

**SUB COMITÉ DE GENERADORES DEL COES**

**ESTUDIO TECNICO ECONOMICO  
DE DETERMINACION DE PRECIOS DE POTENCIA  
Y ENERGIA EN BARRAS PARA LA FIJACION  
TARIFARIA DE MAYO DE 2013**

**ABSOLUCIÓN DE OBSERVACIONES**

**VOLUMEN I**

**29 de Enero de 2013**

OSINERGMIN  
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria  
RECIBIDO *[Signature]*  
30 ENE 2013  
0979 2012-511  
TRAMITE : EXPEDIENTE  
LA RECEPCION DEL DOCUMENTO  
NO INDICA CONFORMIDAD

## Contenido

<b>INTRODUCCION .....</b>	<b>5</b>
<b>CONSIDERACIÓN GENERAL .....</b>	<b>5</b>
<b>CONSIDERACIONES GENERALES .....</b>	<b>5</b>
<b>PROYECCIÓN DE LA DEMANDA .....</b>	<b>6</b>
<b>1 MODELO DE PROYECCIÓN: .....</b>	<b>6</b>
1.1 Modelo Econométrico utilizado en el Estudio:.....	6
<b>2 REVISIÓN DE DATOS DEL MODELO DE PROYECCIÓN:.....</b>	<b>7</b>
2.1 Con relación al PBI .....	7
2.2 Con relación a la Población .....	7
2.3 Con relación a la Tarifa del Año 2012 .....	8
2.4 Con relación a la Participación de las Ventas por Nivel de Tensión .....	8
2.5 Con relación a los factores de distribución de la demanda a Nivel de Barras .....	9
<b>3 PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN .....</b>	<b>9</b>
<b>4 PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN: .....</b>	<b>9</b>
<b>5 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE CARGAS INCORPORADAS Y CARGAS ESPECIALES .....</b>	<b>10</b>
5.1 Observación General:.....	10
5.2 Observaciones Específicas:.....	11
<b>CENTRALES EXISTENTES Y PROGRAMA DE OBRAS.....</b>	<b>15</b>
<b>6 EVALUACIÓN DE LA CARTERA DE PROYECTOS DE LOS INTEGRANTES DEL COES-SINAC.....</b>	<b>15</b>
6.1 Observación General:.....	15
6.2 Observaciones Específicas .....	16
6.2.1 Segunda Etapa de la Central Hidroeléctrica Machupicchu: .....	16
6.2.2 Central Termoeléctrica de Reserva de Planta Talara: .....	17
6.2.3 Central Termoeléctrica de Reserva de Planta ILO:.....	17
<b>7 EVALUACIÓN DE LA CARTERA DE PROYECTOS DE LOS NO INTEGRANTES DEL COES-SINAC... 17</b>	<b>17</b>
7.1 Central Termoeléctrica Nueva Esperanza:.....	17
7.2 Central Hidroeléctrica Huanza:.....	18
7.3 Ciclo Combinado de C.T. Fénix: .....	18
7.4 Central Termoeléctrica Santo Domingo de Oñeros: .....	18
7.5 Central Termoeléctrica de Reserva de Planta Eten: .....	19
7.6 Central Hidroeléctrica Santa Teresa: .....	19
7.7 Central Hidroeléctrica Marañón: .....	19
<b>8 PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN .....</b>	<b>20</b>
<b>COSTOS VARIABLES DE CENTRALES TÉRMICAS.....</b>	<b>21</b>
<b>9 COSTOS VARIABLES COMBUSTIBLES: .....</b>	<b>21</b>
<b>10 TASA DE GASTOS FINANCIEROS POR STOCK DE COMBUSTIBLES: .....</b>	<b>21</b>
<b>11 CONSUMOS DE GAS NATURAL:.....</b>	<b>22</b>
<b>12 ACTUALIZACION DE PRECIOS DE GAS NATURAL: .....</b>	<b>22</b>

<b>13 MODIFICACIONES DE POTENCIA EFECTIVA Y CONSUMOS ESPECIFICOS:</b> .....	<b>22</b>
<b>14 MODIFICACIÓN DE PODERES CALORÍFICOS:</b> .....	<b>24</b>
<b>15 COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE (CVNC)</b> .....	<b>24</b>
15.1 Empleo de Procedimientos COES: .....	24
<b>PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA</b> .....	<b>25</b>
<b>16 MODIFICACIÓN EN LOS ARCHIVOS DE DATOS DEL MODELO PERSEO</b> .....	<b>25</b>
16.1 Ejecutable utilizado en la simulación:.....	25
16.2 Archivo GTT:.....	25
16.3 Archivo CHH: .....	26
16.4 Archivo HID: .....	27
16.5 Archivo MAN: .....	27
16.6 Archivo TRY: .....	28
16.7 Archivo LIN: .....	28
<b>17 REPRESENTACIÓN DE CONGESTIÓN EN EL DUCTO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL DE CAMISEA</b> .....	<b>28</b>
<b>18 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO MAYOR DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS Y TERMOELÉCTRICAS:</b> .....	<b>29</b>
18.1 Evaluación de las Actividades de Mantenimiento Propuestas para las centrales hidroeléctricas para los años comprendidos entre el 2014 y el 2015 .....	30
<b>19 MODIFICACIÓN DE SERIES HIDROLÓGICAS:</b> .....	<b>31</b>
19.1 Observaciones al “Estudio Hidrológico de la Cuenca del río San Miguel – Central Hidroeléctrica Pías 1, Julio 2012”. AGUA Y ENERGIA PERU S.A. ....	31
19.2 Observaciones al estudio “Naturalización de Caudales de Ingreso de la Laguna Aricota 2011”, EGESUR S.A. ....	32
19.3 Observaciones al “Estudio Hidrológico de los Ríos Santa y Chancay: Centrales Hidroeléctricas de Cañón del pato y Carhuaquero”, EGENOR S.A .....	32
19.4 Observaciones al “Estudio Hidrológico del Sistema Hídrico de la C.H. Yuncan 2011”, ENERSUR S.A. ....	33
19.5 Estudio hidrológico faltante: .....	34
<b>20 MODIFICACIÓN DE CAPACIDAD DE LINEAS DE TRANSMISION:</b> .....	<b>34</b>
<b>PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA</b> .....	<b>35</b>
<b>21 OBSERVACIÓN GENERAL:</b> .....	<b>35</b>
<b>22 OBSERVACIONES ESPECÍFICAS:</b> .....	<b>35</b>
22.1 Costos de Inversión: .....	35
22.1.1 Respecto a los Costos de la Central Termoeléctrica: .....	36
22.1.2 Respecto al Precio y Capacidad Estándar de la Central Termoeléctrica de Punta 36	
22.1.3 Respecto a los Costos de Conexión Eléctrica .....	36
22.1.4 Respecto a los Costos Totales de Central Termoeléctrica y Conexión Eléctrica ....	37
22.2 Costo Fijo de Operación y Mantenimiento:.....	38

22.3 Tasa de interés durante la construcción.....	38
<b>FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES .....</b>	<b>39</b>
<b>23 FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES DE ENERGÍA: .....</b>	<b>39</b>
<b>FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN .....</b>	<b>39</b>
<b>24 FÓRMULA DE ACTUALIZACIÓN DE LOS PRECIOS BÁSICOS DE ENERGÍA Y POTENCIA .....</b>	<b>39</b>
<b>ANEXO .....</b>	<b>40</b>

## INTRODUCCION

De acuerdo al procedimiento de la fijación tarifaria Mayo 2013, el OSINERGMIN con oficio N° 0957-2012-GART, de fecha 28 de diciembre de 2012, hizo llegar al Subcomité de Generadores el informe N° 0609-2012-GART conteniendo las observaciones al Estudio Técnico Económico que el referido subcomité presentó para la mencionada fijación tarifaria.

El presente documento (Volumen I) contiene las respuestas a las observaciones formuladas.

Como consecuencia de la absolución de las observaciones, a la actualización de información y consiguientes nuevos cálculos se han obtenido nuevos resultados los cuales se presentan en un informe complementario al presente (Volumen II).

## CONSIDERACIÓN GENERAL

De acuerdo con el artículo 47 inciso b) del Decreto Ley 25844 "Ley de Concesiones Eléctricas" y en concordancia con la Ley 28447 "Ley que modifica el Decreto Ley 25844" se establece:

Que el periodo de estudio de la proyección de demanda comprenderá los próximos veinticuatro (24) meses y los doce (12) meses anteriores al 31 de marzo de cada año.

Por lo expuesto anteriormente el periodo de estudio para la Fijación de Tarifas en Barra Mayo 2013 comprende los meses entre Mayo 2012 y Abril 2015. Cabe recalcar que este fue el periodo que se tomó en cuenta para la evaluación de los diferentes proyectos ya sean de oferta o demanda.

En relación a la fuente información, ha considerado información proporcionada por el COES para la potencia efectiva, consumos específicos, costos variables no combustibles.

