

Omar Cobarrubias Figueroa

De: Carmen Ruby Gushiken Teruya
Enviado el: viernes, 20 de marzo de 2015 03:17 PM
Para: Omar Cobarrubias Figueroa
Asunto: RV: Comentarios a la Resolución OSINERGMIN N° 051-2015-OS/CD
Datos adjuntos: Observaciones Precios en barra -Resolución 051_Rev8.pdf

Categorías: Categoría roja

Omarcito

Por favor ingresar

Ruby

De: Jose Rojas [mailto:Jose.Rojas@enersur.com.pe]

Enviado el: viernes, 20 de marzo de 2015 03:15 p.m.

Para: fitamay2015

CC: Carmen Ruby Gushiken Teruya; Severo Buenalaya Cangalaya; Ramiro Tapia; Raul Bastidas; Daniel Morvely; Eduardo Romero; Gilda Spallarossa; Paolo M. Chang Olivares; Marco Vargas; Armando Palma

Asunto: Comentarios a la Resolución OSINERGMIN N° 051-2015-OS/CD

Estimada Sra. Ruby Gushiken Teruya,

A continuación le adjuntamos nuestros comentarios a la Resolución OSINERGMIN N° 051-2015-OS/CD

Saludos Cordiales,

Jose Rojas

EnerSur S.A.

Tel. (51 1) 616 7553

Fax. (51 1) 616 7972

jose.rojas@enersur.com.pe

<http://www.gdfsuez.com/disclaimer/disclaimer-en.html>



El sistema de correo de Osinergmin ésta destinado únicamente para fines informativos y/o laborales, cualquier otro uso contraviene las políticas de la Institución. Toda información contenida en este mensaje es confidencial y de uso exclusivo de Osinergmin. Su divulgación, copia y/o adulteración están prohibidas y sólo debe ser conocida por la persona a quien se dirige este mensaje. Si usted ha recibido este mensaje por error por favor proceda a eliminarlo y notificar al remitente.

Anexo
Comentarios a la Resolución N° 051-2015-OS/CD

EMPRESA		ENERSUR	
Comentarios y Observaciones			
N°	Respecto al Numeral-Ítem-Literal	Comentario/Observación	Sustento
01	Anexo U del informe 0135-2015-GART	<p>En el Cuadro N° 3 de la Resolución OSINERGMIN N° 051-2015-OS/CD, se fija el Cargo por cumplimiento de Mandato Judicial (CMJ) que tiene la finalidad de dar cumplimiento a la sentencia emitida por el Poder Judicial, en el proceso seguido por ENERSUR con relación al SST Chilca - Independencia.</p> <p>Al respecto, se solicita lo siguiente:</p> <p>a) Emplear la tasa de actualización prevista en el artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas, para determinar el CMJ.</p> <p>b) Establecer el mecanismo para que se garantice la devolución en un plazo no mayor de doce meses (es decir que al final de los doce meses no quede un saldo por pagar a ENERSUR).</p> <p>Anexo U del informe 0135-2015-GART</p>	<ul style="list-style-type: none"> Respecto a lo solicitado en literal a), se debe tomar en cuenta que el monto que se debe devolver a ENERSUR está expresado en valor presente, pese a que la devolución de dicho monto a ENERSUR se efectuará en el plazo de 12 meses (cada monto mensual esta expresado en distintos instantes de tiempo). Esto genera que la suma del valor presente de los 12 montos mensuales que serán pagados a EnerSur no sea igual al monto que debe devolverse <p>Por tal razón, para determinar el CMJ de forma correcta se debe emplear la tasa de actualización dispuesta por el artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas, de modo tal que se compruebe que la suma del valor presente de los 12 montos que serán pagados a EnerSur sea igual al monto que debe devolverse.</p> <p>Es de precisar que lo solicitado se encuentra en línea con lo indicado por OSINERGMIN en el numeral 2.4.5 del Informe N° 582-2014-GART, en el cual se señala lo siguiente:</p> <p><i>"(...)</i> <i>Al respecto, en la Sentencia no se especifica el periodo para realizar las devoluciones de los excesos. En ese sentido se estableció que las devoluciones se realizarán en un periodo de un año a fin de evitar un mayor impacto en la tarifa del usuario final. Por otro lado, <u>para el saldo total a devolver dentro del año tarifario, se tomará en cuenta la tasa de descuento establecida en la Ley de Concesiones Eléctricas.</u>"</i> (lo subrayado es nuestro)</p> <p>En consecuencia para determinar el CMJ se debe emplear la siguiente formula:</p> <p>CMJ = (Monto a Devolver / Demanda) * factor</p> <p>Factor = $(Tm \times (1+Ta)) / ((1+Ta)-1)$ Factor = 0.088562067 Ta = 12% (Tasa de Actualización) Tm = 0.9489% (mensualidad de la Tasa de Actualización)</p> <p>El Factor permite calcular el monto mensual, a ser pagado a EnerSur, a partir del valor presente.</p>

