



CARGO DE DOCUMENTOS INGRESADOS

Número de Expediente 201200042160 **Fecha de Ingreso** 21/03/2012 **Hora** 5:13 PM
Tipo de Documento CARTA
Número de Documento 027-2012
Oficina de Destino GERENCIA ADJUNTA DE REGULACION TARIFARIA
Proceso GART - Documentos Varios
Remitente SUBCOMITE DE GENERADORES DEL COES
Dirección
Asunto REMITE LAS OPINIONES Y SUGERENCIAS AL PROYECTO DE RES. QUE FIJA PRECIOS EN BARRA PERIODO MAYO 2012 A ABRIL 2013
Observación ADJ. DOCUMENTACION

Nota Para un próximo trámite, recuerde señalar el número de expediente 201200042160

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Bernardo Monteagudo 222 - Magdalena del Mar Telf. 2193400

SGAINZA



SUBCOMITÉ DE GENERADORES DEL COES

Lima, 21 de marzo de 2012.

SCG-027-2012

Señor
Ing. Víctor Ormeño Salcedo
Gerente Adjunto de Regulación Tarifaria
OSINERGMIN
Av. Canadá N° 1460
San Borja.-

Asunto: Opiniones y Sugerencias al Proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra para el Período Mayo 2012 a Abril 2013

Referencia: Resolución N° 037-2012- OS/CD

De mi consideración:

Es grato dirigirme a usted, para remitirle adjunto las opiniones y sugerencias del Subcomité de Generadores al Proyecto de Resolución que fija los precios en Barra para el período comprendido entre mayo 2012 a abril 2013, publicado con la Resolución de la referencia.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente,


Juan Antonio Rozas
Representante del Subcomité de Generadores del COES

PRES	OSINERGMIN SAN ISIDRO RECIBIDO	GFM
CFGN		GART
GG		JARU
GFHL		OTROS
GFE		OR
21 MAR. 2012		
201200042160		14:13
REGISTRO		HORA
LA RECEPCIÓN DEL DOCUMENTO NO INDICA CONFORMIDAD		

OPINIONES Y SUGERENCIAS AL PROYECTO DE RESOLUCION QUE FIJA LOS PRECIOS EN BARRA PARA EL PERÍODO MAYO 2012 A ABRIL 2013

El presente documento contiene las Opiniones y Sugerencias del Subcomité de Generadores del COES (en adelante el "Subcomité") al Proyecto de Resolución que fija los precios en barra para el período mayo 2012 a abril 2013 publicada mediante Resolución N° 037-2012-OS/CD (en adelante la "Resolución").

1. PRECIO BASICO DE ENERGIA

1.1. Reducción de los Programas de Mantenimiento

En el anexo E del Informe N° 0081-2012-GART (en adelante el "Informe") que sustenta la Resolución, Osinergmin ha retirado diversas actividades de mantenimiento de unidades de generación consideradas en la propuesta del Subcomité.

