

# SIGET

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE  
ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

AJ/2014/vgs

13 de octubre de 2014

Ingeniero  
Gregorio Antonio Ávila  
Presidente de la Junta Directiva de la  
**UNIDAD DE TRANSACCIONES,  
S.A. DE C.V.**  
Kilómetro 12½ Carretera al Puerto  
de La Libertad, desvío a Huizúcar,  
Nuevo Cuscatlán

UNIDAD DE TRANSACCIONES, S.A. DE C.V. INGRESO DE CORRESPONDENCIA	
FECHA:	13/10/2014
HORA:	3:34
Recibido por:	Astrid Landaende
Clave/Archivo	Siget_822

Estimado Ingeniero Ávila:

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

#### **ACUERDO No. 470-E-2014**

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES:  
San Salvador, a las quince horas con treinta minutos del día ocho del mes de octubre del año dos mil catorce.

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

- I. El artículo 33 inciso 3° de la Ley General de Electricidad establece que las normas de operación del sistema de transmisión y administración del mercado mayorista deberán estar contenidas en el Reglamento de Operación que para esos efectos elabore la Unidad de Transacciones y apruebe la Junta de Directores de la SIGET.
- II. El veintiocho de abril de este año, la Junta de Directores de SIGET tuvo conocimiento que el veinticuatro de febrero de dos mil catorce, la Unidad de Transacciones (UT) presentó el Informe sobre la aplicación de las normas del ROBCP correspondiente al período julio-diciembre dos mil trece.

La UT destacó en su informe que, en un caso en particular, se presentaron dificultades al aplicar la disposición el numeral 17.8.6.3 del Capítulo 17 Calidad y Seguridad Operativa del Sistema, que establece la compensación por energía no servida para el caso de Contratos Bilaterales, ya que existe ambigüedad en cuanto a la determinación del Precio Monómico que debe considerarse para la valorización de la Energía No Servida (ENS). Por consiguiente, recomendó revisar y adecuar dicha regla para evitar ese tipo de situaciones en el futuro y cubrir todos los casos posibles.

En vista de lo anterior, por medio del Acuerdo No. 263-E-2014 la Junta de Directores de SIGET requirió a la Gerencia de Electricidad de esta Institución que analizara el citado informe y emitiera las recomendaciones correspondientes, especialmente en cuanto a los inconvenientes detectados en la operación del sistema y en la administración del mercado, en relación con la aplicación e interpretación realizadas por la UT del numeral 17.8.6.3.

- III. En cumplimiento del Acuerdo No. 263-E-2014, la Gerencia de Electricidad de SIGET remitió el Informe Técnico No. IT-MM-2014-006 con fecha nueve de mayo de dos mil catorce.
- IV. Habiendo recibido y analizado el informe de la Gerencia de Electricidad el diez de julio de este año, la Junta de Directores de SIGET emitió en esa fecha el Acuerdo No. 364-E-2014 en el cual concedió un plazo de ocho días hábiles contados a partir del día siguiente a la notificación de ese proveído, para que la Unidad de Transacciones (UT) realizara las consultas pertinentes con todos los operadores del mercado y se pronunciara sobre la propuesta de modificaciones al “Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción”, en el sentido de introducir y estandarizar una fórmula que defina el precio monómico para la valoración de la Energía No Servida (ENS) en el Mercado Regulador del Sistema (MRS) y para el caso de los contratos bilaterales.
- V. El dieciséis de julio de dos mil catorce, la Unidad de Transacciones manifestó que la propuesta contenida en el Acuerdo No. 364-E-2014 debía ser evaluada en forma pormenorizada por los operadores y la UT, haciendo incluso simulaciones para sus procesos comerciales, por lo que solicitó un plazo adicional de cuatro días hábiles, con el objetivo de cumplir adecuadamente el requerimiento de la Junta de Directores. Por medio del Acuerdo No. 382-E-2014 de fecha veintitrés de julio del corriente año, la Junta de Directores de SIGET concedió a la UT la prórroga solicitada.
- VI. El treinta y uno de julio de dos mil catorce, en cumplimiento de lo establecido en los Acuerdos No. 364-E-2014 y No. 382-E-2014, la UT presentó nota en la que manifestaba lo siguiente:  
“”””
  1. *Se remitió consulta a todos los Participantes de Mercado y se recibió respuesta de parte de 2 Participantes de Mercado las cuales se anexan a esta nota.*
  2. *Al hacer la evaluación técnica correspondiente se encontró que la metodología propuesta es clara y su implementación viable; sin embargo es necesario realizar las siguientes adecuaciones:*
    - *En la formulación del numeral 17.8.5.1 es recomendable complementar la nomenclatura del Pmon y llamarlo “PmonENS”.*
    - *La definición del término CFPRO Total, complementarla así: Capacidad firme provisoria mensual total en el mercado (MW).*

- *Agregar al final del numeral 17.8.5.1, el párrafo siguiente:*

*'Los valores horarios del PMONENS se calcularán cada mes, una vez que se cuente con la información completa necesaria del mes correspondiente. Asimismo, en vista de que queda expresamente definido que los PMONENS se calculan utilizando datos de capacidad firme provisoria, no se efectuarán re-cálculos de los valores de las compensaciones de ENS, una vez que se conozcan las capacidades firmes definitivas adquiridas por los PMs'.*

- *Corregir el numeral 14.1 del Anexo Normas de Calidad y Seguridad Operativas del ROBCP, lo siguiente:*

