

15 de marzo de 2011

Ingeniero
Marvin Hernández Pocasangre
Presidente de la Junta Directiva de la
**UNIDAD DE TRANSACCIONES,
S.A. DE C.V.**
Kilómetro 12 ½ Carretera al Puerto
de La Libertad, desvío a Huizúcar,
Nuevo Cuscatlán

UNIDAD DE TRANSACCIONES, S.A. DE C.V.	
INGRESO DE CORRESPONDENCIA	
FECHA	16/Marzo/2011
HORA	8:00 am
Recibido por	Beatriz Alas
Clave/Archivo	SIGET-228

Estimado Ingeniero Hernández:

Por este medio le comunicamos que la Junta de Directores de esta Superintendencia, emitió el siguiente acuerdo que literalmente dice:.....

ACUERDO No. 170-E-2011

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES. San Salvador, a las dieciséis horas con cincuenta minutos del día diez del mes de marzo del año dos mil once.

Los infrascritos miembros de la Junta de Directores de esta Superintendencia, CONSIDERANDO QUE:

- I. Mediante el Acuerdo No. 232-E-2008 de fecha veintitrés de octubre de dos mil ocho, la Junta de Directores de la SIGET resolvió lo siguiente:

“““En uso de sus facultades legales, ACUERDA:

- I. Aprobar el **REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN**, el cual se anexa al presente Acuerdo y forma parte integrante del mismo. La UT dispondrá de seis meses contados a partir de la fecha de publicación de este Acuerdo para habilitar los sistemas de información, los procedimientos de coordinación y comunicación con los agentes, la definición y operación de los modelos computacionales, incluidos los parámetros y variables que permitan su ejecución, así como las demás habilitaciones que se requieran.
- II. Otorgar a la UT un plazo de nueve meses contados a partir de la fecha en que se publique el **REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN**, para la recopilación de aquellos antecedentes técnicos que sean necesarios para la operación de los modelos señalados y que, conforme al referido Reglamento, requieran la ejecución de pruebas para su determinación. Desde la publicación del nuevo Reglamento de Operación hasta el término de los nueve meses antes señalados, la operación del sistema se realizará utilizando los antecedentes informados por los propietarios de las instalaciones correspondientes, así

como valores basados en antecedentes internacionales, según esté dispuesto en el Reglamento de Operación referido. Estos valores serán utilizados por la UT previa aprobación de la SIGET.

III. Durante el período que transcurra hasta la aplicación del modelo de despacho basado en costos de producción, la UT deberá continuar rigiéndose por el REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA.

IV. Publicar el presente Acuerdo y su Anexo, el día uno de julio de dos mil nueve, a fin de conceder a la UT el tiempo necesario para el desarrollo e implementación de los aspectos señalados en los romanos I y II de la parte resolutive del presente Acuerdo y de los asuntos indicados en el Considerando XVII.3;

V. El REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN entrará en vigencia el mismo día de su publicación en el Diario Oficial, para los efectos relacionados con el cumplimiento de lo establecido en los romanos I y II de la parte resolutive del presente acuerdo.”””

II. Por medio del Acuerdo No. 84-E-2011 de fecha tres de febrero de dos mil once, la Junta de Directores de la SIGET resolvió lo siguiente:

“““

a) Conferir a la Unidad de Transacciones, S.A. de C.V., un plazo de siete días hábiles contados a partir del día siguiente a la notificación respectiva, para que presente sus observaciones y opiniones respecto a las propuestas de modificación al REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN detalladas en los Considerandos IV y V de este proveído.

b) Conferir a la Unidad de Transacciones, S.A. de C.V., un plazo de siete días hábiles para que presente un cronograma actualizado que refleje las actividades que se han realizado en relación con la implementación del REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN, así como aquellas que aún se encuentran pendientes de ejecutarse.

c) Notificar.”””

III. El nueve de febrero del corriente año, el ingeniero Marvin Oswaldo Hernández Pocasangre, en su calidad de Presidente de la Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. (UT), presentó nota en la cual manifestó que los cambios propuestos en el Acuerdo No. 84-E-2011 incluían temas fundamentales para la formación del precio, el manejo de los servicios auxiliares y las compensaciones por energía no servida; además, expresó que las modificaciones propuestas tocaban aspectos de diseño de las herramientas computacionales que se están desarrollando, por lo que se necesitaba de un tiempo de evaluación de impacto en las mismas por los cambios sugeridos y con ello actualizar el calendario de actividades.

En ese sentido, concluyó *“que es necesario realizar una recopilación de los comentarios de los PM’s sobre los cambios propuestos y evaluar con detenimiento los cambios que deberán experimentar los programas de cálculo que se están desarrollando con los consultores de la UT” (sic)*, razón por la cual solicitó una prórroga de cinco días hábiles adicionales al plazo de audiencia concedido, para que la UT pudiera remitir las observaciones y el calendario correspondiente.

IV. Por medio del Acuerdo No. 106-E-2011 de fecha diez de febrero de dos mil once, la Junta de Directores de la SIGET, consideró procedente prorrogar hasta el día veintitrés de febrero de dos mil once el plazo conferido a la UT mediante el Acuerdo No. 84-E-2011.

V. El nueve de febrero del corriente año, la UT presentó nota en la cual expresó lo siguiente:

“En consideración a los acuerdos segundo y tercero del punto VI de la sesión 340 de Junta Directiva de nuestra sociedad, realizada el día 8 de febrero de 2011, se anexa para su consideración, las propuestas de cambio al Reglamento de Operación Basado en Costos de Producción (ROBCP) en el cual se adecuan los siguientes capítulos:

Capítulo 4 – “Mercado de Contratos”, en donde se aclara los períodos límites para reportar bilaterales de energía asociados a contratos de largo plazo de libre concurrencia, así como plazos para reportar cambios en las unidades y/o los equipos con los cuales será suplidos.

Capítulo 11 – “Transacciones internacionales”, sobre la metodología para el manejo de las transacciones internacionales.

Capítulo 13 – “Operación en tiempo real” y Anexo 6 – “Transacciones del Mercado” se puntualiza sobre la publicación de precios y cargos del sistema indicativos; así como sobre las inconsistencias detectadas en la declaración semanal de los precios de los combustibles.

