciones de rangos de flexibilidad de generación, como mínimo una estimación de la flexibilidad propia y el requerimiento comprometido en sus acuerdos bilaterales de flexibilidad de generación. De ser necesario, la UT informará las correcciones al respecto de sus declaraciones, las cuales deben ser corregidas en los plazos establecidos por la UT, para ser consideradas en los mecanismos contemplados en el presente anexo.

5. Ofertas de flexibilidad de generación.

- 5.1 Las ofertas de flexibilidad de generación consistirán en un solo bloque de potencia ofertada, con su respectivo precio asociado. El bloque de potencia ofertada corresponderá al rango de flexibilidad, establecido conforme a los criterios indicados en este anexo. El precio de la oferta de flexibilidad de generación se considera como una indicación del precio hasta el cual los generadores base prefieren comprar el vertimiento provisto por otros generadores, antes de verter la generación propia, ya sea para cubrir su participación obligatoria o para venta al sistema.
- 5.2 El precio de la flexibilidad de generación de los generadores base con Contratos de Libre Concurrencia (CLC) respaldados con recursos renovables no convencionales, será considerado igual al precio de su CLC vigente. Las ofertas económicas de flexibilidad de generación podrán ser presentadas únicamente por aquellos generadores base que no tienen suscritos CLC respaldados con recursos renovables no convencionales.
- 5.3 El precio máximo permitido para las ofertas de flexibilidad de generación es el precio vigente más alto de los CLC respaldado con generación renovable no convencional, el cual será debidamente informado por la UT. En caso de empate de ofertas de flexibilidad de generación, la UT determinará el orden a seguir en los eventos de vertimiento de generación base, tomando en consideración las restricciones de las unidades o GGPs para el vertimiento de su energía y la existencia de CLC respaldados con generación renovable no convencional.
- 5.4 Un generador base que no tenga contratos CLC respaldados con recursos renovables no convencionales y que no remita la información de su oferta de flexibilidad de generación en los periodos establecidos, será ubicado como el primero en la lista de prioridad de vertimiento, considerándose con un precio de oferta económica igual a cero, y participará reduciendo su inyección según lo solicitado por la UT en tiempo real, sin posibilidad de recibir abonos por el vertimiento de generación base aportado de forma adicional a su participación obligatoria.

6. Acuerdos bilaterales de flexibilidad de generación.

- 6.1 Los acuerdos bilaterales de flexibilidad de generación son financieros, y no alteran el orden de reducción de la generación base determinado de conformidad con las ofertas de flexibilidad de generación, y se tomarán en cuenta únicamente para la conciliación de las transacciones económicas, resultantes del mecanismo de administración de vertimiento de generación base.
- 6.2 La liquidación de los acuerdos bilaterales de flexibilidad de generación se realizará entre las partes, la UT únicamente reportará las cantidades de energía considerada en dichos acuerdos y, por otra parte, conciliará y liquidará transacciones de flexibilidad de generación de generación base que no estén respaldados por acuerdos bilaterales.

7. Metodología aplicable para el establecimiento de la lista de prioridad de vertimiento.

- 7.1 Se elaborarán las ofertas de flexibilidad de generación, especificando precio y rango de flexibilidad, de acuerdo con lo especificado en este anexo. Dichas ofertas, se ordenarán de menor a mayor precio, conformándose así, la lista de prioridad de vertimiento de las unidades generadoras o GGP utilizadas para la administración del vertimiento de generación base.
- 7.2 La lista a la que hace referencia el numeral anterior, será utilizada en los procesos de predespacho y en la operación en tiempo real, para la administración de vertimiento de generación base en los intervalos de mercado en que se produzca ese tipo de vertimiento.