## CONSIDERACIONES GENERALES

En el Estudio se tiene algunas diferencias entre la información que se presenta en la versión impresa, con respecto a la información magnética que acompaña, siendo las más resaltantes las siguientes:

- Las potencias consignadas para los proyectos de generación no coinciden con los valores incluidos en los archivos del modelo PERSEO, así como con los que figuran en las concesiones o autorizaciones de generación respectiva.
- Los resultados del modelo PERSEO presentados en el Estudio, no han podido ser validados, debido a que los archivos de entrada que presentan de este modelo tienen problemas para correr con la versión del PERSEO vigente.
- Los archivos comunes para la propuesta del SUBCOMITE y del Subcomité de Transmisores del COES, son diferentes. Así por ejemplo el archivo de ingreso tarifario de energía que se obtiene como resultado del modelo PERSEO, no

coincide con los considerados por el Subcomité de Transmisores en el cálculo del peaje de transmisión.

En este sentido, con la finalidad de tener una congruencia en la propuesta presentada por el SUBCOMITE, se debe verificar que la información que se presenta en el Estudio sea coherente con la información magnética que se adjunta; en consecuencia, corresponde efectuar las correcciones que sean pertinentes.

#### **Respuesta.-**

- *Se ha revisado los casos en los cuales difieren las potencias y de ser el caso se ha actualizado en el informe.*
- *Se ha actualizado, revisado y validado los archivos para su simulación en la versión Perseo vigente.*
- *Se coordinó con el SubComité de Transmisores, para la utilización de los mismos archivos.*

## **PROYECCIÓN DE LA DEMANDA**

### **1 MODELO DE PROYECCIÓN:**

#### **1.1 Modelo Econométrico utilizado en el Estudio:**

El SUBCOMITE ha procedido a realizar una proyección econométrica de un componente de la demanda de la siguiente forma: i) proyectar la demanda de los meses de octubre, noviembre y diciembre del año 2012 en base a un modelo ARIMA, y, ii) realizar las proyecciones para los años 2013–2015 utilizando las tasas de crecimiento obtenidas del Modelo de Corrección de Errores (MCE) aprobado para su aplicación a partir de la regulación de mayo de 2006.

Al respecto, se debe manifestar que dado que la demanda del año 2012 corresponde a demanda histórica, no es necesario aplicar modelo econométrico alguno para efectos de lo dispuesto en el Artículo 47° de la LCE<sup>4</sup>; y en este sentido, se entiende que el contenido de la propuesta del SUBCOMITE de utilizar un modelo ARIMA para “proyectar” dicho año responde al hecho de que su propuesta se presentó aproximadamente tres (3) meses antes de que finalice el presente año. Por tanto, el SUBCOMITE deberá considerar en su propuesta tarifaria definitiva la demanda histórica real y ejecutada en el año 2012 y no la obtenida del modelo ARIMA contenido en su propuesta.

Asimismo, en el MCE se debe tomar como información histórica los datos de los años 1981 a 2012 y no solamente de los años 1981 a 2011, como se ha considerado en su propuesta de demanda. Esto debido a que la información del año 2012 (PBI, Ventas y Tarifas) deberá corresponder a datos históricos reales disponibles al momento de la fijación de los Precios en Barra.

#### **Respuesta.-**

*Efectivamente, el uso del modelo ARIMA se debe a lo indicado por el OSINERGMIN y en esta etapa la propuesta tarifaria se considera la demanda histórica real y ejecutada en el año 2012.*

*En cuanto a la información histórica, se está considerando la información histórica disponible del 1981 al 2012.*

## 2 REVISIÓN DE DATOS DEL MODELO DE PROYECCIÓN:

El SUBCOMITE deberá estimar nuevamente la proyección de demanda, considerando las siguientes observaciones.

### 2.1 Con relación al PBI

Para los años 2012, 2013 y 2014, el SUBCOMITE ha tomado la proyección del crecimiento del PBI del Reporte de Inflación elaborado por el Banco Central Reserva del Perú (BCRP) en el mes de junio de 2012; dado que los supuestos del comportamiento de la economía local y mundial van cambiando periódicamente, corresponderá actualizar las proyecciones de PBI en base a los informes más recientes del BCRP, como es el Reporte de Inflación del mes de diciembre 2012.

De otro lado, para el año 2015, el SUBCOMITE ha tomado la proyección del crecimiento del PBI igual a la del año 2014, al no tener otra referencia. En este caso, también se deberá actualizar esta proyección de acuerdo con los informes más recientes del BCRP.

Por lo expuesto, el SUBCOMITE deberá tomar la información de la referida publicación para la proyección del PBI de los años 2012 a 2015.

#### **Respuesta.-**

*Efectivamente, el uso del modelo ARIMA se debe a lo indicado por el OSINERGMIN y en esta etapa la propuesta tarifaria actualiza PBI con la publicación del Reporte de Inflación del mes de diciembre 2012-Sección de analistas, conforme se muestra en el siguiente cuadro.*

2012	2013	2014	2015
6.2	6.0	6.0	6.0

### 2.2 Con relación a la Población

El SUBCOMITE debe considerar las proyecciones de crecimiento de la población no mediante supuestos (pues aplica una tasa de 1,33% durante el periodo de evaluación) sino recabando la información de aquellas entidades, como el INEI, que efectúan este tipo de estimaciones.

Asimismo, el SUBCOMITE indica que tanto para la información histórica como para la estimación 2012-2015 se excluye al departamento de Tumbes debido a que la demanda asociada a dicho departamento se representa de manera externa al modelo como carga incorporada. Bajo ese mismo criterio la población asociada a los departamentos de Madre de Dios (Puerto Maldonado), Loreto

(Yurimaguas), San Martín (Tarapoto-Moyobamba- Bellavista), Lambayeque (Cutervo) y Piura (Talara), cuyas demandas son consideradas como cargas incorporadas en el modelo, también debieron haber sido excluidas. En este sentido, el SUBCOMITE debe aclarar este punto.

#### **Respuesta.-**

*Se desconoce la metodología y mucho menos la fuente información utilizada por el Osinergmin, para la determinación de la población total excluyendo los departamentos ya mencionados.*

*Por otro lado, el Subcomité ha realizado un ajuste a las poblaciones censadas de acuerdo al INEI, conforme se adjuntó en la propuesta en el anexo B en la carpeta: B2 Proyección de la Demanda representación por barras\Fuentes.*

*En este archivo se podrá observar que la tasa de crecimiento estimada no concuerda con la utilizada por el Osinergmin, es más, al excluir las poblaciones de los departamentos ya mencionados, la tasa de crecimiento debió ser mayor.*

*Por lo que, el Subcomité se limitó a utilizar la población que fue utilizado en la fijación del 2012 y sólo consideró que la tasa de crecimiento no debe encontrarse por debajo de 1.3% por cuanto en realidad es mayor. Es decir en ningún momento se consideró la población mencionada en la observación, sólo se mantuvo la tasa de crecimiento.*

*El Subcomité solicita al Osinergmin publicar la forma como se ha determinado o se determina la población y como se viene actualizando las tasas de crecimientos.*

### **2.3 Con relación a la Tarifa del Año 2012**

Se deberá actualizar el valor de la tarifa promedio considerada en el Estudio para el año 2012 y siguientes (8,91 ctvs US\$/kWh), considerando el informe "Procesamiento y Análisis de la Información Comercial de las Empresas de Electricidad al Cuarto Trimestre de 2012", que publicará OSINERGMIN en su página Web en los primeros meses del año 2013.

#### **Respuesta.-**

*El Subcomité está de acuerdo con el OSINERGMIN sobre actualizar el precio indicado en cuanto se disponga el referido informe, que deberá ser emitido por el OSINERGMIN, lo que no ha ocurrido a la fecha de presentación del presente informe.*

### **2.4 Con relación a la Participación de las Ventas por Nivel de Tensión**

Se deberán modificar los factores a utilizar en la estimación de las ventas de los distribuidores en AT y MAT, las pérdidas por transmisión, el porcentaje de consumo propio de las centrales, las pérdidas de distribución y las de subtransmisión; así como, las ventas correspondientes a las cargas incorporadas y especiales para el año 2012, considerando el informe "Procesamiento y Análisis de la Información Comercial de las Empresas de

Electricidad al Cuarto Trimestre de 2012", que publicará OSINERGMIN en su página Web.

**Respuesta.-**

*A la fecha de la elaboración del Estudio se utilizó la mejor información disponible.*

*El Subcomité está de acuerdo, que se deberán modificar los factores a usar en la estimación de las ventas de los distribuidores en AT y MAT, las pérdidas por transmisión, distribución, porcentajes de consumo propio así como las ventas de las cargas incorporadas y especiales para el año 2012 considerando el referido informe en cuanto se encuentre disponible.*

## **2.5 Con relación a los factores de distribución de la demanda a Nivel de Barras**

El SUBCOMITE manifiesta que en lo referente a la demanda residual vegetativa por barras ha utilizado la información de transferencia del COES del año 2009. En este sentido, se deberá actualizar estos valores considerando informes de transferencia de los años recientes.

**Respuesta.-**

*El Subcomité está de acuerdo con el OSINERGMIN sobre actualizar la información de transferencias, en este sentido adjunta la información proporcionada por el COES para dicho fin, esta información no fue procesada por el SUBCOMITE, debido a los plazos cortos para evaluar las observación, sin embargo, se alcanza esta información íntegramente para que el Osinergmin lo incorpore en las siguientes etapas del estudio.*

## **3 PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN**

El SUBCOMITE deberá revisar el valor propuesto por pérdidas de transmisión, como consecuencia de las correcciones que impliquen, en el modelo de demanda del Estudio, la incorporación de las observaciones anteriores; en virtud de que las pérdidas de energía en el sistema de transmisión resultan de la diferencia entre las ventas medidas y la producción del sistema.