Anexo 17 – “Costos variables de operación y mantenimiento no combustibles (CVNC) y costos de arranque y detención”, donde se solventa la inconsistencia de CVNC en unidades hidroeléctricas de diferentes características en una misma central.

.....

VI. El veintitrés de febrero de dos mil once, la UT presentó nota en la que manifestó:

“(…) nos referimos a la parte resolutive del Acuerdo No. 106-E-2011, por medio de la cual se confiere como fecha para evacuar audiencia de las propuestas regulatorias de modificación del ROBCP contenidas en el Acuerdo No. 84-E-2011, el 23 de los corrientes, anexamos disco compacto conteniendo:

- Observaciones de nuestra Junta Directiva a las referidas secciones del ROBCP, relacionadas al Anexo 09 “Cálculo del Precio en el MRS”; a los numerales 12.5.6 “Transacciones de reserva para regulación primaria de frecuencia” y 12.6.6 “Transacciones de reserva secundario bajo CAG” del capítulo 12 “Servicios Auxiliares” y numeral 17.8 “Compensaciones por Energía No Servida” del capítulo 17 “Calidad y Seguridad Operativas del Sistema”.*
- Todas las observaciones recibidas por los participantes de Mercado al Acuerdo 84-E-2011.*
- Cronograma actualizado de la implementación del ROBPC, contenidas en el Acuerdo 84-E-2011.”.....*

VII. Después de revisar la información presentada por la UT y las modificaciones al ROBCP propuestas en virtud de la audiencia conferida mediante Acuerdo No. 84-E-2011; y luego del análisis de las modificaciones solicitadas adicionalmente por dicha entidad en su nota de fecha

nueve de febrero del año en curso, la Gerencia de Electricidad de esta Institución recomienda aceptar la mayoría de propuestas incorporando además las siguientes adecuaciones:

1. **Traslado a la demanda del costo del Servicio Auxiliar de Reserva Secundaria de frecuencia:** La UT propone eliminar todas las disposiciones del ROBCP que actualmente regulan lo relacionado con la remuneración del Servicio Auxiliar de Reserva Secundaria, y en su lugar solicita que se determine un costo unitario asociado a dicho servicio, el cual se trasladaría directamente al precio del MRS, como parte de los Cargos del Sistema.

De acuerdo con los principios que rigen el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción, tanto el servicio auxiliar de reserva primaria como el de reserva secundaria son, para los generadores, requerimientos mínimos de obligatorio cumplimiento para poder operar en el Mercado Mayorista de electricidad. Debe considerarse que la prestación del servicio auxiliar de reserva secundaria por parte de cada generador conlleva un beneficio para todos los generadores, por lo que es inequitativo que alguno de ellos no lo proporcione, si al mismo tiempo se beneficia de las condiciones de seguridad y calidad que se obtienen en el sistema gracias al aporte de reserva secundaria del resto de generadores. Por lo anterior, se advierte que todos los generadores están obligados a incurrir en los costos para poder proveer ese servicio o, en su defecto, deben pagar los cargos correspondientes para que otro lo proporcione conforme a lo establecido en el numeral 12.6.6 del Capítulo 12.

En lo que respecta al traslado de los costos a la demanda, es importante mencionar que, en caso de incorporarse un cargo explícito dentro del precio del MRS como lo solicita la UT, la demanda pagaría un sobre-precio por esos servicios auxiliares, ya que, debido a la restricción de cumplimiento de los servicios auxiliares de reserva primaria y secundaria, se obtiene un costo marginal mayor que si las unidades generadoras no proporcionan esa reserva rodante. Por lo anteriormente explicado, *se considera que no es procedente incluir un componente de los cargos del sistema asociado al costo de la reserva secundaria, y en su lugar, se recomienda aprobar las modificaciones propuestas mediante el Acuerdo No.84-E-2011 respecto a la conciliación de los servicios de reserva secundaria de frecuencia.*

2. **Traslado a la demanda de los costos de congestión:** La UT propone que al producirse costos de congestión, éstos sean trasladados al precio del MRS como parte de los Cargos del Sistema.

El traslado directo a la demanda de los costos de congestión tendría como efecto que dichos costos se integrarían con el resto de los cargos del sistema, con lo cual se eliminarían las señales de precios que transmiten incentivos económicos correctos a los Participantes de Mercado (PMs). En ese sentido, de no recibir esas señales de precio, los mencionados PMs podrían tomar decisiones económicas inadecuadas, concernientes, por ejemplo, a la localización de nueva generación o a la determinación de volúmenes contractuales sin tomar en consideración el sentido de flujo en el que se produce la congestión. En consecuencia, el traslado de los costos de congestión a la demanda no solamente tendería a agravar el problema de congestión de la red de transmisión, sino que desincentivaría a los PMs a realizar acciones concretas para resolverlo, tales como la ejecución de obras de ampliación, en dado caso no le correspondiera realizarlas a la empresa transmisora resultante de la reestructuración de la CEL. Por lo anteriormente explicado, *se recomienda no agregar un componente de los cargos del sistema asociado a los costos de congestión.*

3. **Valor del agua de centrales en situación de vertimiento:** La UT solicita que en caso de vertimiento, el valor del agua de la central sea el de sus costos variables no combustibles.

Al respecto, el costo variable no combustible es un dato que se introduce al modelo de la programación del despacho, por lo que el valor del agua que dicho modelo proporciona lleva implícito ese costo. Además, en el caso específico de centrales hidroeléctricas en vertimiento, el costo de oportunidad del recurso hidroeléctrico es cero, puesto que, de no generar, se desperdiciaría el recurso; por lo que si se adoptara un valor del agua distinto de cero, no se garantizaría prioridad a la utilización de esa generación, lo que podría conducir a una grave distorsión del despacho económico. En consecuencia, se recomienda no aceptar lo solicitado por la UT.

- 4. Plazo máximo para el cálculo de los C_{SIS} definitivos:** La UT solicita que en los meses de ajuste del precio de la energía, pueda disponer hasta el sexto día hábil de dicho mes para el cálculo de los C_{SIS} definitivos y, en consecuencia, para el cálculo de los precios del MRS definitivos del mes anterior, a diferencia del plazo de cuatro días hábiles establecido en el Acuerdo 29-E-2011.