8. Procedimiento de cálculo de la energía vertida

- 8.1 En esta sección se detallan los pasos a seguir para calcular la energía vertida por las plantas de generación base en el mercado mayorista, especificando los lineamientos para cada tecnología.
- 8.2 La energía vertida será calculada para cada intervalo de mercado, cuya duración es la establecida en el numeral 2 del anexo 9 "Cálculo del precio en el MRS".
- 8.3 **Energía vertida por las plantas generadoras de ERV.**
 - 8.3.1. Información de plantas generadoras de ERV necesaria para el cálculo de la energía vertida.
 - a. Todas las plantas generadoras de ERV que, durante eventos de vertimiento de generación base quieran acceder a la posibilidad de tener abonos por su energía vertida en adición a su participación obligatoria, deberán enviar vía la RTU hacia el SCADA de la UT, con una periodicidad de entre 4 y 60 segundos, los siguientes parámetros:

- i. La potencia disponible de la planta en tiempo real, la cual será calculada con base en la disponibilidad del recurso primario y otras características de esta que reflejen la producción de energía con la mayor precisión posible.
 - ii. Las variables meteorológicas utilizadas en el cálculo de la potencia disponible.
 - b. Los mantenimientos o fallas eléctricas de los distintos equipos de la planta, que ocasionen diferencias entre la potencia disponible real de la planta y la enviada vía RTU, deberán ser informados a la UT por los medios y en los plazos que esta determine, especificando el periodo de inicio y fin de tales condiciones.
 - c. Entre las gestiones que las plantas generadoras realizarán ante la UT, para habilitar la señal de la potencia disponible a ser remitida, se incluye:
 - i. Enviar la metodología de cálculo de la potencia disponible de la planta, para revisión y aprobación por parte de la UT. La UT deberá remitir dicha metodología a la SIGET, a más tardar cinco días hábiles posteriores a su aprobación.
 - ii. Enviar los certificados de calibración de los medidores de variables meteorológicas y otras utilizadas como insumo para el cálculo de potencia disponible. Estos deben ser emitidos por una entidad especializada independiente del PM titular de la planta generadora la cual debe indicar la vigencia de la certificación. En caso, la entidad especializada no indique explícitamente la vigencia del certificado emitido, se considerará que es de dos años contados a partir de la fecha de elaboración de este. A efectos de acceder a la posibilidad de tener abonos, debido al aporte adicional de su vertimiento de generación base, todos sus certificados de calibración deberán estar vigentes y tener el visto bueno de la UT. La UT expresará sus observaciones o conformidad a los certificados de calibración remitidos, vía correo electrónico al generador. En caso existan observaciones, estas deberán ser subsanadas a entera satisfacción de la UT. En ausencia de certificados con el visto bueno de la UT, el generador tendrá que reducir su inyección, conforme a su ubicación en la lista de prioridad de vertimiento, sin opción de recibir abonos por el excedente de su energía vertida, hasta que solvente las observaciones de la UT.
 - iii. Enviar el detalle de cómo se corresponden los puntos de telemetría, en los que se envía la potencia en MW, con las señales de la potencia disponible estimada a remitir.
 - iv. Garantizar que la señal de telemetría enviada a la UT tenga como máximo una desviación de 0.5 MW entre el cálculo de potencia disponible y la generación real de la planta, el cual se

- podrá validar durante los períodos en que la planta no se ve afectada por vertimiento de generación base.
- v. Cumplir con el período de pruebas para la habilitación de las nuevas señales, según lo requiera la UT. Para mantener esta señal habilitada, al menos 15 días antes del vencimiento de los certificados de calibración de los medidores de variables meteorológicas, el PM generador deberá remitir a la UT nuevos certificados de calibración.
- d. Todas las plantas generadoras de ERV serán consideradas en el esquema de asignación de vertimiento de generación base, reduciendo su inyección según lo indicado por la UT en tiempo real y conforme a su ubicación en la lista de prioridad de vertimiento. Sin embargo, para aquellas plantas que no cumplan con los requisitos detallados en los literales a, b y c de este numeral, y que, en caso de pérdida de señal, tampoco realicen las gestiones detalladas en el numeral 8.3.3. aplicará lo siguiente:
- i. No tendrán la posibilidad de recibir abonos, es decir, no recibirán ningún pago por su energía vertida en exceso respecto de su participación obligatoria en el vertimiento de generación base.
 - ii. No podrán suscribir acuerdos de flexibilidad de generación con otros generadores base. Asimismo, se suspenderán sus acuerdos bilaterales de flexibilidad vigentes.
 - iii. Su participación obligatoria en el vertimiento de generación base será calculada con base en su capacidad nominal y no con base a su disponibilidad horaria.