**Respuesta.-**

*El Subcomité ha procedido con la actualización respectiva de acuerdo a la nueva información disponible y los cálculos correspondientes, estos se encuentran en el libro "Proyección SIDEC" del archivo "Modelo demanda.xls".*

## **4 PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN:**

Los porcentajes de pérdidas de distribución para los años del 2012 al 2015 se han estimado en base a una tendencia lineal considerando los valores históricos de los últimos once años (2001-2011). Al respecto, se recomienda que, para fines de una mejor predicción, el tamaño de la serie considere, además, la pérdida de distribución real del año 2012.

**Respuesta.-**

*El Subcomité ha procedido con la actualización respectiva de acuerdo a la nueva información disponible y los cálculos correspondientes, estos se encuentran en el libro "Proyección SIDEC" del archivo "Modelo demanda.xls".*

*Debemos precisar que a la fecha, la información para determinar el nivel de pérdidas de distribución del año 2012 no ha sido publicada oficialmente por el OSINERGMIN, consideramos que deberá ser actualizada cuando se disponga de dicha información.*

## **5 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE CARGAS INCORPORADAS Y CARGAS ESPECIALES**

### **5.1 Observación General:**

Como observación general en este punto, es necesario que el SUBCOMITE solicite información actualizada de los proyectos mineros que se encuentran en desarrollo, a las empresas que están a cargo de los mismos, no limitándose únicamente a pedir información a los integrantes del COES-SINAC.

En este sentido, se deberá solicitar información acerca del estado de avance del proyecto (p.ej. estudio de ingeniería, financiamiento, construcción y producción), de los permisos necesarios para su puesta en operación (Impacto Ambiental para Explotación y Beneficio Minero, Convenio de Estabilidad Jurídica, Concesión de Beneficio, Concesión de Transporte Minero y Labor General, Autorización de Uso Minero o Servidumbre, Contrato de Estabilidad Tributaria, Certificado de Operación Minera, Autorización de Uso de Agua, Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos, Concesión de Transmisión Eléctrica, Licencia Municipal de Construcción, Autorización de Vertimientos, etc.), características técnicas, fuente de suministro eléctrico (contratada o no), factores que favorecen y desfavorecen la ejecución del proyecto, etapa de desarrollo, tipo de yacimiento, producción, reservas, entre otros.

**Respuesta.-**

*El Subcomité de Generadores no se ha limitado a solicitar información de proyectos mineros solo a integrantes del COES-SINAC, de ser así no se hubiese presentado nuevos proyectos mineros como son Shahuindo y Quellaveco, en su oportunidad se envió carta a mineras que contaban con compromiso de inversión para el periodo de estudio. Debemos precisar que en algunos casos por política de confidencialidad las empresas no emiten respuesta a las cartas.*

*Por otro lado, el subcomité utiliza los formatos de información, que son adjuntados en el informe del volumen II, que solicita la información mínima necesaria, estos formatos, luego son utilizados también por el Osinergmin para información complementaria, entendemos entonces que el segundo párrafo de la observación es correctamente atendida con el uso de estos formatos.*

*En la presente etapa del estudio, se ha reiterado con las solicitudes de información así como se ha enviado a nuevos proyectos como se muestra en el siguiente cuadro resumen.*

N° Carta	Compañía	Proyecto	Respuesta
SCG_005_2013	MINERA BARRICK	PROYECTO LAGUNA NORTE	NO
SCG_006_2013	COMPAÑÍA DE MINAS BUENAVENTURA	PROYECTO MALLAY Y BREAPAMPA	SI
SCG_007_2013	MINSUR S.A.	PROYECTO PUCAMARCA	SI
SCG_008_2013	HUBBAY MINERALS	MINA CONSTANCIA	SI
SCG_009_2013	COMPAÑÍA MINERA ALPAMARCA	PROYECTO MINERO	NO
SCG_010_2013	COMPAÑÍA MINERA ARES	AMPLIACION DE LA PLANTA DORE	SI
SCG_011_2013	SOCIEDAD MINERA CORONA S.A.	PROYECTO MINERO	NO
SCG_012_2013	VOLCAN COMPAÑÍA MINERA S.A.A.	PROYECTO MINERO	NO
SCG_013_2013	MINERA MISKIMAYO	PROYECTOS BAYOVAR	SI
SCG_014_2013	CANTERAS HALLAZGO	PROYECTOS CHUCAPACA	NO
SCG_015_2013	INVICTA MINIG CORP S.A.C.	PROYECTO MINERO	NO

Las cartas enviadas se adjuntan en el anexo.

## 5.2 Observaciones Específicas:

Una vez verificada la presentación del sustento requerido en la Observación General, el SUBCOMITE deberá absolver, adicionalmente, las siguientes observaciones específicas:

- Con relación a los proyectos de Expansión de la concentradora Cuajone, concentradora Toquepala, Planta Electrolítica de la refinera de Cobre y Fundición de Ilo, Proyecto Tía María y concentradora Los Chancas de Southern Perú, así como los proyectos Constancia, Minas Conga y Minera El Brocal no se ha presentado el sustento de sus proyecciones de cargas, dado que el SUBCOMITE solamente se ha limitado a considerar la información proporcionada en la fijación anterior.

### Respuesta.-

*Se han actualizado con la mejor información disponible, en el caso de los proyectos de Southern, se ha utilizado la carta del 4 de Setiembre dirigida al COES.*

*En el caso del proyecto Conga, este informa que no ingresará en el periodo de estudio y en el caso de la Minera el Brocal, no se cuenta con mayor información por lo que se mantiene la propuesta inicial.*

- Con relación al proyecto Conga de la empresa Yanacocha, el SUBCOMITE ha considerado el ingreso del Proyecto en el año 2013; sin embargo es conocido que debido a los conflictos sociales ocurridos en la zona, la empresa Yanacocha tomó la decisión de suspender dicho proyecto e incluso en el portal del Ministerio de Energía y Minas ("Cartera estimada de Proyectos Mineros"7) se tiene previsto para el año 2017 como fecha de inicio de operaciones. En ese sentido, corresponde solicitar nuevamente la ficha del Proyecto Conga y con ello confirmar si la fecha de entrada del mismo es en el 2013 o queda fuera del periodo de estudio.

**Respuesta.-**

*Se recibió correo electrónico que sustenta su ingreso fuera del periodo de estudio, por lo tanto no se incluye en el estudio.*

- Con relación al proyecto Tía María de la empresa Southern Perú, el SUBCOMITE ha considerado el ingreso del Proyecto en el año 2013; sin embargo es conocido que debido a los conflictos sociales ocurridos en la zona, la empresa Southern Perú tomó la decisión de revisar el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del proyecto, por lo que de acuerdo con el portal del Ministerio de Energía y Minas ("Cartera estimada de Proyectos Mineros") se tiene previsto para el año 2015 como fecha de inicio de operaciones. En ese sentido, corresponde solicitar nuevamente la ficha del Proyecto Tía María y con ello confirmar si la fecha de entrada del mismo es en el 2013.

**Respuesta.-**

*No se obtuvo respuesta a la carta enviada y se actualiza con la carta que envió la empresa al COES el 4 de Setiembre de 2012 para el Plan de Transmisión.*

- Con relación al proyecto Las Bambas, según consta en el folio 10 del Estudio, el SUBCOMITE ha considerado una demanda de 98 GWh para el año 2013 cuando según lo declarado por la minera Xstrata, y que consta en el folio 122, tiene prevista una demanda de 16,29 GWh para el mismo año. En este sentido, se deberá revisar los valores considerados en la proyección de la demanda de energía de dicho proyecto, así como consultar a la empresa sobre los riesgos de demora en el desarrollo del mismo debido a los problemas el proyecto de transmisión Cotaruse – Machupicchu.

**Respuesta.-**

*La metodología de la determinación de la energía de los proyectos, contempla el uso de la potencia, la probabilidad y el factor de carga. Se ha corregido el informe. No corresponde al Subcomité realizar un análisis de riesgos de demora en el desarrollo cada proyecto.*

- Con relación al proyecto Shahuindo, según consta en el folio 113 del Estudio, la minera Sulliden ha declarado un factor de carga de 90%; sin embargo, en la hoja de cálculo "Modelo Demanda.xls" el SUBCOMITE ha

considerado un valor de 95%. En este sentido, corresponde corregir o aclarar dicha diferencia.

**Respuesta.-**

*Se ha corregido conforme a la observación.*

- Con relación al proyecto de expansión "Concentradora Cerro Verde 2", según consta en el folio 119 del Estudio, la minera CERRO VERDE ha declarado una potencia base de 112 MW para el año 2015; sin embargo, según consta en el folio 80 el SUBCOMITE ha considerado un valor de 122 MW. En este sentido, corresponde corregir o aclarar dicha diferencia.