La Gerencia de Electricidad considera que esa modificación representaría un impedimento importante para el cumplimiento de los plazos actualmente establecidos en la “Metodología de traslado de los precios ajustados de la energía a las tarifas de energía eléctrica de los usuarios finales” aprobada mediante el Acuerdo No. 29-E-2011, especialmente porque los distribuidores no contarían con tiempo suficiente para la elaboración del “Informe de Ajuste Trimestral”.

Por lo anterior, se propone que en el ROBCP se establezca que el tiempo de cálculo de los C_{SIS} permita cumplir con el plazo establecido en el Metodología de Traslado para la preparación y envío del Informe de Comercialización Trimestral; no obstante lo anterior, la SIGET analizará las modificaciones que se requieran en dicho Mecanismo de Traslado, en coordinación con las partes que intervienen en la realización del ajuste (UT, SIGET y distribuidoras), en el sentido de compatibilizar los tiempos de las distintas actividades para poder tener los cálculos en forma oportuna para la publicación de los nuevos cargos por energía, en los días doce de cada mes en el que se realice un ajuste del precio de la energía.

- 5. Contradicciones entre el ROBCP y el RMER:** La UT propone eliminar la disposición que establece que en caso de existir contradicciones entre el RMER y el ROBCP, prevalecerá el RMER.

Al respecto, no se recomienda la eliminación del numeral 11.3.6, en vista de que existe la posibilidad que se detecten eventuales inconsistencias entre ambos reglamentos; por lo que se propone modificar ese numeral, estableciendo un lineamiento general a seguir en esos casos; una vez detectada la contradicción entre los reglamentos, la UT deberá informar a la SIGET sobre dicha situación, siendo obligatorio que proponga una alternativa de solución que podría consistir en una modificación al ROBCP.

- 6. Disposiciones relacionadas con la entrada en vigencia del RMER:** La UT propone eliminar el numeral 3.9 del _Anexo 09 que contiene lo relacionado con la determinación del precio del MRS, a partir de la entrada en vigencia del RMER.

La Gerencia de Electricidad recomienda aceptar la propuesta de la UT, a fin de evitar principalmente alguna contradicción con el tratamiento proporcionado a las importaciones en el ROBCP, las cuales irán a la base del despacho económico en vista de que su costo variable se considerará igual a cero. En consecuencia, el precio de las mismas en el RMER no tendrá incidencia sobre la determinación de los precios del MRS. Sin embargo, este tema

deberá analizarse y tenerse en especial consideración cuando se desarrollen y se propongan las interfaces entre el ROBCP y el RMER.

- 7. Modificación del numeral 7.3.3.11:** La UT propone que, en caso de encontrarse inconsistencias entre los costos de los combustibles declarados y la documentación de respaldo correspondiente, las cuales no son solventadas satisfactoriamente por el PM, la UT podrá utilizar el último valor de costo de combustible válido que se tenga disponible.

En cuanto a dicha propuesta, se observa que mediante el Acuerdo No. 83-E-2011 se aprobó una modificación a este numeral, razón por la que *se recomienda mantener la redacción vigente, la cual establece que en caso de encontrarse inconsistencias entre el costo de combustible declarado por un generador y la documentación anexa, que no se solventen satisfactoriamente, la UT deberá determinar el valor a utilizar con base en su análisis de la información presentada por dicho PM.*

- 8. Actualización mensual de los CVNC:**

En cuanto a este tema, la Gerencia de Electricidad advierte que, en vista de que los Costos Variables de Operación y Mantenimiento serán actualizados mensualmente, se recomienda compatibilizar el numeral 3.5 del Anexo 17 con esa periodicidad.

- 9. Plazos para informar los precios de la energía y capacidad de los contratos de largo plazo:** La UT propone que los precios de la energía asociados a los contratos de largo plazo sean informados por las partes contractuales a más tardar tres días hábiles antes de que dicho precio o sus indexaciones entren en vigencia.

El plazo propuesto por la UT podría no ser cumplido por las partes suscriptoras de los contratos de largo plazo, tomando como referencia lo establecido en las fórmulas de indexación incluidas hasta el momento en contratos suscritos. Por ejemplo, una fórmula de indexación podría llevar a que los precios aplicables al mes de febrero de un año, se basen en el promedio de precios del combustible del mes de enero, pero para tener la información de precios completa para efectuar el cálculo, se requiere que dicho mes haya terminado. En ese sentido, *se recomienda que los precios de la energía y capacidad de los contratos de largo plazo aplicables a un mes específico, sean proporcionados a la UT por las partes contractuales, a más tardar el tercer día hábil de ese mes, una vez se cuente con la información de precios del combustible del mes anterior.*

- 10. Precio Monómico para valorización de la Energía no Servida en Contratos de Largo Plazo:** La UT propone una fórmula para el cálculo del Precio Monómico a efecto de valorizar la energía no servida asociada a los contratos de largo plazo. En dicha fórmula, se encuentra un término mediante el cual se variabiliza el costo del pago de capacidad y que se expresa en dólares por unidad de energía.

La Gerencia de Electricidad advierte que el denominador del término antes mencionado no está debidamente especificado. En vista de que el numerador es el pago mensual por capacidad asociado al contrato, *se recomienda que el denominador se defina como la energía total comprometida del mes asociada a ese contrato.*

- 11. Modificaciones de forma:** Deben realizarse una serie de correcciones de forma, para mayor claridad de las disposiciones que se aprueben, esencialmente en los numerales 3.1.3, 3.1.6, 3.1.8, 3.2.2, 3.3.4 y 3.7 del Anexo 09; y el numeral 17.8.4 del Capítulo 17.

VIII. En vista de lo anterior, esta Junta de Directores, considera procedente aprobar las modificaciones al ROBCP, tomando en cuenta las recomendaciones de la Gerencia de Electricidad expuestas en el Considerando VII de este Acuerdo.