8.3.2. Cálculo de la energía vertida para las plantas generadoras de ERV.

- 8.3.2.1. La fórmula del cálculo de la energía vertida por una planta generadora de ERV, ante un requerimiento de la UT, para el intervalo de mercado h , es la que se detalla a continuación:

$$E_{vert,h} = \text{máx} \{0; [\bar{P}_{Disp,h} - E_{SIMEC,h}]\}$$

Donde:

$\bar{P}_{Disp,h}$: es el promedio de los datos de la potencia disponible que la planta generadora remitió a través de la RTU, durante el período de mercado h .

$E_{SIMEC,h}$: es el valor de la medición oficial de la energía generada durante el período de mercado h .

- 8.3.2.2. Para las plantas generadoras de ERV, que durante el período de mercado en que se produjo el evento de vertimiento de generación base no limitaron su potencia, generando la totalidad

de su energía disponible al sistema, no se tomará en cuenta la estimación de potencia disponible para determinar su participación obligatoria en el vertimiento de generación base, sino su generación real (SIMEC).

8.3.3. Consideraciones en caso de falta de señal.

8.3.3.1. Si por alguna razón la señal de potencia disponible estimada por la planta generadora de ERV no fue enviada a la UT durante un intervalo de mercado en el que se produjo vertimiento de generación base o presenta datos erróneos que no reflejan la capacidad disponible real de la planta, se procederá de la siguiente manera:

- a. El PM generador, deberá remitir a la UT el cálculo de la potencia disponible a más tardar dos días hábiles luego de ocurrido el vertimiento de generación base. El cálculo deberá tener el aval de un laboratorio especializado.
- b. Para esta verificación, la UT podrá solicitar la información complementaria que considere pertinente.

8.3.4. La UT podrá definir un período transitorio máximo de 6 meses, luego de la entrada en vigencia de este procedimiento, para permitir a los generadores ERV prepararse para el envío de los datos de potencia disponible y el posterior cálculo de energía vertida. Durante este período, la UT utilizará para la conciliación de transacciones, lo indicado en el numeral 8.3.3 de este anexo.

8.4 Energía vertida por las plantas generadoras de tecnología geotérmica e ingenios azucareros.

8.4.1 Cálculo de la energía vertida para las plantas generadoras de tecnología geotérmica e ingenios azucareros.

8.4.1.1 La fórmula del cálculo de la energía vertida por una planta generadora de tecnología geotérmica e ingenios azucareros, ante un requerimiento de la UT, para el intervalo de mercado h , se detalla a continuación:

$$E_{vert,h} = \text{máx} \{0; [\bar{P}_{Disp,h} - E_{SIMEC,h}]\}$$

Donde:

$\bar{P}_{Disp,h}$: es el valor máximo de potencia disponible, según lo informado por el PM generador, lo cual será corroborado por la UT con base en las mediciones reales registradas en el intervalo de mercado inmediato anterior al evento de vertimiento de generación base en condición normal, es decir, sin fallas.

$E_{SIMEC,h}$: es el valor de la medición oficial de la energía generada durante el período de mercado h .

- 8.4.1.2 Ante fallas parciales, a estas tecnologías no se les solicitará la reducción de su generación por debajo del valor de potencia mínima indicada en su oferta de flexibilidad de generación. Si por cualquier causa, estos generadores disminuyeran su inyección debajo del valor de potencia mínima informada en su oferta de flexibilidad de generación, no recibirán abonos por dicha porción de energía vertida brindada fuera de los rangos de flexibilidad de generación ofertados.