			<ul style="list-style-type: none"> Respecto a lo solicitado en el literal b), el mismo se sustenta en lo indicado en el artículo 2 de la Resolución N° 242-2014-OS/CD, específicamente en los numerales 3 y 4 de dicho artículo: <p><i>“3. La suma de los saldos a devolver a ENERSUR S.A, será incluida como un cargo adicional al peaje del Sistema Principal de Transmisión. Este monto por la aplicación del referido cargo será recaudado por Red de Energía del Perú S.A.</i></p> <p><i>4. El cargo referido en el numeral anterior, <u>será fijado considerando que deberá ser efectuado en un plazo no mayor de 12 meses, es decir en el período mayo 2015 – abril 2016.</u>” (Lo subrayado es nuestro)</i></p> <p>En ese sentido, la redacción del citado artículo es clara en el sentido que el monto total a ser pagado a EnerSur producto del CMJ debe ser devuelto por OSINERGMIN en un plazo no mayor a 12 meses, por tanto la Resolución debe establecer el mecanismo para que se asegure el cumplimiento de lo ordenado, de tal forma que a fines de abril de 2016 no quede ningún saldo pendiente de ser devuelto a ENERSUR.</p> <p>Para este fin, se propone efectuar una liquidación a finales de marzo de 2016 y reajustar el CMJ del mes de abril de 2016, en un valor tal que garantice la devolución del 100% a ENERSUR.</p> <p>Adicionalmente, toda vez que con el método empleado por OSINERGMIN para calcular el CMJ, es muy probable que se generen saldos faltantes al mes de abril 2016, ya que considera como Demanda a la máxima demanda del año, la cual corresponde a un determinado mes, mientras que en los demás meses la demanda es menor, por lo que la recaudación será menor.</p> <p>En tal sentido, para que se minimicen los saldos al final del periodo, se recomienda considerar como Demanda, el promedio de las máximas demandas de cada mes del periodo mayo 2015 – abril 2016.</p>
02	Artículo 1º de la Resolución N° 051-2015-OS/CD	<p>En el cuadro N° 3 del Proyecto de Resolución de la Resolución Osinergmin N° 051-2015-OS/CD, se fija el valor del $CASE_{ge}$ mensual igual a 0.336 S./kW-mes y $CASE_{si}$ mensual igual a 1.182 S./kW-mes</p> <p>Al respecto se solicita emplear la tasa de actualización prevista en el artículo 79º de la Ley de Concesiones Eléctricas, para determinar el $CASE_{ge}$ y $CASE_{si}$</p>	<p>Se debe tomar en cuenta que el monto anual igual a 7,399,952 USD y 26,000,000 USD a ser compensado a los Generadores por concepto de pago por STG y GSP respectivamente está expresado en valor presente. Mientras que la devolución a los Generadores se efectuará en 12 meses, cada monto mensual de dinero estará expresado en distintos instantes de tiempo.</p> <p>Por tal razón, para determinar el $CASE_{ge}$ y $CASE_{si}$ debe emplearse la tasa de actualización que ordena el artículo 79º de la Ley de Concesiones</p>