Por lo tanto, y con base en sus facultades legales, esta Junta de Directores ACUERDA:

I. Aprobar las siguientes modificaciones al “Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción”.

a) Modificar el Anexo 09 “Cálculo del Precio en el MRS” de conformidad a las consideraciones expuestas en este Acuerdo. Dicho Anexo se adjunta y forma parte integrante de este proveído.

b) Modificar el numeral 12.5.6 del Capítulo 12 “Servicios Auxiliares” de la siguiente manera:

12.5.6. Transacciones de reserva para regulación primaria de frecuencia

12.5.6.1. La UT determinará con base en condiciones ex post, la demanda real, los parámetros técnicos operativos de los generadores, y las unidades que efectivamente estuvieron disponibles, las asignaciones del Servicio de Reserva Primaria de Generación de acuerdo con el numeral 2.1 del Anexo 11.

12.5.6.2. Cuando la asignación de Reserva Primaria de Generación en el despacho económico real resulte diferente de la asignación establecida en el numeral 12.5.6.1 debido a incumplimientos en los aportes de reserva primaria, los costos de esta modificación serán distribuidos entre los PMs generadores que estén generando en ese intervalo de mercado y que no hayan cumplido con la regulación primaria de frecuencia establecida en este Reglamento, en proporción con su reserva faltante.

12.5.6.3. Cada unidad generadora o GGP que resulte aportando, por motivo de la programación, una reserva primaria para regulación mayor que la requerida para su propio despacho, recibirá un monto en compensación igual a totalizar el producto de la energía asociada a dicha reserva adicional que aporta por el precio del servicio de Reserva Primaria. Adicionalmente recibirá una remuneración por los ingresos que dejó de percibir por dar dicho servicio. Dicha remuneración será compensada por los generadores que no proporcionaron el servicio, en proporción a su faltante de reserva.

12.5.6.4. Los ingresos que dejó de percibir por dar dicho servicio adicional, al mantener una reserva mayor a la requerida, se calcularán como la generación real que se redujo por prestar el servicio adicional, limitado al valor de reserva adicional comprometida, multiplicado por la diferencia entre el Costo Marginal de Operación correspondiente al despacho real y el costo variable o valor del agua correspondiente.

12.5.6.5 Adicionalmente, si una unidad generadora es despachada para suplir déficit de Reserva Primaria, 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 Primaria, y se cobrará a los generadores que no aportan el servicio de Reserva Primaria de Generación en proporción a su déficit de reserva.

- c) Modificar el numeral 12.6.6 del Capítulo 12 “Servicios Auxiliares” en los términos siguientes:

12.6.6. Transacciones de reserva secundaria bajo CAG

12.6.6.1. La UT determinará con base en condiciones ex post, la demanda real, los parámetros técnicos operativos de los generadores, y las unidades que efectivamente estuvieron disponibles, las asignaciones del Servicio de Reserva Secundaria de Generación de acuerdo con el numeral 3.2 del Anexo 11.

12.6.6.2. Cuando la asignación de Reserva Secundaria de Generación en el despacho económico real resulte diferente de la asignación establecida en el numeral 12.6.6.1 debido a incumplimientos en los aportes de reserva secundaria, los costos de esta modificación serán distribuidos entre los PMs generadores que estén generando en ese intervalo de mercado y que no hayan cumplido con la regulación secundaria de frecuencia establecida en este Reglamento, en proporción con su reserva faltante.

12.6.6.3. Cada unidad generadora o GGP que resulte aportando, por motivo de la programación, una reserva secundaria para regulación mayor que la requerida para su propio despacho, recibirá un monto en compensación igual a totalizar el producto de la energía asociada a dicha reserva adicional que aporta por el precio del servicio de Reserva Secundaria. Adicionalmente recibirá una remuneración por los ingresos que dejó de percibir por dar dicho servicio. Dicha remuneración será compensada por los generadores que no proporcionaron el servicio, en proporción a su faltante de reserva.

12.6.6.4. Los ingresos que dejó de percibir por dar dicho servicio adicional, al mantener una reserva mayor a la requerida, se calcularán como la generación real que se redujo por prestar el servicio adicional, limitado al valor de reserva adicional comprometida, multiplicado por la diferencia entre el Costo Marginal de Operación correspondiente al despacho real y el costo variable o valor del agua correspondiente.

- d) 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 modificar la regla 17.8 del Capítulo 17 “Calidad y Seguridad Operativas del Sistema”, como se expone a continuación:

17.8 COMPENSACION POR ENERGIA NO SERVIDA.

17.8.1 Al existir contingencias que tengan como resultado la interrupción del suministro de energía a un PM, la UT estimará en cada nodo afectado la cantidad de energía no servida. Para ello, tomará en cuenta las condiciones de carga del nodo, previas al evento, así como el comportamiento de los retiros y/o inyecciones de dicho nodo en los días y horas correspondientes de las dos semanas anteriores.

17.8.2 La UT determinará el o los PMs responsables por la contingencia y les asignará un cargo por falla equivalente a la suma de las compensaciones que la UT deberá abonar a los PMs que resultaron afectados por la contingencia. Estas compensaciones se aplicarán a la Energía no Servida en el MRS, Energía no Servida en Transacciones Bilaterales y a la Energía no Servida asociada de Contratos de Largo Plazo, y serán incluidas en el DTE correspondiente.

17.8.3 Si resultara energía no servida a causa de la ejecución de un mantenimiento contemplado en el Programa Anual de Mantenimientos Mayores, dicha energía no servida no será compensada. La UT tiene la responsabilidad de coordinar la ejecución de los mantenimientos minimizando la energía no servida a causa de los mismos.

17.8.4 Compensación por Energía no Servida en el MRS.

17.8.4.1 Del total de energía no servida en cada nodo se determinará la porción que corresponde a transacciones en el MRS y se valorizará al Precio Monómico correspondiente, previo a la contingencia, multiplicado por el factor que se indica en el numeral 14 del Anexo Normas de Calidad y Seguridad Operativas. Este valor será abonado como compensación por falla al PM de cada nodo afectado.

17.8.5 Compensaciones por Energía no Servida asociada a Contratos.

17.8.5.1 Con base en el total de Energía no servida en cada nodo y la porción correspondiente a las transacciones en el MRS, se determina por diferencia la energía no servida correspondiente a las transacciones de contrato:

$$ENS_{contratos} = ENS_{total} - ENS_{mrs}$$

Donde:

ENS_{contratos}: Es la energía no servida asignada a las transacciones de contratos.