**Respuesta.-**

*Se ha corregido conforme a la observación.*

- Asimismo, corresponde solicitar información de avances a los proyectos que acorde a la "Cartera estimada de Proyectos Mineros" presentado por el MINEM cuentan con sus Estudios de Impacto Ambiental (EIA) aprobados y cuyo probable inicio operaciones se encuentre dentro del periodo 2013 - 2015:
  - ✓ Proyecto de Ampliación Lagunas Norte
  - ✓ Proyecto Invicta
  - ✓ Proyecto Mallay
  - ✓ Proyecto Marcobre (Mina Justa)
  - ✓ Proyecto Pucamarca
  - ✓ Proyecto Breapampa
  - ✓ Proyecto Alpamarca – Rio Pallanga

**Respuesta.-**

*Se ha reiterado cartas a algunos proyectos, así mismo a los nuevos proyectos identificados. En caso correspondan, estos fueron considerados en el modelo de demanda.*

- Con relación al proyecto Chucapaca acorde a lo señalado en la "Cartera estimada de Proyectos Mineros" presentada por el MINEM, aún se encuentra en etapa de exploración y no cuenta con un EIA aprobado, por lo que el SUBCOMITE debería reconsiderar el ingreso de dicha carga en el horizonte de estudio.

**Respuesta.-**

*Se ha retirado carta a la empresa (carta SCG\_014\_2013) y a la fecha no se cuenta con repuesta, así que se mantiene de acuerdo a la carta inicial, debido a que es la única información disponible.*

- Con relación a las cargas especiales, se deberá presentar el sustento del porqué el SUBCOMITE se ha limitado a considerar la información proporcionada en la fijación anterior:
  - ✓ Southern Perú
  - ✓ Cerro Verde
  - ✓ Callalli (CONENHUA)
  - ✓ Cerro Corona

✓ Bayóvar

**Respuesta.-**

*En el caso de Southern se haciendo uso de la carta del 4 de Setiembre de 2012 enviada hacia el COES para la actualización del Plan de Transmisión.*

*Par el caso de Callalli se ha recibido respuesta a la carta SCG\_10\_2013, estos datos fueron actualizados en el estudio.*

*En los otros casos se ha emitido cartas y a la fecha no se cuenta con respuesta, por lo tanto se ha considerado la información de la propuesta inicial.*

- Con relación a la carga especial HUARON, según consta en folio 79 del Estudio, el SUBCOMITE ha considerado el valor de la potencia en horas fuera de punta cuando lo correcto es consignar los valores de demanda en horas de punta.

**Respuesta.-**

*Se ha corregido conforme a la observación.*

- Con relación a las cargas especiales "ELECTROANDES", cuyo suministrador es SN POWER, se aprecia que las previsiones de crecimiento de la demanda de las cargas de dicha zona, principalmente DOE RUN y Minera Volcan, son muy optimistas (mayor a 100%), por lo que se pide al SUBCOMITE que solicite el sustento respectivo de estos aumentos de cargas a las empresas propietarias de dichos proyectos.

**Respuesta.-**

*No se dispone de mayor información a la proporcionada por el Agente de SN Power por lo que se mantiene la propuesta.*

- Con relación a las cargas incorporadas, se deberá presentar el sustento de las siguientes cargas, dado que el SUBCOMITE solamente se ha limitado a considerar la información proporcionada en la fijación anterior:
  - ✓ Joya, San Camilo y Siguas
  - ✓ Pucallpa
  - ✓ Bagua - Jaén
  - ✓ Puerto Maldonado
  - ✓ Yura - Cachimayo

**Respuesta.-**

*Se ha remitido carta a las empresas, sin embargo no se obtuvo respuesta a la fecha, por lo tanto se mantiene la propuesta inicial.*

- Para la carga incorporada correspondiente al sistema Tarapoto – Moyobamba – Bellavista, según consta en el folio 79 del Estudio, los valores consignados en la proyección de demanda para el periodo 2012 no se ajustan a las ventas reales ocurridas durante el presente año pues están afectas a una tasa de crecimiento de 14% con respecto al año anterior 2011. En este sentido, el SUBCOMITE debe reconsiderar la información enviada por Electro Oriente o caso contrario solicitar la misma.

**Respuesta.-**

*Al Subcomité no le corresponde calificar la información proporcionada por el agente. La información fue solicitada y se obtuvo respuesta el 23 de Octubre de 2012 y es la que se ha incorporado al Estudio.*

- Por otro lado, se deberá presentar el sustento de los aportes de las centrales termoeléctricas de La Pampilla, Oquendo y Atocongo, así como de las centrales hidroeléctricas Yauli – Sacsamarca y Pías, para el horizonte del Estudio (2012 – 2015).

**Respuesta.-**

*No se cuenta con mayor información disponible.*

- Los consumos propios de las centrales hidroeléctricas Mantaro y Restitución que aparecen en la hoja de cálculo "Modelo Demanda.xls" no coinciden con los incluidos en el archivo "Resumen.xls" que registra los consumos propios de las CCHH para el año 2011 (Anexo C2 del Estudio). En este sentido, corresponderá corregir o explicar la diferencia de estos valores.

**Respuesta.-**

*El archivo "Resumen" al que se hace referencia, ha sido utilizado como fuente de información para los consumos propios de todas centrales hidroeléctricas, en el caso específico de las centrales hidroeléctricas de Mantaro y Restitución, se está utilizando la información enviada por Electroperú, que reporta el consumo promedio de los últimos 11 años.*

*En esta etapa del estudio, se ha actualizado los consumos al año 2012 de acuerdo a la información proporcionada por el COES. En este sentido se adjunta la hoja "Resumen.xls" para los consumos de las centrales hidroeléctricas y para el caso de las centrales hidroeléctricas de Mantaro y Restitución, se adjunta hoja en formato pdf proporcionado por el agente.*

## **CENTRALES EXISTENTES Y PROGRAMA DE OBRAS**

### **6 EVALUACIÓN DE LA CARTERA DE PROYECTOS DE LOS INTEGRANTES DEL COES-SINAC**

#### **6.1 Observación General:**

En cuanto al programa de obras de generación factibles de entrar en operación, a que se refiere el Artículo 47° de la LCE, se debe analizar la factibilidad técnico-económica de los proyectos que pudieran realizarse en el horizonte de análisis comprendido en el Estudio, lo que involucra considerar el período comprendido entre enero 2013 y diciembre 2015, y no como erróneamente lo consideran en el Estudio de abril 2013 a marzo de 2015.

Cabe señalar que, durante las regulaciones efectuadas luego de la promulgación del ya derogado Decreto Supremo N° 010-2004-EM y la Ley N° 28447, que modificara el periodo de proyección para el cálculo tarifario, se han dado casos de proyectos que no fueron informados oportunamente en las

fijaciones de Precios en Barra, que demuestran que la metodología, que se observa, basada únicamente en declaraciones de parte interesada es insuficiente para los fines de la regulación y que ésta debe ser complementada por el SUBCOMITE con una mayor investigación y análisis de toda la información pertinente.

Por lo expuesto, es indispensable que se efectúe un análisis más completo de escenarios, es decir, que el Estudio no se limite a la presentación de una única posibilidad de evolución del sistema tanto en lo que se refiere a oferta como a demanda, sino a la evaluación crítica de posibilidades y a la proposición de un resultado que enfrente apropiadamente distintos escenarios posibles.

En resumen, el enfoque adoptado en el pasado para presentar los estudios de tarifas debe ser modificado para tener en cuenta las consideraciones antes mencionadas, que entre otros beneficios ayudará a reducir la discrecionalidad de los interesados en la selección de la demanda y el programa de obras. En caso no se modifique este enfoque, OSINERGMIN establecerá el programa de obras con la información complementaria de sustento que sea resultado de un análisis técnico dada la ineficacia para proyectar la oferta del enfoque utilizado por el SUBCOMITE.

#### **Respuesta.-**

*Se debe precisar que, en el segundo párrafo del inciso b) del Artículo 47° de la LCE hace referencia a 24 meses posteriores con respecto a marzo y no debe entenderse como años calendarios. Por lo tanto, el Subcomité cumple en estricto lo establecido en el mencionado artículo de la LCE.*

*El Escenario Planning, no se encuentra dentro del alcance de lo que el Subcomité debe efectuar de acuerdo a la norma para el Estudio..*

*En lo que sí está de acuerdo, es en la actualización de la información, siempre que éste se encuentre disponible a la fecha de la fijación tarifaria emitido por las respectivas fuentes, Agentes, COES o el propio OSINERGMIN.*

## **6.2 Observaciones Específicas**

Con relación a la evaluación de la cartera de proyectos de los integrantes del COES-SINAC, se debe señalar lo siguiente:

### **6.2.1 Segunda Etapa de la Central Hidroeléctrica Machupicchu:**

En el Estudio no se ha presentado el sustento de la empresa EGEMSA sobre el desarrollo del proyecto de segunda etapa de la C.H. Machupicchu. Al respecto este proyecto ha tenido atrasos en su desarrollo debido a problemas con el contratista de las obras, así como por hallazgos de restos arqueológicos en la zona de trabajo, entre otros motivos. En este sentido, el SUBCOMITE debe solicitar información actualizada a la empresa EGEMSA sobre el desarrollo del proyecto.