Horas de Mantenimiento de unidades de generación

Unidad	OSINERGMIN					SUBCOMITE					%Diferencia
	2011	2012	2013	2014	Total	2011	2012	2013	2014	Total	
Huinco	0	383	96	120	599	0	383	168	240	791	-24%
Carhuaquero	152	408	68	136	764	152	408	640	760	1,960	-61%
Carhuaquero G4	192	264	48	408	912	192	264	408	408	1,272	-28%
Mantaro	404	323	22	28	777	404	323	547	137	1,411	-45%
Restitución	38	576	69	54	737	38	576	1545	450	2,609	-72%
Chimay	288	552	0	0	840	288	552	96	96	1,032	-19%
Chimbo	480	729	724	724	2,657	4221	729	0	0	4,950	-46%
PIU1-R6	792	840	888	888	3,408	4636	840	0	0	5,476	-38%
CHIC-R6	840	4464	960	960	7,224	4891	4464	0	0	9,355	-23%
CCtgvn3 s	528	1055	288	288	2,159	239	1055	408	772	2,474	-13%
CCtgvn3 c	0	0	0	0	-	0	0	240	772	1,012	-100%
CCtgvn4 c	0	0	0	0	-	0	0	408	772	1,180	-100%
TGagt1	24	48	24	690	786	22	48	695	240	1,005	-22%
TUMNU1	767	1098	288	72	2,225	1818	1098	0	0	2,916	-24%
TUMNU2	1055	1065	240	0	2,360	5588	1065	0	0	6,653	-65%
chil-2	0	0	0	0	-	551	0	168	336	1,055	-100%
chil-3	360	360	0	0	720	1392	360	168	336	2,256	-68%
Chilmd	408	444	0	0	852	1056	444	0	0	1,500	-43%
ilotv3	312	144	0	0	456	96	144	336	168	744	-39%
ilotv4	1270	936	0	0	2,206	2078	936	168	336	3,518	-37%
ilotg2	120	120	0	0	240	312	120	0	0	432	-44%
iltvc1	312	1713	0	336	2,361	648	1713	1366	288	4,015	-41%
Chilca-TG1	1032	288	0	0	1,320	1152	288	72	0	1,512	-13%
Pisco GN	0	360	0	0	360	36	360	0	168	564	-36%
Indepen GN	0	24	0	0	24	552	24	72	168	816	-97%
Chilca-TG3	1007	552	0	0	1,559	1281	552	0	0	1,833	-15%
TG-N Santa Rosa	432	0	0	0	432	0	0	772	72	844	-49%
Kallpa-TG3	0	696	0	0	696	312	696	0	0	1,008	-31%
TG-Flores	0	0	0	0	-	0	0	0	168	168	-100%
TOTAL					36,674					64,361	-43%

Tal como se muestra en el cuadro anterior, OSINERGMIN considera en promedio solamente el 57% de los mantenimientos proyectados por el Subcomité en las principales unidades de generación del SEIN, lo cual debe corregirse, por tener un impacto relevante sobre los resultados finales.

Específicamente, observamos lo siguiente:

Mantenimientos Ejecutados del año n-1 (2011)

OSINERGMIN argumenta que los mantenimientos que se ejecutaron durante el 2011 no reflejan la intención de la LCE, apoya su argumento en resoluciones anteriores dictaminadas sobre este tema, sin embargo el criterio de considerar mantenimientos no acorde con la realidad del año n-1 no es consistente con los criterios de: a) Considerar la demanda ejecutada del año n-1, b) El ingreso de unidades de generación y transmisión el año n-1, c) Los parámetros de las unidades de generación del año n-1, actuando discrecionalmente entre un criterio y otro.

Mantenimientos del período 2012 - 2014

Así también, sin mayor explicación, en los programas de mantenimientos se eliminan mantenimientos con el supuesto que no son actividades de mantenimiento rutinario.

En efecto, OSINERGMIN ha retirado una parte significativa de los mantenimientos de la CH Mantaro que es importante para asegurar la continuidad de la operación óptima del Complejo Mantaro. OSINERGMIN debe considerar las purgas rutinarias de la presa Tablachaca para los años 2013 y 2014 y no únicamente salidas aproximadas para lo acontecido en el 2011 y 2012. Así, para el periodo de estudio OSINERGMIN solamente incluyó 37 horas equivalentes de mantenimiento para el complejo Mantaro, lo cual significaría que la central de mayor capacidad del país solamente estaría indisponible un día y medio en dos años, por actividades de mantenimiento, lo cual es extremadamente optimista e improbable.

Se reitera que estos trabajos de mantenimiento informados a OSINERGMIN son programados todos los años tal es así que se encuentran también en los programas de mantenimiento mayor del COES - SINAC. Si eventualmente estos mantenimientos no se ejecutaron ha sido por falta de reserva operativa en el Sistema Eléctrico.