			<p>Eléctricas, de modo tal que se compruebe que la suma del valor presente de los 12 montos mensuales a ser devueltos sea igual al monto anual a ser compensado a los Generadores.</p> <p>En consecuencia para determinar el $CASE_{ge}$ y $CASE_{si}$ se debe emplear la siguiente formulación.</p> $CASE_{ge\ o\ si} = \frac{\text{Monto Anual a Compensar}}{\text{Demanda Eléctrica Anual}} \times \text{Factor}$ <p>Ta = 12% (Tasa de Actualización) Tm = 0.9489% (mensualidad de la Tasa de Actualización) Factor = (Tm x (1+Ta)) / ((1+Ta)-1) = 0.088562067 El Factor permite hallar la mensualidad a partir del valor presente.</p>
03	General	<p>En la Resolución OSINERGMIN N° 051-2015-OS/CD, no se menciona nada respecto a un factor de ajuste que implique el tipo de cambio (S./ USD) para efectos de liquidar los montos a compensar a los Generadores por concepto de pago por STG.</p> <p>Al respecto se solicita incluir un mecanismo ajuste que considere el tipo de cambio.</p>	<p>Se debe tomar en cuenta que el monto recaudado por los Generadores será en Nuevos Soles (el $CASE_{ge}$ esta expresado en S./kW-mes), mientras que el monto pagado por los Generadores será en USD (la Tarifa Regulada por Seguridad del STG esta expresado en USD/mil m³).</p> <p>Por tal razón, para la liquidación es necesario expresar lo recaudado y lo pagado en una sola unidad de moneda y con el tipo de cambio mensual correspondiente, de tal manera que no se perjudique a los Generadores por la diferencia en el tipo de cambio entre las monedas antes citadas.</p>
04	Artículo 1 de la Resolución N° 051-2015-OS/CD	<p>El valor del PPM fijado en el Cuadro 1 de la Resolución OSINERGMIN N° 051-2015-OS/CD, de 19.58 S/. /kW-mes, no ha sido calculado conforme el Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de la Potencia, ya que el tamaño de la unidad no corresponde a lo indicado en el numeral 6.3.2. del "Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia"</p> <p>Se solicita que se corrija dicho valor acorde con el procedimiento antes mencionado, utilizando un potencia estándar CE_{ISO} igual a 169.97 MW</p>	<p>En el numeral N.2 del Anexo N del Informe 0135-2015-GART que sustenta la resolución observada, se determina que la unidad de punta tiene una Capacidad Estándar (CE_{ISO}) igual a 158,74 MW. Este valor se calcula en el archivo Excel "Potencia_Punta_0515(PP).xls", a partir de un P_{EFMC}¹ de 185.1 MW que corresponde a la unidad TG8 de la Central Térmica Santa Rosa.</p> <p>Sin embargo, de acuerdo al "Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia", el P_{EFMC} debe ser la Potencia efectiva determinada por el COES-SINAC de la unidad turbogas de mayor capacidad que opera en el sistema.</p> <p>En ese sentido, la unidad turbogas que debe considerar OSINERGMIN es la TG1 de la CT. Santo Domingo de los Olleros, con lo cual P_{EFMC} resulta igual a 209.04 MW (potencia efectiva aprobada con carta COES/D/DP-1347-2013).</p> <p>De acuerdo a lo anterior, se debe modificar los límites para identificar las unidades con Capacidad Estándar. De este modo, no se debe incluir a la unidad TG del tipo M701DA y debe incluirse a la unidad del tipo GT13E2.</p>

¹ P_{EFMC} = Potencia efectiva determinada por el COES-SINAC de la unidad turbogas de mayor capacidad que opera en el sistema para el momento en que se presenta la propuesta.

			Al realizar el cálculo e incluir las unidades que entran en el rango, la CE_{ISO} resultane es 169.67 MW.
05	Artículo 1 de la Resolución N° 051-2015-OS/CD	El precio inicial de gas natural (PGNo) empleado en la fórmula de actualización de Tarifas en Barra (Nota 1) del cuadro No 7 del proyecto de Resolución), debe ser el mismo que se utiliza en la determinación de las Tarifas en Barras, es decir, el mismo que se emplea en los Precios de Licitación (si se emplea el PGN de diciembre-2014, el PGNo también debe corresponder a dicho mes).	<p>El objetivo de las fórmulas de actualización de los precios de energía contempladas en los contratos es transferir la variación de los indexadores. Siendo que para el caso específico del Precio de Gas Natural utilizado en la resolución observada para la Fijación de Tarifas en Barra, dicho precio (Gas Natural) no refleja la variación de las tarifas de Suministro y Distribución del Gas Natural que ha tenido este combustible desde diciembre 2014 hasta marzo 2015, generándose con ello una afectación a los generadores que utilizan Gas Natural como combustible, ya que no podrán recuperar los costos en los que incurren</p> <p>De esta forma, y con relación al valor del PGNo empleado en la fórmula de actualización, si se fija las Tarifas en Barra (energía) considerando el precio de Gas Natural correspondiente a diciembre-2014 y en la fórmula de actualización se toma el PGN correspondiente al mes de marzo-2015, se generará una incorrecta actualización de la Tarifa en Barra que impide a los generadores que utilizan Gas Natural como combustible para generar electricidad, recuperar los costos en los que incurren.</p>
06	Cuadro No. 4.13 del Informe N° 0135-2015-GART	No corresponde asignar Ingreso Tarifario (IT) al SVC-Cajamarca.	<p>De acuerdo con el numeral 4.6.2 del Informe N° 0135-2015-GART, el Ingreso Tarifario (en adelante, el "IT") sólo se asigna a líneas de transmisión y transformadores. Sin embargo, en el Cuadro No. 4.13 del Informe N° 0135-2015-GART que sustenta la resolución observada se asigna 611 USD/año como IT del SVC-Cajamarca.</p> <p>Asimismo, en el libro "Fita May 15 SINAC T.xls", se encontró que en la celda H41 de la hoja "IT_SPT", que corresponde al IT del SVC-Cajamarca, por error se agregó el IT de la Línea 220 kV Talara-Piura Oeste.</p> <p>Por lo indicado, el OSINERGMIN debe corregir el dato de la celda H41 de la hoja "IT_SPT" y dejar de asignar IT al SVC-Cajamarca.</p>
07	Cuadro No. 4.13 del Informe N° 0135-2015-GART	El OSINERGMIN debe recalcular el Ingreso Tarifario de la Línea 138 kV Tingo María-Huánuco (L-121) y el Ingreso Tarifario del Autotransformador 220/138 kV de la SE Tingo María, que se muestran en el Cuadro No. 4.13 del Informe N° 0135-2015-GART; toda vez que los mismos han sido calculados considerando precios en barra determinados con el modelo PERSEO que tiene una red de transmisión que presenta congestiones para algunas de las series hidrológicas.	En el numeral H.1 del Anexo H del Informe N° 0135-2015-GART que sustenta la resolución observada se indica que <u>"... es conveniente tener el listado de las capacidades reales de las líneas de transmisión y solo incrementar las mismas, en aplicación Decreto de Urgencia N° 049-2008, en aquellas que resulten congestionadas producto de optimización de la operación de las centrales de generación"</u> .