#### **Respuesta.-**

*Se ha recibido respuesta a la carta y se actualiza conforme informa el agente.*

### **6.2.2 Central Termoeléctrica de Reserva de Planta Talara:**

La empresa EEP SA S.A.A. viene desarrollando el proyecto de Central Termoeléctrica de Reserva de Planta Talara, el cual se ha considerado como fecha de ingreso en setiembre de 2013, pero se tiene información que esta fecha se adelantaría para mayo de 2013, tal como la misma empresa informa en el documento del Folio 170 del Estudio. En este sentido, se debe explicar los motivos por los cuales no se incluyó este proyecto en el mes de mayo de 2013.

#### **Respuesta.-**

*Se está actualizando la fecha de ingreso conforme a la comunicación con la empresa EEP SA.*

### **6.2.3 Central Termoeléctrica de Reserva de Planta ILO:**

La empresa ENERSUR S.A.A. viene desarrollando el proyecto de Central Termoeléctrica de Reserva de Planta ILO, el cual se ha considerado como fecha de ingreso en setiembre de 2013, pero se tiene información que esta fecha se adelantaría para mayo de 2013. En este sentido, se debe solicitar información a la empresa ENERSUR S.A.A. sobre la fecha de ingreso de este proyecto.

#### **Respuesta.-**

*Se ha solicitado a Enersur precise o actualice la fecha de ingreso, así hemos recibido la confirmación de la fecha inicial de la propuesta.*

## **7 EVALUACIÓN DE LA CARTERA DE PROYECTOS DE LOS NO INTEGRANTES DEL COES-SINAC**

El Estudio no incluye proyectos de generación cuyos propietarios autorizados o concesionarios no son integrantes del COES-SINAC pero que, de acuerdo con la información que es de conocimiento público, tienen contratos suscritos de construcción o avances en su implementación o son existentes. Estos proyectos deberán ser analizados en el Estudio y, en el caso de no ser considerados en el programa de obras de generación, se deberá incluir el respectivo sustento.

Con relación a la evaluación de la cartera de proyectos de los no integrantes del COES-SINAC, se debe señalar lo siguiente:

### **7.1 Central Termoeléctrica Nueva Esperanza:**

La empresa BPZ Energy Inc, Sucursal Perú, tiene a cargo el proyecto de la Central Termoeléctrica Nueva Esperanza, que se desarrollará en el departamento de Tumbes, el cual mediante la Resolución Ministerial N° 271-2011-MEM/DM tiene la autorización para implementarlo en un plazo de 41 meses, por lo que su ingreso se daría en el 2014, es decir dentro del horizonte del presente Estudio. En este sentido, es necesario que el SUBCOMITE solicite la información pertinente y realice el análisis correspondiente para determinar la inclusión del presente proyecto en el programa de obras.

**Respuesta.-**

*Se adjunta carta emitida por la empresa, donde afirma que el proyecto tiene como puesta en operación comercial, el año 2016, por tanto no se encuentra en el periodo de estudio.*

**7.2 Central Hidroeléctrica Huanza:**

La Empresa de Generación Huanza S.A. está desarrollando el proyecto de la Central Hidroeléctrica Huanza que, a través de la Resolución Suprema 022-2010 – EM del 21.02.2010, modificó su contrato de concesión de generación para la puesta en operación de este proyecto en el mes de febrero de 2013; sin embargo, conforme a los avances de su cronograma de obras se prevé que puede atrasarse a junio 2013. En este sentido, el SUBCOMITE deberá solicitar la información necesaria de este proyecto, a fin de determinar si efectivamente el ingreso del proyecto tiene un atraso en su desarrollo.

**Respuesta.-**

*No se obtuvo respuesta a la carta enviada SCG\_002\_2013, por lo que se mantiene la fecha de la propuesta.*

**7.3 Ciclo Combinado de C.T. Fénix:**

La empresa Fénix Power Perú S.A. está desarrollando el proyecto de la Central Termoeléctrica Fénix que, a través de la Resolución Ministerial 359-2010-MEM/DM del 24.08.2010, modificó su contrato de concesión de generación para la puesta en operación de este proyecto en el mes de diciembre de 2012; sin embargo, conforme a los avances de su cronograma de obras se prevé que puede atrasarse debido a una paralización en sus obras por problemas en la zona del proyecto. En este sentido, el SUBCOMITE deberá solicitar la información necesaria de este proyecto, a fin de determinar si efectivamente el ingreso del proyecto tiene un atraso en su desarrollo.

**Respuesta.-**

*Al respecto recientemente fue publicada la R.M. N° 579-2012 donde el Ministerio de Energía y Minas modifica la fecha de puesta en operación Comercial al 17 de Junio de 2013 que coincide con la propuesta inicial del Subcomité.*

**7.4 Central Termoeléctrica Santo Domingo de Olleros:**

La empresa Termochilca S.A. está desarrollando el proyecto de la Central Termoeléctrica Santo Domingo de Olleros que, a través de la Resolución Ministerial 084-2012-MEM/DM, modificó su contrato de concesión de generación para la puesta en operación de este proyecto en el mes de setiembre de 2013; sin embargo, conforme a los avances de su cronograma de obras se prevé que pueda atrasarse debido a una paralización en sus obras por problemas en la zona del proyecto. Al respecto, en los documentos presentados en los folios 194 y 195 del Estudio la empresa coloca como periodo de construcción de 2014 a 2016 y fecha de pruebas el 2016.

En este sentido, el SUBCOMITE deberá solicitar la información necesaria de este proyecto, a fin de determinar si efectivamente el ingreso del proyecto tiene un atraso en su desarrollo.

**Respuesta.-**

*No se ha recibido ninguna comunicación adicional a la que fue recibida en la etapa de la propuesta, por lo tanto se mantiene la fecha inicial.*

### **7.5 Central Termoeléctrica de Reserva de Planta Eten:**

En el Estudio se ha incluido el proyecto de Central Termoeléctrica de Reserva de Planta Eten del consorcio Cobra - Enersa, sin embargo no han solicitado información actualizada del desarrollo del proyecto. Al respecto, el presente proyecto no está teniendo los avances que han tenido el resto de proyectos adjudicados en la Licitación de Reserva Fría de Generación llevada a cabo por PROINVERSION, por lo cual se recomienda que soliciten información actualizada con la finalidad de validar la fecha de ingreso considerada en el Estudio.

**Respuesta.-**

*Se actualiza la fecha prevista de acuerdo a la comunicación recibida por la empresa.*

### **7.6 Central Hidroeléctrica Santa Teresa:**

En el Estudio se ha incluido el proyecto de Central Hidroeléctrica Santa Teresa a cargo de la empresa Luz del Sur S.A.A., sin embargo no han solicitado información actualizada del desarrollo del proyecto. Al respecto, el presente proyecto está muy relacionado con el proyecto de segunda etapa de la C.H. Machupicchu, así como las obras de transmisión para la línea que irían de Machupicchu - Cotaruse, por lo cual se recomienda que soliciten información actualizada con la finalidad de validar la fecha de ingreso considerada en el Estudio.

**Respuesta.-**

*Se ha recibido respuesta a la carta y se ha actualizado la fecha de ingreso a Mayo de 2014.*

### **7.7 Central Hidroeléctrica Marañón:**

La empresa Hidroeléctrica Marañón SCRL, tiene a cargo el proyecto de la Central Hidroeléctrica Marañón (88 MW), que se desarrollará en el departamento de Huánuco. Al respecto, la empresa Hidroeléctrica Marañón SCRL tiene la concesión del proyecto, que fue modificado por última vez mediante la Resolución Suprema N° 078-2011-MEM/DM donde se establece su fecha de ingreso en mayo 2015, es decir dentro del horizonte del presente Estudio. En este sentido, es necesario que el SUBCOMITE solicite la

información pertinente y realice el análisis correspondiente para determinar la inclusión del presente proyecto en el programa de obras.

**Respuesta.-**

*Se ha enviado un correo electrónico al representante de Mota Engil, sin embargo no se ha recibido respuesta hasta la fecha de cierre del presente Estudio.*

## **8 PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN**

Con relación a la información del programa de obras de transmisión que se propone en el Cuadro N° 4.4 que se presenta en el folio 20 del Estudio, se observa lo siguiente:

- La fecha de ingreso de algunas instalaciones consideradas para el año 2012 no concuerda con la fecha real de Puesta en Operación Comercial; por ejemplo, la Puesta en Operación Comercial de la Línea Trujillo – Guadalupe – Chiclayo en 220 kV (2do circuito) fue en mayo de 2012 y no en agosto como considera el SUBCOMITE.

**Respuesta.-**

*Se ha actualizado la fecha conforme a la observación.*

- La línea en 220 kV de Machupicchu – Abancay – Cotaruse ha sido considerada con fecha de ingreso diciembre de 2014; sin embargo el Subcomité de Transmisión considera como fecha de ingreso junio de 2014, por lo que se deberá solicitar información sobre los avances del proyecto y la fecha probable de ingreso.

**Respuesta.-**

*Se ha actualizado la fecha en función a la propuesta del Subcomité de Transmisores.*

- Por otro lado, el Plan de Transmisión propuesto por el SUBCOMITE no tiene concordancia con el Plan de Transmisión propuesto por el Subcomité de Transmisión, como por ejemplo
  - Repotenciación de la L.T. 220 kV Piura Oeste-Talara (existente) de 152 MVA a 180 MVA.