9. Transacciones Económicas.

- 9.1 Por cada intervalo de mercado con eventos de vertimiento de generación base, se llevará a cabo lo siguiente utilizando información ex post del despacho:
- 9.1.1. Se calculará el escenario de participación obligatoria en el vertimiento de generación base para todos los PM que realicen inyecciones de potencia al SEP a excepción de las unidades despachadas como generación obligada.
- 9.1.2. La generación en calidad de prueba participará obligatoriamente como compradora de vertimiento de generación base de conformidad con lo siguiente:
- Si la cantidad de energía inyectada por todas las unidades generadoras en prueba es menor que el vertimiento en el sistema, los titulares de esas unidades adquirirán una cantidad de vertimiento igual a su energía inyectada. La asignación obligatoria de la cantidad de vertimiento restante entre los demás PM que participan en este mecanismo, se efectuará de acuerdo con el numeral 9.1.3.
 - Si la cantidad de energía inyectada por todas las unidades generadoras en prueba es mayor o igual que el vertimiento en el sistema, los titulares de esas unidades adquirirán una cantidad de vertimiento total en proporción a su energía inyectada. En ese caso, no se requerirá la asignación obligatoria de vertimiento entre los demás PM que participan en este mecanismo.
- 9.1.3. La participación obligatoria en el vertimiento de generación base de los demás PM que realicen inyecciones al SEP (a excepción de la generación obligada), se determinará repartiendo la cantidad de vertimiento sobrante después de la asignación obligatoria a la generación en calidad de prueba, de la siguiente manera:
- Para los generadores base: en proporción a su potencia disponible horaria.

- b. Para los intercambios regionales o inyecciones desde las redes de distribución: en proporción a su inyección de potencia.
- 9.1.4. Posteriormente, se determinará la oferta de flexibilidad de generación que definirá el precio marginal de flexibilidad de generación, en función de la energía vertida por cada unidad generadora o planta, calculada conforme al procedimiento especificado en este anexo, así como en función de las ofertas de flexibilidad de generación de los generadores base.
 - 9.1.5. El abono por la generación vertida de forma adicional a la participación obligatoria de cada PM generador se determinará con base en el precio marginal de flexibilidad, referido en el numeral anterior, a excepción de las transacciones respaldadas por acuerdos bilaterales de flexibilidad de generación, las cuales serán conciliadas y liquidadas entre las partes.
 - 9.1.6. En caso que los generadores base no cumplan con los requisitos establecidos en el numeral 8.3.1, y que, ante pérdida de señal, no ejecuten lo especificado en el numeral 8.3.3, no recibirán abonos, lo que dará origen a un descuento por la totalidad de esos montos, el cual se trasladará a los PM compradores de vertimiento de generación base en proporción a su participación obligatoria requerida.
 - 9.1.7. Los generadores base que incumplan las instrucciones de la UT relacionadas con la reducción de su inyección de potencia, dentro del rango de flexibilidad ofertado, y que no brinden el vertimiento de generación solicitado por la UT, asumirán todos los sobrecostos en que incurran los generadores que deban suplir este vertimiento faltante, de manera que no se alterará el precio marginal de flexibilidad de generación en la conciliación.
 - 9.1.8. Los generadores base que viertan generación en exceso a la instruida por la UT en tiempo real, no recibirán abonos por dicho excedente brindado.
 - 9.1.9. Las reducciones solicitadas por la UT, de las inyecciones al sistema de transmisión desde las redes de distribución, no serán remuneradas en el mecanismo de administración de vertimiento de generación base.

PROPUESTA DE MODIFICACIONES TRANSITORIAS AL ROBCP

Se muestran subrayadas las modificaciones de carácter transitorio.

- i. Se adiciona la siguiente definición al Capítulo 1 GLOSARIO del ROBCP, de la siguiente manera:

Horas de incentivo a la exportación (inyección regional): horas del año en las que, por la alta disponibilidad de generación base, en coincidencia con baja demanda de potencia en el sistema, se promueven las inyecciones regionales eliminando los costos del sistema (Csis) y los sobrecostos asociados a dichas transacciones. Se establecen como horas de incentivo a la exportación, las que pertenecen al bloque entre las 06:00 y las 16:59 horas de: los domingos del período comprendido del 1 de noviembre de un año al 30 de abril del año siguiente; y los días feriados publicados en el sitio web de la UT. Si la UT identifica períodos de vertimiento de recursos de generación base adicionales a los establecidos en esta definición, serán informados a través de su sitio web a más tardar el 15 de octubre de cada año, y se tomarán en consideración, como horas de incentivo a la exportación, para el siguiente período anual a iniciar el 1 de noviembre.