ENS_{total}: Es el total de energía no servida en el nodo correspondiente.

ENS_{mrs}: Es la energía no servida asignada a transacciones en el MRS.

17.8.5.2 La energía no Servida que se asignará a cada contrato, se determinará en proporción de la energía nominal de cada contrato correspondiente al intervalo de mercado afectado:

$$ENS_{contrato_i} = \frac{EC_i}{\sum_{i=1}^n EC_i} \times ENS_{contratos}$$

Donde:

ENS_{contrato_i}: Es la energía no servida asignada al contrato “i” de cada uno de los “n” contratos declarados para efectuar retiros en el nodo correspondiente.

EC_i: Es la energía nominal del contrato “i” de cada uno de los “n” contratos declarados para efectuar retiros en el nodo correspondiente, en el intervalo de mercado afectado.

ENS_{contratos}: Es la energía no servida asignada a las transacciones de contratos.

17.8.5.3 Para el caso de los contratos bilaterales, la UT calculará la compensación por ENS, valorizando ésta al Precio Monómico correspondiente, multiplicado por el factor que se indica en el numeral 14 del Anexo Normas de Calidad y Seguridad Operativas.

17.8.5.4 Para el caso de los contratos de Largo Plazo adjudicados por procesos de libre competencia exclusivamente, la UT calculará la compensación al PM nacional responsable de la falla, el cual deberá pagarla al distribuidor suscriptor de cada contrato. Los cargos y abonos

resultantes de estas compensaciones serán incluidos en el Documento de Transacciones Económicas (DTE), y aplicados en la liquidación mensual. La compensación se determina aplicando la fórmula:

$$Compensacion_{CLP} = 200\% \times \sum_{i=1}^n [ENS_{CLP,i} \times Pmon_{CLP,i}]$$

Donde:

Compensación_{CLP}: Compensación asociada a los Contratos de Largo Plazo de la distribuidora correspondiente.

ENS_{CLP,i}: Energía no servida asociada al Contrato de Largo Plazo “i”(MWh)

n: Total de contratos de largo plazo de la distribuidora

Pmon_{CLP,i}: Precio Monómico de la energía asociado al Contrato de Largo Plazo “i” (US\$/MWh), que se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$Pmon_{CLP,i} = PEC_i + C_{SIS} + \frac{Ccon_i \times PC_i \times 1,000}{\sum_{j=1}^N Econ_{i,j}}$$

PEC_i: Precio de la energía del Contrato de Largo Plazo “i” en el intervalo de mercado afectado (US\$/MWh).

Ccon_i: Capacidad comprometida en el Contrato “i” (MW)

C_{SIS}: Valor unitario de los Cargos del Sistema (US\$/MWh) vigentes en el intervalo de mercado afectado.

PC_i: Precio de la Capacidad del Contrato “i” (US\$/kW-mes)

Econ_{i,j}: Energía comprometida en el Contrato “i” en la hora “j” de cada una de las “N” horas del mes (MWh).

Lo anterior tendrá aplicación durante el período de suministro del mencionado contrato, en caso que el generador o comercializador no suministrare a la Distribuidora la Energía Asociada Contratada en un intervalo de mercado cualquiera, ya sea en forma total o parcial, sea cual fuere su origen y/o motivo, y siempre que no concurren las circunstancias siguientes:

- a) Que estén consideradas como causas de Fuerza Mayor o Caso Fortuito,
- b) Que no sean causadas por fallas imputables a la Distribuidora.

17.8.5.5 Los denominados contratos de largo plazo a los que se hace referencia serán aquellos que se suscriban como resultado de un proceso de libre competencia desarrollado conforme a las normas aprobadas por la SIGET.

17.8.5.6 Las partes suscriptoras de los contratos de largo plazo deberán informar a la UT, a más tardar tres días hábiles después de la fecha de entrada en operación de los contratos, sobre los precios de la energía horarios y los precios de capacidad, a efectos que la UT pueda realizar los

cálculos indicados en el numeral 17.8.5.4. Asimismo, cuando las partes suscriptoras de los contratos de largo plazo realicen indexaciones del precio de la energía o del precio de la capacidad, según lo establecen los mecanismos contenidos en dichos contratos, ambas partes deben informar a la UT como máximo tres días hábiles después de la entrada en vigencia de los nuevos precios de los contratos. En caso de detectarse discrepancias en la información proporcionada por las partes suscriptoras, la UT solicitará las aclaraciones correspondientes.

e) Modificar el numeral 4.5.2 del Capítulo 4 “Mercado de Contratos”, de la siguiente manera:

4.5.2. Cada PM que inyecta debe informar a la UT sus transacciones bilaterales, identificando al PM que retira la energía. Para el caso de las energías horarias contratadas en procesos de libre competencia, el PM que inyecta deberá informar a la UT anualmente, con al menos una semana de anticipación a la entrada en vigencia de dichos contratos, los equipos de inyección con los que suplirá dicho contrato; y en caso de prever cambios en dichas unidades, deberá informar por escrito a la UT con al menos tres días de anticipación.

f) Modificar la regla 11.3 del Capítulo 11 “Transacciones Internacionales”, en los términos siguientes:

11.3. IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN EN EL MRS.

11.3.1. Las ofertas de transacciones de oportunidad con países interconectados serán intercambiadas entre la UT y el EOR.

11.3.2. Las transacciones de importación y exportación del MER enviadas por los PMs deben cumplir los mismos procedimientos y ser administrados con la metodología establecida en el presente reglamento.

11.3.3. Cada importación será considerada como un PM Generador ubicado en el nodo de la Red de Transmisión Regional correspondiente, y con un costo variable de operación igual a cero. Los PMs deberán tener en cuenta que de ser despachada en el MER la importación al MRS, recibirán una remuneración igual a la energía vendida al Costo Marginal de Operación menos los cargos asociados que surjan de la importación, según lo establezca la normativa vigente del MER.