**Respuesta.-**

*Se ha actualizado la fecha en función a la propuesta del Subcomité de Transmisores.*

- Repotenciación de la L.T. 220 kV Ventanilla – Zapallal.

**Respuesta.-**

*Se ha incorporado la repotenciación conforme al plan de transmisión del SCT.*

- Repotenciación de la L.T. 220 kV Piura Oeste-Talara (existente) de 152 MVA a 180 MVA.

**Respuesta.-**

*Observación repetida, ver primer guión.*

- L.T. 220 kV San Juan Chilca de 350 MVA (cuarto circuito).

**Respuesta.-**

*Se ha incorporado la repotenciación conforme al plan de transmisión del SCT.*

- Repotenciación de la L.T.138 kV Paragsha II – Huánuco de 45 MVA a 75 MVA.

**Respuesta.-**

*Se ha incorporado la repotenciación conforme al plan de transmisión del SCT.*

- L.T. 220 kV Ventanilla – Chavarría de 180 MVA (cuarto circuito).

**Respuesta.-**

*Se ha incorporado la repotenciación conforme al plan de transmisión del SCT.*

## **COSTOS VARIABLES DE CENTRALES TÉRMICAS**

### **9 COSTOS VARIABLES COMBUSTIBLES:**

En el Cuadro No. 5.1 – Precio Base Combustibles Líquidos del SEIN, se está considerando el precio del combustible Diesel N° 2 de las plantas de Callao y Mollendo, con un Impuesto Selectivo al Consumo (ISC) equivalente a S/. 1,20 por galón; sin embargo, los precios de dichos combustibles corresponde al Diesel B5 S-50 (bajo azufre), que tienen un ISC diferente (S/. 1,01 por galón).

En este sentido, el SUBCOMITÉ debe aclarar el haber considerado un ISC diferente al establecido para los combustibles Diesel B5 S-50.

**Respuesta.-**

*Se ha modificado el ISC conforme a lo establecido por Petroperú.*

### **10 TASA DE GASTOS FINANCIEROS POR STOCK DE COMBUSTIBLES:**

El valor de la tasa Libor presentado por el SUBCOMITE deberá ser actualizado al mes de marzo de 2013, conforme al Artículo 50° de la LCE.

**Respuesta.-**

*Se ha actualizado la tasa Libor al 31 de diciembre del 2012 conforme a lo publicado en el diario Gestión. En Anexos del Volumen II se muestra la nota respectiva.*

## **11 CONSUMOS DE GAS NATURAL:**

Para la estimación del precio de gas natural de mercado interno, conforme lo establece el Artículo 6° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, el SUBCOMITE no ha considerado el consumo para todo el año 2012. Por lo expuesto, se solicita al SUBCOMITE actualizar los consumos de gas natural.

### **Respuesta.-**

*Se actualizó el precio del gas natural de acuerdo a los consumo del año 2012 de acuerdo a la información proporcionada por el COES.*

## **12 ACTUALIZACION DE PRECIOS DE GAS NATURAL:**

El SUBCOMITE no ha actualizado los precios de gas natural en boca de pozo, ni los precios de transporte y distribución para las centrales térmicas que operan con gas de Camisea. Al respecto, se requiere efectuar la actualización y adecuación a las nuevas normativas en los casos que corresponda.

Adicionalmente en el caso de la C.T. Las Flores, se ha consignado como valor fijo el precio del gas natural en boca de pozo y los precios por transporte y distribución de gas natural, cuando lo correcto es aplicar las fórmulas de actualización de precios como al resto de centrales. En este sentido, se debe corregir el cálculo del referido precio.

Así mismo, el SUBCOMITÉ en el folio 25 del Estudio ha considerado un factor por tipo de contrato (Firme – Interrumpible) de 0,9 por el sobrecosto de no contar contrato a firme de las unidades UTI5, UTI6 y TG7 de la C.T. Santa Rosa sin presentar un sustento respectivo. En ese sentido el SUBCOMITÉ deberá sustentar el valor de este factor.

### **Respuesta.-**

*No se actualizó los precios debido que usualmente para la fijación tarifaria se realizan a Enero de cada año, en la presente absolución se ha actualizado de acuerdo a la carta PPC-COM-12-0708 de Pluspetrol.*

*El factor de 0.9 para las unidades de UTI5, UTI6 y TG7 de la C.T. Santa Rosa se debe a que el volumen contratado a precio firme no cubre ampliamente el volumen requerido por todas las unidades de Santa Rosa.*

*Se debe tener en cuenta que, el volumen contratado por Edegel es de 113 MMPCD, mientras que las unidades de la C.T. Ventanilla y la unidad TG8 de la C.T. Santa Rosa, requieren para su operación 112 MMPCD, quedando los volúmenes de las unidades de UTI5, UTI6 y TG7 a precio de interrumpible.*

## **13 MODIFICACIONES DE POTENCIA EFECTIVA Y CONSUMOS ESPECIFICOS:**

El SUBCOMITE ha modificado las potencias efectivas y consumos específicos, respecto a lo publicado por el COES, sin presentar el sustento respectivo, de las siguientes unidades:

- Turbo gas de Piura con D6, es diferente el consumo específico y explicar si la denominación D6 es un nuevo tipo de combustible.
- Grupos Diesel de Piura, es diferente el consumo específico.
- Grupos Diesel de Chiclayo, es diferente el consumo específico.
- Turbo Gas UTI 5 y UTI 6, son diferentes sus consumos específicos tanto con gas natural como con D2.
- Turbo Gas Natural Santa Rosa WTG, es diferente la potencia efectiva y el consumo específico.
- Turbo Gas natural Santa Rosa (TG8), es diferente su consumo específico.
- CT Malacas (unidades TG3 y TG4), son diferentes sus respectivos consumos específicos.
- G. Diesel Tumbes Nueva 1 y 2, es diferente su consumo específico.
- Turbo gas Natural TG1, TG2 y TG3 de la C.T. Chilca 1, es diferente el consumo específico.
- Turbo gas natural TG1, TG2 y TG3 de la C.T. Kallpa, es diferente el consumo específico.
- Turbo gas natural CC TG1, CC TG2 y CC TG3 de la C.T. Kallpa, es diferente la potencia efectiva y el consumo específico.
- Turbo vapor de Shougesa, es diferente el consumo específico.
- G. Diesel Shougesa, es diferente la potencia efectiva y el consumo específico.

Asimismo, corresponde actualizar las potencias efectivas y consumos específicos de las centrales térmicas CTE Piura (aprobado por el COES el 29.10.2012 – COES/D/DP-1074-2012), C.T. Aguaytía (aprobado por el COES el 15.11.2012 – COES/D/DP-1163-2012) y C.T. Las Flores (aprobado por el COES el 19.11.2012 – COES/D/DP-1169-2012).

#### **Respuesta.-**

*Se actualizó las potencias efectivas y consumos específicos con los costos variables de la Programación Diaria publicada por el COES a la fecha del 31 de diciembre del 2012 cabe resaltar que a la fecha ya se tiene aprobado los requerimientos precedentes; con respecto a la unidad de Turbo Gas de Piura con D6 se corrigió a Turbo Gas de Piura con D2.*

Así también, la información del "Cuadro2013.xls" no contiene las centrales térmicas de las empresas EGASA, EGESUR y SAN GABÁN, y de las centrales térmicas de Ilo 1 e Ilo 2 de la empresa ENERSUR.

#### **Respuesta.-**

*El libro "Cuadro2013.xls" si contiene las empresas EGASA, EGESUR y SAN GABÁN, y las centrales térmicas de Ilo 1 e Ilo 2 de la empresa ENERSUR en la hoja 5.7B.*

Por esta razón, se solicita al SUBCOMITÉ la presentación del sustento correspondiente de los valores de potencias efectivas y consumos específicos considerados en el Estudio, así como considerar los últimos estudios aprobados por el COES de pruebas efectivas y consumos específicos. Así mismo, actualizar el consumo específico ponderado de las centrales y agregar las unidades de generación faltante en el archivo "Cuadro2013.xls", para lo cual deberá completar con los estudios de potencia efectiva y consumo específico aprobados por el COES.

**Respuesta.-**

*El sustento de la información correspondería al Programa de Operación Diaria al 31 de diciembre del 2012 el cual está contenido en los anexos del volumen II.*

## **14 MODIFICACIÓN DE PODERES CALORÍFICOS:**

Los poderes caloríficos de las centrales térmicas, presentadas por el SUBCOMITE, no son iguales a los estudios aprobados por el COES. Por este motivo, se solicita al SUBCOMITÉ actualizar dichos datos.

Asimismo, corresponde actualizar los valores de poder calorífico de las centrales térmicas C.T. Aguaytía (aprobado por el COES el 15.11.2012 – COES/D/DP-1163-2012) y C.T. Las Flores (aprobado por el COES el 19.11.2012 – COES/D/DP-1169-2012), de acuerdo con los resultados de las últimas pruebas de potencia efectiva y rendimiento.