- ii. Se modifica el numeral 11.6.7 del numeral Capítulo 11 TRANSACCIONES REGIONALES del ROBCP, de la siguiente manera:

11.6.7 La UT identificará los sobrecostos originados para el cumplimiento de las Transacciones de inyección regional los cuales serán asignados a los respectivos PMs con Transacciones de Inyección Regional programadas, excepto cuando estas transacciones hayan ocurrido en horas de incentivo a la exportación. El sobrecosto corresponde a la compensación originada cuando alguna unidad de generación o GGP despachada, y que no está bajo prueba, y su costo variable, incluyendo la parte variable de CAyD, es mayor que el Costo Marginal de Operación. La compensación se determinará de acuerdo con la diferencia entre su costo variable y el Costo Marginal de Operación del intervalo de mercado; se excluye de esta compensación a aquellos PMs que venden únicamente excedentes de generación térmica, a Retiros Regionales a cargo de PMs y a las unidades generadoras que han sido despachadas como generación obligada para suplir déficit de reserva secundaria. El valor recaudado será asignado como una reducción de los Cargos del Sistema (Csis).

- iii. Se modifica el numeral 11.6.8.1 del Capítulo 11 TRANSACCIONES REGIONALES del ROBCP, de la siguiente manera:

11.6.8.1 Con base en los registros del SIMEC, se identifican los intervalos de mercado donde existen Transacciones de Inyección Regional, excepto cuando estas transacciones hayan ocurrido en horas de incentivo a la exportación.

- iv. Se modifica el numeral 3.2.2.9, del Anexo 9 CÁLCULO DEL PRECIO EN EL MRS del ROBCP, quedando redactado de la siguiente manera:

3.2.2.9 Costo unitario correspondiente a las compensaciones originadas cuando el costo variable, incluyendo la parte asociada a Arranque y Detención, de una unidad generadora que no está bajo prueba, y que no ha sido despachada como generación obligada para suplir déficit de reserva secundaria, es mayor que el Costo Marginal de Operación. La compensación se determinará de acuerdo con la diferencia entre su costo variable y el Costo Marginal de Operación del intervalo de mercado y será dividida entre la demanda total en ese mismo intervalo, o entre la demanda nacional en horas de incentivo a la exportación.

La compensación por Eficiencia de una unidad generadora en un intervalo de mercado, se calculará con la siguiente fórmula:

$$CompEfi_{i,g} = E_{i,g} * ((CV_g + CAYD_g) - CMO_i)$$

Donde:

- CompEfi_{i,g}***: Valor de la compensación por eficiencia aplicable a la unidad generadora "g" que no está bajo prueba y que no ha sido despachada como generación obligada para suplir déficit de reserva secundaria, cuyo costo variable incluyendo la parte asociada al arranque y detención es mayor al costo marginal de operación por intervalo de mercado "i" (US\$).
- E_{i,g}***: Energía inyectada de la unidad generadora "g" a ser compensada en el intervalo de mercado "i" (MWh).
- CV_g***: Costo variable de operación de la unidad generadora "g" a ser compensada en el intervalo de mercado "i" (US\$/MWh).
- CAYD_g***: Costo de arranque y detención vigente de la unidad generadora "g" a ser compensada en el intervalo de mercado "i" (US\$/MWh).
- CMO_i***: Costo marginal de operación en el intervalo de mercado "i" (US\$/MWh).

- v. Se adiciona el numeral 3.2.7 al Anexo 9 CÁLCULO DEL PRECIO EN EL MRS del ROBCP, de la siguiente manera:

3.2.7 Adicionalmente a lo establecido en el numeral 3.2.1 de este anexo, las transacciones de inyección regional ocurridas en las horas de incentivo a la exportación están exentas del pago de todos los Csis, aplicando estos únicamente a la demanda nacional (consumo interno).