11.3.4. Cada exportación será considerada como un usuario final ubicado en el nodo de la Red de Transmisión Regional correspondiente y con una oferta de retiro de oportunidad de demanda inflexible igual a la exportación de oportunidad requerida. Los PMs deberán tener en cuenta que de ser despachada en el MER la exportación desde el MRS, la UT le asignará una responsabilidad de pago igual a la energía exportada comprada al precio en el MRS, más los cargos asociados que surjan de la exportación, según lo establezca la normativa vigente del MER.

11.3.5. Las ofertas de transacciones de oportunidad, contratos y servicios de transmisión serán informadas al EOR de acuerdo con la normativa vigente en el MER. Los cargos y créditos por dichas transacciones serán aplicados de acuerdo con las normas establecidas en el MER.

11.3.6. En caso de existir contradicciones entre las normas del Reglamento del MER y las del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción, la UT analizará la situación específica y propondrá a la SIGET las adecuaciones necesarias a este último Reglamento para la armonización de la norma nacional respecto a la regional.

- g) Modificar el numeral 13.9.2 del Capítulo 13 “Operación en Tiempo Real”, de la siguiente manera:

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 internacionales;
 - 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.
- h) Eliminar los numerales 4.3 y 4.4 del apartado 4 “Programación Diaria de la Operación” del Anexo 06 “Transacciones del Mercado”.
- i) Modificar los numerales 5.1, 5.2 y 6.1 del Anexo 06 “Transacciones del Mercado” de la siguiente manera:

5.1 Entre las 8 y 9 horas de cada día, la UT pondrá a disposición de los PMs la bitácora de operación, interrupciones de equipos, cálculo de la energía no servida, disponibilidad y movimiento de unidades generadoras, las inyecciones y retiros registrados por el SIMEC o el SAE el día anterior.

5.2 Entre las 8 y 9 horas de cada día, la UT publicará en su página Web, de acuerdo con lo establecido en la Ley General de Electricidad, el nivel de los embalses de las centrales hidroeléctricas del día anterior, y los precios de los combustibles utilizados para la generación puestos en planta reportados por cada uno de los generadores térmicos. Asimismo se publicarán los precios horarios indicativos del MRS del día anterior detallando el costo marginal de operación y el componente indicativo de cargos del sistema.

6.1 Cada día hábil, y con un desfase de dos días hábiles, 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.

- j) Efectuar las siguientes modificaciones al Anexo 17 “Costos Variables de Operación y Mantenimiento no Combustibles (CVNC) y costos de arranque y detención”:

1. Modificar el numeral 3.5 de la siguiente manera:

3.5 Los valores tanto de CVNC como de CAyD tendrán una vigencia de 24 meses y serán actualizados mensualmente, como se indica en este anexo.

2. Modificar el numeral 3.7 de la siguiente manera:

3.7 En el caso de unidades de generación no hidroeléctricas que son exactamente iguales (potencia, marca, modelo, etc.) se podrá aplicar el procedimiento a partir de los datos agregados del conjunto y cada unidad tendrá el mismo costo variable unitario que resulte de la aplicación del procedimiento.

3. Adicionar como numeral 3.8 el texto que se expone a continuación, y adecuar la numeración subsiguiente a partir del actual numeral 3.8 hasta el numeral 3.19.3:

3.8 Para las unidades de generación hidroeléctrica pertenecientes a una misma central de generación, cada unidad tendrá el mismo costo variable unitario que represente el valor promedio ponderado de los resultados de la aplicación del procedimiento a cada una de las unidades pertenecientes a la central.

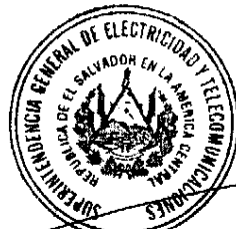
4. Modificar los nuevos numerales 3.20.2 y 3.20.3 en consistencia con la adecuación de la numeración indicada en el numeral inmediato anterior, de forma tal que queden redactados de la siguiente manera:

3.20.2 El procedimiento de cálculo de los CAyD seguirá la siguiente secuencia, la cual se presenta con mayor detalle en el numeral 8 del presente Anexo:

- a) Cálculo de los costos adicionales de combustible en el proceso de arranque y detención sobre la base de los ensayos del Anexo 16.
- b) Cálculo del flujo de costos diferidos considerando los mantenimientos programados ajustados por arranques y consumo adicional de combustible.
- c) Cálculo del costo de arranque y detención por diferencia entre el costo que surge del literal b) y el calculado en el numeral 3.20.1 literal d).

3.20.3 Los costos calculados en los numerales 3.20.1 y 3.20.2, resultado del Informe Final de la Auditoría serán actualizados mensualmente, según las fórmulas de ajuste previstas en el numeral 9 del presente Anexo.

- II. Notificar. "W.Jiménez" "Ilegible" "R.AtanacioC." "A.E.MenaC." "Rubricadas".



SIGET

Atentamente,

Ingeniero Giovanni Hernández
Gerencia de Electricidad

ANEXO 09 – CÁLCULO DEL PRECIO EN EL MRS

1. OBJETO.

Definir la metodología del cálculo del Costo Marginal de Operación y el precio del MRS en cada intervalo de mercado.

2. DEFINICIONES.

INTERVALO DE MERCADO: una hora

SUBPERÍODO: 30 minutos.



SIGET

3. DETERMINACIÓN DEL PRECIO DEL MRS.

3.1 COSTO MARGINAL DE OPERACIÓN.

3.1.1 El Costo Marginal de Operación del Sistema se define como el costo incremental incurrido para satisfacer un incremento marginal de la demanda de energía, manteniendo las condiciones de optimización y la factibilidad en la ejecución del despacho. Dicho Costo Marginal será determinado por medio del modelo SAM y se le pagará a todos los PMs que inyecten energía al MRS.

3.1.2 Cuando no existan restricciones activadas en el modelo SAM, la unidad marginal puede ser una unidad térmica, geotérmica, hidroeléctrica, cogenerador, autoproducer, no convencional, oferta de Retiro de Oportunidad o la Unidad de Racionamiento Forzado.