**Respuesta.-**

*No amerita su actualización por lo que se está considerando la programación diaria de operaciones al 31 de diciembre 2012, del Programa Diario de Operaciones, en la cual ya considera los estudios respectivos del COES aprobados y vigentes.*

## **15 COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE (CVNC)**

### **15.1 Empleo de Procedimientos COES:**

El SUBCOMITE señala en el folio 007 del Estudio, haber considerado los Costos Variables No Combustibles (CVNC) publicado por el COES en la programación diaria del 30 de setiembre de 2012.

Al respecto, el Procedimiento Técnico N° 34 fue modificado a través de la Resolución OSINERGMIN N° 214-2010-OS/CD, publicada en el diario El Peruano el 28.08.2010, con el objetivo de mejorar y precisar las metodologías para la determinación de los CVNC, y con ello, evitar las diversas interpretaciones que realizan las generadoras al referido procedimiento.

En este sentido, el SUBCOMITE debe solicitar al COES que le alcance la información de las unidades generadoras que han actualizado su estudios de

CVNC de acuerdo con lo establecido en la modificación del Procedimiento Técnico N° 34, con la finalidad de ser incluidas en la presente regulación, mientras que para el resto de unidades deberán considerarse los CVNC utilizados en las anteriores regulaciones, y no las establecidas con el anterior Procedimiento Técnico N° 34.

**Respuesta.-**

*Se actualizo el CVNC con la programación Diaria del 31 de diciembre de 2012 publicada por el COES; con respecto al procedimiento N° 214-2010-OS/CD, la programación diaria ya incluye dicha actualización de estudios de CVNC.*

## **PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA**

### **16 MODIFICACIÓN EN LOS ARCHIVOS DE DATOS DEL MODELO PERSEO**

#### **16.1 Ejecutable utilizado en la simulación:**

El SUBCOMITE no ha adjuntado en su propuesta el archivo ejecutable del modelo PERSEO, que fue utilizado en sus simulaciones. En este caso, los archivos de entrada adjuntados en el Estudio no concluyen con éxito en la versión de PERSEO utilizada en la última regulación, por lo cual no se pudo revisar si los archivos de resultados son correctos.

En este sentido, el SUBCOMITE debe adjuntar el archivo ejecutable del modelo PERSEO utilizado así como las fuentes del mismo e indicar y la versión utilizada del programa CPLEX, así como el sustento de los cambios realizados a los mismos, para lo cual debe tomar en cuenta el plazo establecido en el ítem d) del numeral 31.1 del artículo 31° del Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES), que fue aprobado con Decreto Supremo N° 027-2008-EM.

**Respuesta.-**

*En la presente etapa los archivos de entrada concluyen con éxito la optimización en el modelo Perseo vigente.*

#### **16.2 Archivo GTT:**

El SUBCOMITE ha considerado en el archivo "sinac.gtt" a los grupos térmicos de la central térmica de Tumbes como un único grupo térmico. Se ha verificado que en la hoja "Cuadros 2013.xls" el cálculo del consumo específico se ha determinado como el promedio simple de los consumos específicos de cada grupo térmico, cuando en este tipo de cálculo se realizaba con el promedio ponderado del consumo específico de cada unidad con su potencia efectiva. En este sentido, el SUBCOMITE debe justificar el método utilizado para determinar el consumo específico de la central térmica de Tumbes.

Así mismo, el SUBCOMITE ha considerado los grupos térmicos de las centrales Chilca I y Kallpa como tres unidades de ciclo combinado independientes, diferenciándose de la representación realizada en anteriores

fijaciones, en la que consideraba tres grupos térmicos trabajando como turbinas a gas de ciclo simple, y que al entrar en operación en ciclo combinado, se consideraba en el modelo un único grupo térmico en ciclo combinado, retirándose de operación las unidades de ciclo simple.

Al respecto, el SUBCOMITE debe justificar este cambio en la representación de los grupos térmicos de las centrales Chilca I y Kallpa.

#### **Respuesta.-**

*Se actualizó el consumo específico de las unidades de tumbes para ello se ponderó con sus potencias efectivas, vale aclarar que al contar ambas unidades similares potencias efectivas, la variación entre el promedio y el ponderado es mínimo (orden del cuarto decimal, esto es diez milésimo).*

*En relación a los ciclos combinados. En primer lugar se debe entender que toda simulación, por más teórica que sea, tendrá mayor validez cuando refleje mejor la operación real del sistema.*

*Tal como afirma la observación, en las fijaciones anteriores se ha suprimido los ciclos simples para dar inicio a una sola unidad, este supuesto de operación se encuentra alejado de la realidad, pues suponer la operación de una sola unidad, supone también la salida de toda la central de ciclo combinado, ya que los mantenimientos también son definidos para toda la central.*

*Si se observa los modos de operación en el modelo de corto plazo, se podrá apreciar que existen 10 modos de operación para Kallpa y Enersur, siendo poco probable la salida toda la central (posiblemente sólo en casos de Overhaul).*

*Para una mejor representación de la operación real se disgrega la operación de las unidades en ciclo combinados independientes (tres modos de operación del modelo de corto plazo del COES), cuya operación conjunta representarán la operación de toda la central, cabe resaltar que los mantenimientos también tienen un tratamiento independiente. Este modelamiento ha sido sugerido y aprobado por los propios operadores de las centrales.*

### **16.3 Archivo CHH:**

El SUBCOMITE ha considerado en el archivo "sinac.chh" la modificación de los consumos propios de varias centrales hidroeléctricas. Se ha presentado como sustento la información de los consumos propios mensuales correspondientes al año 2011.

En este sentido, corresponde actualizar dichos consumos propios con información más reciente.

#### **Respuesta.-**

*Se realizó los trámites respectivos y no se cuenta con información más reciente con la que fue presentada la propuesta, por tanto la información actualizada queda con los consumos del 2011.*

#### 16.4 Archivo HID:

El SUBCOMITE ha consignado los caudales mensuales para el periodo 1965 – 2011, es decir 47 hidrologías. Los resultados de la comparación de los caudales medios mensuales naturales de la propuesta para la Fijación de Tarifas de Mayo 2013 y la Fijación Tarifaria de Mayo 2012, para el periodo 1965-2010, se presentan en el Cuadro siguiente. Se considera que el término “Cambio en año 2008” representa cambio total de la información únicamente para este año. Así también se ha utilizado el término “Modificación período 1965-2010” y “Modificación período 1976-2010”, lo que significa que hay un cambio de todo los datos a nivel mensual en el periodo 1965-2010 y 1976-2010 respectivamente, sin presentar el debido sustento, de los valores de los siguientes afluentes naturales

#### **Respuesta.-**

*Se ha corregido las series del 2008 que obedecieron a un error al procesar la información.*

*El cambio en las series de los afluentes asociados a la central hidroeléctrica de Cañon del Pato se debe al estudio presentado por la empresa Egenor, que explica el motivo en el archivo “Levanta-Observ-COES.docx”, al Subcomité no le compete validar los estudios, solo procesa aquella que en su momento fue revisado, aprobado y remitido por el COES.*

*No se han cambiado las series asociadas a los afluentes de hidroeléctrica de Carhuaquero. (QN-603 y QN-605) se mantienen igual a la fijación anterior, favor de revisar.*

#### 16.5 Archivo MAN:

El SUBCOMITE no ha ingresado correctamente los datos de mantenimiento de los grupos térmicos gt-12, gt 18-A, gt-20 y gt-32, para los años 2014 y 2015. En este sentido, el SUBCOMITE debe revisar el archivo “sinac.man” así como la sintaxis de dichos archivos.

Asi mismo, el SUBCOMITE ha considerado modelar las centrales térmicas en ciclo combinado de Kallpa y Chilca como si fuesen tres grupos en ciclo combinado. Sin embargo, es necesario considerar que al programarse el mantenimiento de la turbina a vapor, estas unidades pueden seguir operando con los grupos en ciclo simple. En este sentido, el SUBCOMITE debe mejorar el modelamiento para considerar esta condición de operación.

#### **Respuesta.-**

*Se ha corregido el error de sintaxis de los grupos gt-12, gt 18-A, gt-20 y gt-32.de los años 2014 y 2015.*

*Por otro lado, para considerar el mantenimiento de las TV's del ciclo combinado, al ser esta en potencia efectiva aproximadamente igual a la tercera parte de toda la central térmica, se ha dividido en tres los días de mantenimiento programado para la TV's y se han incorporado a cada unidad de ciclo combinado, ello fue realizado directamente en el archivo SINAC.man*

*Se aclara que, si bien es cierto al repartir los mantenimientos a las tres unidades se observa que toda la central no operaría cuando el ciclo combinado ingresara en mantenimiento, esta lo haría solo en un tercio de los días programados y que por tanto en términos de energía se mantiene.*

#### **16.6 Archivo TRY:**

El SUBCOMITE ha modificado las capacidades de las trayectorias try-152, try-153 y try-154. En la fijación tarifaria 2012 se ha considerado capacidad infinita, en la propuesta del SUBCOMITE 2013 se ha considerado como capacidad 5,5 m<sup>3</sup>/s.

En este sentido, el SUBCOMITE debe revisar el archivo "sinac.try" y sustentar dichas modificaciones.