1.2. Determinación del Costo de Racionamiento

OSINERGMIN, mediante el Informe Técnico N° 010-2012-OEE/OS (en adelante el "Informe 010") describe la metodología empleada para la determinación del Costo de Racionamiento, cuyo cálculo, además de obviar el procedimiento definido en la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante la "LCE"), incorpora una metodología de cuestionable aplicación para el estudio y con notables errores en los criterios de ponderación.

1.2.1 Procedimiento de Cálculo

De acuerdo al Artículo N° 51 de la LCE: "...el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores, en la actividad que les corresponda, presentarán al OSINERG los correspondientes estudios técnico-económicos de las propuestas de Precios en Barra, que expliciten y justifiquen, entre otros aspectos, lo siguiente:

(...)

c) *Los costos de combustibles, Costos de Racionamiento y otros costos variables de operación pertinentes...* " (El subrayado es nuestro)

Es decir el Costo de Racionamiento, debe partir de una propuesta del Subcomité – como efectivamente se hizo- que deberá ser revisada, analizada y si corresponde, puede ser observada por OSINERGMIN en las respectivas etapas del proceso de fijación.

Sin embargo, el oficio N° 0432-2011-GART que contiene las observaciones de OSINERGMIN al Estudio Técnico Económico del Subcomité no hace observaciones a nuestra propuesta de costo de racionamiento de 250 US\$/MWh. Por el contrario, el Regulador desarrolla un estudio en forma independiente totalmente desligado de la propuesta del Subcomité incumpliendo con el procedimiento establecido por la LCE.

1.2.2 Representatividad del Costo de Racionamiento

El Anexo de la LCE define el costo de Racionamiento como "... el costo promedio incurrido por los usuarios, al no disponer energía, y tener que obtenerla de fuentes alternativas. Este costo se calculará como valor único y será representativo de los déficit más frecuentes que puedan presentarse en el sistema eléctrico." (el subrayado es nuestro).

De acuerdo a la definición, el Costo de Racionamiento debería representar las situaciones de déficit más frecuentes del SEIN, los cuáles estadísticamente se presentan en su mayoría en los clientes Libres debido a que el marco normativo vigente establece un orden de prioridad en el corte por racionamiento.

Así, en situaciones de déficit, las cargas de los clientes libres son las primeras en ser racionadas, convirtiéndose en las más frecuentes y constituyéndose por lo tanto en representativas. Por ello, el costo incurrido por los Clientes Libres para autogenerar energía eléctrica debería primar para la determinación del Costo de Racionamiento. Este costo es determinado en la sección 6.3 del Informe 010 en 245.52 US\$/MWh y es consistente con el monto consignado en la propuesta del Subcomité (250 US\$/MWh).

No obstante OSINERGMIN recurre a criterios de ponderación basados en los consumos de electricidad contenidos en el cuadro N°6 del Informe 010, el cual se muestra continuación:

Cuadro N° 6. Costo de Racionamiento del Sector Eléctrico Peruano

Usuario	Nivel Tarifario	Consumo de electricidad (GWh 2010)	Costo de racionamiento (US\$/MWh)	Porcentaje de Consumo	Promedio Ponderado (US\$/MWh)
Residencial	BT5B	7,033.97	777.47	25.5%	198.60
Industria y Comercio	BT	1,531.97	1,624.08	5.6%	90.36
	MT	5,834.45	1,604.23	21.2%	339.91
Clientes Libres		13,135.55	245.52	47.7%	117.12
				Promedio Ponderado	745.99

Bajo este criterio, evidentemente los usuarios regulados tendrán una participación muy alta debido al consumo de electricidad (52.3%). Sin embargo, esto es contrario a la definición de representatividad tratada previamente.

Pues aún cuando se persista en emplear los costos obtenidos en el cuadro anterior, el promedio ponderado no debe basarse en el consumo de energía, sino en la **energía no suministrada**. Bajo este parámetro, los Clientes Libres tendrían la mayoría de la participación en el Promedio Ponderado del cálculo del Costo de Racionamiento, dado la frecuencia de la interrupción de su suministro y la duración de los mismos. Los clientes regulados (residenciales e industriales) no tienen prioridad de racionamiento en caso de déficit.