3.1.3 Cuando existan restricciones activadas en el modelo que impidan señalar la unidad marginal, se identificará la unidad generadora o GGP cuyo valor de Costo Variable se localice inmediatamente por debajo del Costo Marginal de Operación definido por el modelo SAM. En los procesos asociados al posdespacho, la UT informará a los PMs las causas al presentarse dicha situación.

3.1.4 En los casos en que la UT identifique que el Costo Marginal de Operación determinado por el modelo SAM, en la condición expos, no es representativo de los Costos Variables de las unidades generadoras y su operación en tiempo real, la UT determinará el mismo en base al Orden Económico de Despacho, donde se identifique la unidad generadora que en tiempo real contó con la capacidad de satisfacer un incremento marginal de la demanda.

3.1.5 El costo variable de una unidad térmica, para efectos de determinar el Costo Marginal de Operación, se calcula con el consumo de combustible correspondiente a la condición de generación a potencia máxima neta menos el porcentaje de reserva rodante requerida para Servicios Auxiliares, más los costos

variables de Operación y Mantenimiento.

3.1.6 A efectos de compensar la parte variable asociada a 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, como se indica en el numeral 3.2.2.10.

3.1.7 Una unidad generadora que está en toma de carga para entrar en operación, pues dejó de estar indisponible o entra a operar por razones de seguridad, no participa en el Costo Marginal de Operación. Lo mismo cuando una unidad generadora está en el proceso de bajada de carga para salir del despacho por indisponibilidad o por ya no ser necesaria su generación forzada.

3.1.8 El costo variable de una central hidroeléctrica con embalse corresponde al valor marginal del agua de dicha central, el cual implícitamente incorpora los costos variables no combustibles, puesto que éstos deben ser utilizados como datos de entrada de los modelos que determinen el valor del agua de las centrales hidroeléctricas.

3.1.9 El costo variable de una central geotérmica corresponde al costo Variable de Operación y Mantenimiento de la unidad.

3.1.10 En el caso de tratarse de importaciones, el costo variable es considerado igual a cero, y serán remuneradas al Costo Marginal de Operación.

3.1.11 En aquellos intervalos de mercado en los cuales se está produciendo vertimiento en alguna central hidroeléctrica, el valor del agua de dicha central será igual a cero.

3.1.12 En aquellos intervalos de mercado en los cuales el Costo Marginal de Operación calculado con el modelo SAM refleje valores negativos producto de los valores del agua de las centrales hidroeléctricas, la UT considerará que el valor del Costo Marginal de Operación del Sistema en dichos intervalos es igual a cero.

3.1.13 El Costo Marginal de Operación calculado por el modelo SAM en el predespacho será de carácter indicativo, y para los procesos de facturación y conciliación el Costo Marginal de Operación a utilizar será determinado por el modelo SAM en condiciones expos, simulando las condiciones reales de demanda, inlfujos, vertimiento y condiciones de generación forzada, de acuerdo con el procedimiento indicado en este anexo.

3.1.14 El Costo Marginal de Operación será determinado por el modelo SAM de acuerdo con las siguientes premisas:

a) Se considerará que todas las unidades generadoras o GGP, aportan



Regulación Primaria de Frecuencia. Adicionalmente, y a efecto de representar adecuadamente el Predespacho Regional en el modelo SAM, se considera que las importaciones no aportan Regulación Primaria de Frecuencia.

- b) Se considerarán las unidades generadoras o GGP que efectivamente aportan el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia.
- c) Para la determinación del Costo Marginal de Operación, se considerarán todas las unidades generadoras y elementos de transmisión que no se encuentren en mantenimiento, sea este programado o de emergencia.
- d) Se considerarán las unidades generadoras o GGP bajo prueba de generación con un costo variable igual a cero.
- e) Se considerarán las transacciones regionales, programadas por el EOR, como transacciones de inyección o retiro físicas en los nodos de la RTR que pertenecen al sistema de transmisión nacional, es decir se considerarán como inyecciones o retiros inflexibles.

3.2 CARGOS DEL SISTEMA.

3.2.1 Los Cargos del Sistema que deben ser trasladados directamente a la demanda pueden clasificarse de la siguiente manera:

- a) Cargo por Actualización del Registro en la SIGET
- b) Cargo por administración del Mercado Mayorista
- c) Cargo por Uso de Sistema de Transmisión
- d) Cargos asociados con las Transacciones Internacionales: FLDDP y FLEMG
- e) Pérdidas de Transmisión
- f) Cargos asociados con Servicios Auxiliares: Regulación de Voltaje y aportes de energía reactiva, Arranque en Cero Voltaje, Reserva Fría por Confiabilidad.
- g) Compensaciones relacionadas con la determinación del costo marginal.

3.2.2 El detalle de los Cargos del Sistema por intervalo de mercado a ser incorporados en el precio MRS, se describe a continuación:

- 3.2.2.1 Cargo por Actualización del Registro en la SIGET, es igual a la Tasa de Actualización por Registro en la SIGET que generadores e importadores deben pagar anualmente por energía comercializada.
- 3.2.2.2 Cargo por administración del Mercado Mayorista determinado como el monto mensual a recolectar dividido por la energía total retirada en el mes a liquidar.
- 3.2.2.3 Cargo por Uso del Sistema de Transmisión (CUST) a ser pagado por la energía neta inyectada en el mes a liquidar.