*14.1 El factor a ser aplicado al precio del MRS Monómico con el que se calculan las compensaciones por fallas en el MRS es de Doscientos por ciento (200%)””””.*

VII. Este día la Junta de Directores ha tenido conocimiento del Memorando remitido por la Gerencia de Electricidad de la SIGET con fecha veintiocho de agosto de dos mil catorce, en el cual procedió al análisis de las observaciones y recomendaciones de la UT y de los Participantes del Mercado, encontrando que las mismas eran apropiadas por las siguientes razones:

- Contribuyen a clarificar el sentido de las disposiciones.
- En vista de que la fórmula utiliza el dato de capacidad firme provisoria, se considera procedente, para evitar la posibilidad de una interpretación errónea, especificar que no deberán recalcularse los precios monómicos de la energía no servida, una vez se conozcan los datos de capacidad firme definitiva al finalizar cada período de doce meses de la determinación de la capacidad firme, que va de junio de un año a mayo del año siguiente.
- La modificación al numeral 14.1 del Anexo 12 del ROBCP que propone la UT, clarifica que el precio que se utilice para valorizar la ENS en el MRS sea de carácter monómico, en consistencia con lo que establece el numeral 17.8.5.1 del capítulo 17 “Calidad y Seguridad Operativas del Sistema”, en el cual se hace referencia también a un precio monómico.

Con base en las valoraciones anteriores, la Gerencia de Electricidad recomienda que se efectúen las siguientes modificaciones al ROBCP, tomando en consideración las adecuaciones propuestas por la UT:

- a) Modificar el numeral 17.8.5.1 del capítulo 17 “Calidad y Seguridad Operativas del Sistema”, de la siguiente manera:

17.8.5.1. 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, 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. El precio monómico para valorizar la Energía no Servida en el MRS, se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$P_{monENS_i} = P_{mrs_i} + \frac{CF_{pro} \text{ Total} \times CC}{\sum_{j=1}^H RetTot_j} \times 1000$$

Donde:

$P_{monENS_i}$ : Precio Monómico para valorar la energía no servida en el MRS en el intervalo de mercado “i” en que ocurre la contingencia, en el nodo correspondiente (US\$/MWh).

$P_{mrs_i}$ : Precio de la energía en el MRS del intervalo de mercado “i” en que ocurre la contingencia, en el nodo correspondiente (US\$/MWh).

$RetTot_j$ : Retiros totales en cada intervalo de mercado “j” del mes al que pertenece el intervalo “i”, excluyendo retiros para transacciones de inyección regional que no estén asociados a contratos firmes de inyección regional (MWh).

$CF_{pro} \text{ Total}$ : Capacidad firme provisoria mensual total en el mercado (MW).

$CC$ : Cargo por capacidad vigente en el MRS en el mes al que pertenece el intervalo de mercado “i” (US\$/kW-mes).

$H$ : Número de intervalos de mercado del mes al que pertenece el intervalo de mercado “i”.

Los valores horarios del  $P_{monENS}$  se calcularán cada mes, una vez que se cuente con la información completa necesaria del mes correspondiente. Asimismo, en vista de que queda expresamente definido que los  $P_{monENS}$  se calculan utilizando datos de capacidad firme provisoria, no se efectuarán recálculos de los valores de las compensaciones de ENS, una vez que se conozcan las capacidades firmes definitivas adquiridas por los PMs.

- b) Modificar el numeral 17.8.6.3 del capítulo 17 “Calidad y Seguridad Operativas del Sistema”, de la siguiente manera:

17.8.6.3. Para el caso de los contratos bilaterales, la UT calculará la compensación por ENS, valorizando ésta al Precio Monómico determinado de

acuerdo con la fórmula del numeral 17.8.5.1, multiplicado por el factor que se indica en el numeral 14 del Anexo Normas de Calidad y Seguridad Operativas.

- c) Modificar el numeral 14.1 del Anexo 12 “Normas de Calidad y Seguridad Operativas”, de la siguiente manera:

14.1 El factor a ser aplicado al precio Monómico con el que se calculan las compensaciones por fallas en el MRS es de doscientos por ciento (200%).

VIII. En virtud de la recomendación de la Gerencia de Electricidad expresada en el considerando anterior, la Junta de Directores de SIGET, considera procedente aprobar las modificaciones a los numerales 17.8.5.1 y 17.8.6.3 del capítulo 17 “Calidad y Seguridad Operativas del Sistema” y al numeral 14.1 del Anexo 12 “Normas de Calidad y Seguridad Operativas”, de conformidad con lo descrito en el Considerando VII de este Acuerdo.

Por lo tanto, con base en el artículo 33 inciso 3° de la Ley General de Electricidad y en uso de sus facultades legales, 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 numeral 17.8.5.1 del capítulo 17 “Calidad y Seguridad Operativas del Sistema”, de la siguiente manera:

17.8.5.1. 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, 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. El precio monómico para valorizar la Energía no Servida en el MRS, se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$P_{monENS_i} = P_{mrs_i} + \frac{CF_{pro} \text{ Total} \times CC}{\sum_{j=1}^H RetTot_j} \times 1000$$

Donde:

$P_{monENS_i}$ : Precio Monómico para valorar la energía no servida en el MRS en el intervalo de mercado “i” en que ocurre la contingencia, en el nodo correspondiente (US\$/MWh).

$P_{mrs_i}$ : Precio de la energía en el MRS del intervalo de mercado “i” en que ocurre la contingencia, en el nodo correspondiente (US\$/MWh).