1.2.3 Calidad de la información obtenida en las Encuestas

El estudio no muestra un análisis de la objetividad de las respuestas de los usuarios encuestados en relación a lo que estarían dispuestos a pagar.

Para el caso de los usuarios residenciales, este problema se agrava por un escaso conocimiento del poblador común acerca de los costos asociados a la autogeneración y su poca capacidad de dimensionar sus verdaderos requerimientos de suministro energético, pues no forma parte de su quehacer habitual. Resulta inconsistente que si el usuario común se opone a incrementos de 5% en las tarifas, si esté dispuesto a pagar 777.47 US\$/MWh por otra fuente alternativa.

Para el caso de los usuarios industriales, éstos asocian los cortes de suministro a los perjuicios que pudieran causar en sus procesos productivos. Por lo tanto tienen expectativas de compensación económica y la agregan a sus costos declarados, tal como lo reconoce el Informe 010 en su sección 6.2. Esta situación se aleja completamente del significado del Costo de Racionamiento el cual se relaciona al costo de generación alternativa, que en ninguna situación alcanzaría el valor de 1,624 US\$/MWh con las tecnologías disponibles.

En consecuencia, estos valores no deberían ser considerados para calcular el Costo de Racionamiento.

1.2.4 Intervención del Mercado

El marco normativo actual establece condiciones ideales para la programación del Despacho del COES, obteniéndose Costos Marginales Idealizados, que de ninguna manera reflejan el Costo Marginal de una unidad térmica cuyo costo de operación supere al límite establecido por la DGE-MEM. En contradicción a las políticas vigentes, el Regulador pretende establecer un Costo de Racionamiento que no interioriza las condiciones actuales del mercado y desarrolla un proceso totalmente ajeno al hecho de que el resto de la operación se calcule, determine y valore bajo condiciones ideales.

2. PRECIO BASICO DE POTENCIA

Respecto del PBP determinado por el OSINERMIN (anexo N.1.2) se tienen las siguientes opiniones y sugerencias:

2.1 Costo de Conexión

En los Módulos Estándares del 2011 (MOD_INV_2011) y del 2012 (MOD_INV_2012) el OSINERMIN considera 2 seccionadores de línea para el Modulo Estándar de Celda, como se aprecia a continuación:

COSTO MÓDULO ESTÁNDAR DE SUBESTACIONES			
1. 0	EQUIPOS PRINCIPALES		
1. 2	Seccionador de línea, 220 kV, 1050 KVp (BIL), 2000 A, incluye estructura soporte	UND	1
1. 3	Seccionador de barra, 220 kV, 1050 KVp (BIL), 2000 A, incluye estructura soporte	UND	1
1. 4	Transformador de corriente, 220 kV, 1050 KVp (BIL), 1600-2000/1/1/1A, 2x30 VA - 5P20, 30 VA - CI 0,2, incluye estructura soporte	UND	3
1. 5	Transformador de tensión capacitivo, 220 kV, 1050 KVp (BIL), 220/V3 / 0,1/V3 0,1/V3 kV, 30 VA - 3P, 30 VA - CI 0,2, incluye estructura soporte	UND	3

Se sugiere que OSINERMIN considere en los costos de conexión los dos seccionadores en lugar de solo uno.

2.2 Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento:

a) Costo Fijo de Personal y Otros.

OSINERMIN debe considerar la actualización de este rubro debido a que en las tres últimas Regulaciones Tarifarias no se actualizaron estos costos.

Como no se cuenta con la información documentada para la actualización de presente rubro, sugerimos hacer uso del Factor de Ajuste en Moneda Nacional, en concordancia con la actualización de otros rubros que forman parte de la Central y la Conexión. La causal de sugerir la actualización por Factor de Ajuste en Moneda Nacional, se debe primordialmente a que la remuneración para la operación de la central es en moneda nacional (Nuevo Sol).

Lima, 21 de marzo de 2012