			<p>Sin embargo, en el archivo "Congessi.pro" del modelo PERSEO se observa que la Línea 138 kV Huánuco-Tingo María (L-121) opera congestionada en todas las hidrologías. Dichas congestiones provocan una mayor diferencia entre los costos marginales de las subestaciones Huánuco 138 kV, Tingo María 138 kV y Tingo María 220 kV. Como resultado, se tiene elevados montos de Ingreso Tarifario para la Línea 138 kV Huánuco-Tingo María (L-121) y el autotransformador 220/138 kV de la SE Tingo María, según se muestra en el Cuadro No. 4.13 del Informe N° 0135-2015-GART.</p> <p>Por lo tanto, de acuerdo a lo indicado en los párrafos anteriores, el OSINERGMIN debe recalcular los costos marginales (precios en barra) considerando en el archivo "SINAC.lin" una mayor capacidad para la Línea 138 kV Huánuco – Tingo María (L-121) y con estos nuevos precios (sin congestiones) determinar el Ingreso Tarifario que corresponde a la Línea 138 kV Huánuco Tingo María (L-121) y al auto-transformador 220/138 kV de la SE Tingo María.</p>
08	<p>Artículo 13° de la Resolución N° 051-2015-OS/CD</p>	<p>El Ingreso Tarifario de la Línea 220 kV Machupicchu-Abancay-Cotaruse se ha calculado con precios de barra determinados para un escenario cuando dicha línea se encuentra fuera de servicio.</p>	<p>Según el Cuadro No. 4.1 del Informe N° 0135-2015-GART que sustenta la resolución observada, la puesta en operación de la Línea 220 kV Machupicchu-Abancay-Cotaruse (en adelante, la "Línea") está prevista para el mes de setiembre de 2015.</p> <p>Por otro lado, en el archivo "IT&FP(Energia).xls" el cálculo del Ingreso Tarifario para todos los enlaces (Líneas y Transformadores) se realiza considerando los costos marginales (precios en barra) de abril 2014. Es decir, cuando la Línea aún no se encuentra en servicio.</p> <p>Así, resulta que el cálculo del Ingreso Tarifario se efectuó para un periodo con una elevada diferencia de precios en barra entre las subestaciones Cotaruse, Abancay y Machupicchu, debido a la configuración radial de la de transmisión que se presenta antes de la puesta en servicio de la Línea.</p> <p>Esta diferencia elevada de precios ocasiona que el Ingreso Tarifario sea mayor al que resultaría con costos marginales de un escenario con la Línea en servicio. Para evitar esta diferencia, se debe calcular el Ingreso Tarifario de la Línea considerando el precio en barra de las subestaciones Cotaruse 220 kV, Abancay 220 kV y Machupicchu 220 kV del mes de setiembre de 2015, es decir cuando la línea esté en servicio.</p> <p>Bajo la consideración anterior, solicitamos que se modifique el Ingreso Tarifario de la Línea de 408 816 a 12 775 USD/año.</p>