- 3.2.2.4 Factor de Liquidación por Diferencia de Precios (FLDDP) calculado de acuerdo con la fórmula del numeral 11.4.2.1
 - 3.2.2.5 Factor de Liquidación por Emergencias (FLEMG) calculado de acuerdo con la fórmula del numeral 11.6.3.1.
 - 3.2.2.6 Costo unitario de las pérdidas de transmisión igual al valor económico de las pérdidas de la hora dividido por la energía total retirada en el mismo período. El valor económico de las pérdidas de transmisión se calcula multiplicando el Costo Marginal de Operación por las pérdidas reales en el sistema de transmisión.
 - 3.2.2.7 Costo unitario por las compensaciones por necesidades de control de tensión y aportes de energía reactiva, calculado como el costo de las compensaciones de la hora dividido por el retiro total en ese intervalo de mercado.
 - 3.2.2.8 Valor mensual unitario del costo de arranque en cero voltaje, calculado dividiendo el costo mensual correspondiente por la energía total retirada en el mes a liquidar.
 - 3.2.2.9 Costo unitario mensual de Reserva Fría por Confiabilidad (π), calculado de acuerdo con lo indicado en el numeral 12.7 de este Reglamento.
 - 3.2.2.10 Costo Unitario correspondiente a las compensaciones originadas cuando alguna unidad generadora que no está bajo prueba es despachada y su Costo Variable, incluyendo la parte asociada a Arranque y Detención 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 energía retirada total en ese mismo intervalo.
- 3.2.3 La agregación de los cargos detallados en el numeral 3.2.2 conformarán el término de Cargos del Sistema (Csis).
- 3.2.4 A fin de dar cumplimiento a lo dispuesto en el numeral 5.2 del Anexo 06 de este Reglamento, la UT deberá estimar valores de Csis de carácter indicativo.
- 3.2.5 Los Csis definitivos serán calculados de manera mensual con las mediciones obtenidas del SIMEC, determinándose así los Precios del MRS definitivos.
- 3.2.6 En los meses que se realice el ajuste del precio de la energía a trasladar a tarifas, la UT deberá calcular oportunamente los Csis definitivos del mes anterior de forma tal que pueda cumplir con el plazo definido para la
-

elaboración y remisión a la SIGET del Informe de Comercialización Trimestral.



SIGET

3.3 PRECIO DEL MRS EN CONDICIÓN NORMAL.

3.3.1 El precio de MRS se calcula como el costo marginal de operación más los Cargos del Sistema agregados en el término Csis.

3.3.2 La UT se encargará de trasladar los montos recolectados en concepto de Cargos del Sistema a cada uno de los PMs, según corresponda en las liquidaciones mensuales.

3.3.3 En el caso de los montos recolectados en concepto de la tasa de actualización de registro en la SIGET, será trasladados por la UT a los PMs correspondientes que generan o importan energía, a efectos de que éstos efectúen el pago de inscripción en la SIGET en la fecha de renovación de registro que les corresponde.

3.3.4 La UT emitirá por cuenta propia, comprobante de crédito fiscal por los montos recolectados en concepto de COSTAMM a los PMs que retiran energía del Mercado Mayorista.

3.4 PRECIO DEL MRS EN SUBPERÍODOS.

3.4.1 Si durante el transcurso de un intervalo de mercado se producen fallas en unidades generadoras o elementos de transmisión que no permitan realizar un despacho económico, declarando condición de emergencia de acuerdo al numeral 17.5 de este Reglamento, la UT debe dividir el intervalo de Mercado en los 2 subperíodos definidos en este anexo.

3.4.2 En cada subperíodo se definirá el precio del MRS determinado por el Costo Variable de la unidad más cara en línea adicionando los cargos del sistema correspondientes a dicho subperíodo.

3.5 PRECIO DEL MRS EN CASO DE CONGESTIÓN EN LA RED.

3.5.1 De existir congestión en las líneas de transmisión, el sistema se dividirá en varios MRS, que se conectan a través de las líneas afectadas por la condición de congestión.

3.5.2 Dentro de cada una de estas áreas, ya sea importadoras o exportadoras se utilizarán los costos variables de los PMs generadores que se encuentren dentro de ellas, para realizar un despacho económico sin sobrepasar el límite del (o de los) elemento(s) que está (n) en congestión. El Costo Marginal de Operación de

una zona queda determinado por el despacho económico, y la determinación del precio del MRS, con metodología descrita en condición normal. Los tramos congestionados serán representados como demanda (congestión de exportación) o PMs generadores (congestión de importación).

En caso de congestión se calcula:

- a) El Costo Marginal de Operación de cada MRS
- b) El precio de cada MRS
- c) El flujo en cada línea que conecta distintos MRS
- d) El cargo por congestión en cada línea que conecta distintos MRS.

3.6 PRECIO DEL MRS Y RESERVA FALTANTE.

3.6.1 En cada intervalo de mercado que resulte programado en el predespacho con una reserva menor que la requerida por los parámetros de calidad vigentes, la UT considerará que la reserva faltante se asigna a la URF. La UT determinará el Costo Marginal de Operación con reserva a partir del costo de la URF para la energía correspondiente a la reserva faltante.

3.7 CÁLCULO DEL PRECIO EN EL MRS EN CONDICIONES DE EMERGENCIA.

3.7.1 En caso que el sistema de transmisión esté en estado de emergencia, y no se pueda realizar el despacho de unidades generadoras en el orden de mérito económico, es decir con base en la función objetivo normal del despacho, se procederá para cada intervalo de mercado de la siguiente manera:

- a) Toda la energía inyectada y retirada será liquidada a través del MRS, por lo que los contratos declarados quedan sin efecto.
 - b) Se determina la energía retirada ajustada como la diferencia entre la energía total retirada menos las importaciones.
 - c) Las inyecciones al MRS con Costo Variable, incluyendo la parte variable asociada a Arranque y Detención, mayor que cero, serán remuneradas a su respectivo Costo Variable. El monto total resultante será dividido entre la energía retirada ajustada, para calcular el Costo Marginal de Operación y se le agregarán, a efectos de calcular el precio en el MRS, los Csis correspondientes.
 - d) Las importaciones recibirán una remuneración por su energía inyectada valorada al Costo Marginal de Operación obtenido en el literal anterior.
 - e) Toda la energía retirada del sistema será valorada al precio del MRS calculado en el literal c)
-

- f) Los Csis recolectados serán liquidados de acuerdo al numeral 3.3.2 de este anexo.
- g) Los servicios auxiliares no serán compensados económicamente, por lo que no originarán cobros ni pagos.

3.8 POS DESPACHOS

3.8.1 La UT elaborará un posdespacho diario, con el objetivo de determinar el Costo Marginal de Operación. El procedimiento general a seguir es:

- a) Se recolectarán y validarán las lecturas de inyección y retiro, así como las asociadas a transacciones internacionales.
- b) Se determinará el Costo Marginal de Operación de acuerdo al procedimiento indicado en el presente anexo.
- c) En caso de redespachos regionales, se considerarán las transacciones finales programadas.



SIGET