#### **Respuesta.-**

*El Subcomité no tiene que sustentar ningún cambio pues en la fijación tarifaria 2012 también se utilizó como capacidad 5,5 m<sup>3</sup>/s para dichas trayectorias, favor de revisar.*

#### **16.7 Archivo LIN:**

El SUBCOMITE al modificar la capacidad de las líneas de transmisión no está cambiando los parámetros eléctricos de las mismas. En estos casos con la modificación de la potencia de las líneas de transmisión, para evitar las congestiones de transmisión, también se debería modificar los parámetros eléctricos de estas líneas de transmisión. En este sentido, el SUBCOMITE debe actualizar el archivo "sinac.lin" con los nuevos parámetros eléctricos de las líneas de transmisión que han modificado su capacidad para evitar las congestiones de transmisión.

Así mismo, el SUBCOMITE debe verificar las capacidades reales de transformadores y líneas de transmisión utilizados, puesto que se ha encontrado que el transformador "TNE-006" con tensión 220/60 kV mantiene su capacidad de 250 MW en el año 2014, cuando su capacidad real de transformación es de 98 MW.

Adicionalmente, el SUBCOMITE no ha considerado la repotenciación de la línea Trujillo – Guadalupe – Chiclayo 220 kV de 152 a 180 MW indicado en su plan de obras de transmisión. Al respecto el SUBCOMITE debe considerar las capacidades reales indicadas en su plan de obras de transmisión.

#### **Respuesta.-**

*Se procedió a cambiar los parámetros conforme a la observación, de igual manera se verificó la capacidad del transformador TNE-006 y la línea Trujillo-Guadalupe-chiclayo 220 kV, procediéndose a su corrección.*

## **17 REPRESENTACIÓN DE CONGESTIÓN EN EL DUCTO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL DE CAMISEA**

El SUBCOMITE ha implementado una representación de la congestión en el ducto de transporte del gas natural de Camisea dentro del programa de operación para los años 2014 y 2015. Dado que el Decreto de Urgencia N° 049-2008, establece que los costos marginales se determinen sin restricciones en producción o transporte de gas natural, se estableció un plazo para ello, el mismo que vence en diciembre de 2013, de acuerdo con el Decreto de Urgencia N° 079-2010.

En este sentido, tomando en consideración el documento presentado por la empresa Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP), que se encuentran tanto en el Folio 196 del Estudio y en medio digital en el Anexo K del Estudio (archivo de nombre "Carta TGP.pdf"), se menciona que se encuentran suspendidas las obligaciones relacionadas con las dos últimas etapas del proyecto de "Ampliación Prevista" en el transporte de Gas Natural durante la duración del evento de Fuerza Mayor aprobadas por el Ministerio de Energía y Minas. Sin embargo, en el documento no se menciona los avances que se tienen en la primera etapa de la referida ampliación que nominalmente se tiene previsto ingresar en el primer semestre de 2013 (ampliar de 530 MMPCD a 650 MMPCD).

En este sentido, el SUBCOMITE deber realizar una nueva consulta a la empresa TGP sobre el avance de la primera etapa de proyecto de ampliación, así como la fecha prevista para las siguientes etapas, considerando las demoras consideradas como Fuerza Mayor.

**Respuesta.-**

*Al respecto se ha emitido una segunda carta de acuerdo a la observación del Osinergmin, obteniéndose la carta TGP/GECO/INT-08047-213 de empresa Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP), donde reitera que todas sus actividades de ampliación se encuentran suspendidas y no establece plazos para dichas ampliaciones, por tanto se mantiene la propuesta del SCG.*

## **18 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO MAYOR DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS Y TERMOELÉCTRICAS:**

Para el año 2012 (conocido como año n-1), el SUBCOMITE ha utilizado los mantenimientos realizados (ejecutados) durante este año. Sin embargo, tal como se estableció en las anteriores fijaciones de Precios en Barra, la inclusión en el modelo PERSEO del mantenimiento ejecutado no refleja la intención de la LCE debido a que dentro de estas se incluyen mantenimientos del tipo correctivo o de emergencia y, en consecuencia, se debe considerar como programa de mantenimiento lo programado y no el mantenimiento ejecutado.

Debido a las razones expuestas, el SUBCOMITE debe modificar el archivo de mantenimiento que sirve de entrada al modelo PERSEO para considerar el Programa de Mantenimiento Mayor y no el ejecutado para el año 2012.

**Respuesta.-**

*El Comité no está de acuerdo con la interpretación que realiza el OSINERGMIN de la LCE, en considerar el mantenimiento programado y no el ejecutado, ya que es absurdo que se considere la "demanda real" con los mantenimientos*

*“programados”, lo más lógico es demanda programada con mantenimiento programado y de forma similar demanda real con mantenimiento ejecutado.*

## **18.1 Evaluación de las Actividades de Mantenimiento Propuestas para las centrales hidroeléctricas para los años comprendidos entre el 2014 y el 2015**

En los archivos presentados por el SUBCOMITÉ se observa que, en el caso del programa de mantenimiento considerado para las centrales de generación en los años 2014 y 2015, se ha repetido el programa de mantenimiento de los años 2012 y 2013, respectivamente, lo cual carece de sustento ya que existen actividades de mantenimiento previstas en esos años que no son realizadas periódicamente todos los años y en algunos casos pueden corresponder a mantenimientos correctivos por fallas en los equipos.

### **Respuesta.-**

*Al respecto el Subcomité expone lo siguiente:*

*Para el año 2012 se ha considerado los mantenimientos ejecutados, pero discriminando los mantenimientos no programados, mientras que para el año 2013 se ha considerado el programado en el Programa Anual de Mantenimiento.*

*Para los mantenimientos de los años 2014 y 2015 de las Centrales Hidroeléctricas, se ha utilizado la información proporcionada por los agentes y para aquellos que no llegaron a informar, se ha considerado los del año 2012 y 2013, que como se explicó no incluyen los mantenimientos no programados.*

*Para los mantenimientos de los años 2014 y 2015 de las Centrales Termoeléctricas, se ha utilizado el procedimiento establecido por el COES para la determinación de los mantenimientos, el cual en resumen utiliza la información del predespacho de las unidades térmicas de los años 2014 y 2015 para generar sus respectivos mantenimientos.*

*Por lo tanto la propuesta del Subcomité corresponde a un análisis de la operación más cercana a la real y por lo tanto coherente y no sólo se ha tratado a replicar como menciona la observación.*

Adicionalmente, se tiene que la información contenida en el archivo “PMM 2013-2014-2015 (LISTA)-16102012.xls”, no guarda relación con los mantenimientos consignados en el archivo del modelo PERSEO correspondiente (sinac.man), lo que no ha permitido revisar en detalle qué mantenimiento se está incluyendo definitivamente en el Estudio.

En este sentido, el SUBCOMITE deberá retirar del programa de mantenimiento aquellos trabajos que no se realizan periódicamente, así como revisar que los archivos que presentan estén debidamente vinculados, con la finalidad de evitar diferencias en la información que se sustenta y la que finalmente se incluye en las simulaciones del modelo PERSEO.

### **Respuesta.-**

*Precisamos que no se ha replicado los mantenimientos del 2012 y 2013 al 2014 y 2015 para el caso de las CCHH, tal como se manifiesta en la observación. El programa de mantenimiento de las CCHH para el periodo 2013 - 2015 es el resultado de un análisis y proyección de la información de mantenimientos del COES además dentro del anexo H precisamente en el anexo H2 se encuentra un archivo texto "Leeme" el cual explica la metodología de los mantenimientos. De otro lado el archivo que se hace referencia "PMM 2013-2014-2015 (LISTA)-16102012.xls" constituye la información base para determinar los mantenimientos de las centrales hidroeléctricas del periodo 2013-2014 a ser incluidas en el modelo Perseo, y tal como manifestamos en el documento del informe de la propuesta, la información más actualizada para el año 2012 fue el programa de mantenimiento utilizado para determinar la energía firme (hoja electrónica Excel adjuntada en la propuesta GENERACIÓN PAM 2013 VER3.xls) que se encuentra dentro de la carpeta "Programa Anual de Mantto 2013 PRELIMINAR".*

## **19 MODIFICACIÓN DE SERIES HIDROLÓGICAS:**

### **19.1 Observaciones al "Estudio Hidrológico de la Cuenca del río San Miguel - Central Hidroeléctrica Pías 1, Julio 2012". AGUA Y ENERGIA PERU S.A.**

En el estudio hidrológico de la cuenca del río San Miguel presentado por AGUA Y ENERGIA S.A., en el ítem 9.0 CAUDALES GENERADOS (página 13), se presenta la generación de caudales medios mensuales naturales de ingreso a la laguna Pías, presentando los resultados en los Cuadros No. 11, Cuadro No. 12, Cuadro No. 13 y Cuadro No. 14 (páginas del 16 al 18). Al respecto, no se presentan las hojas de cálculo que sustenten estos resultados, las cuales hubieran permitido realizar el seguimiento y comprobaciones pertinentes de los resultados obtenidos, a fin de dar una opinión de los resultados propuestos en el estudio hidrológico en revisión.

Así mismo, no se indican las unidades de los parámetros involucrados en las ecuaciones 9.1, 9.2, 9.3 y 9.4, así como en los Cuadros No. 11 y No. 12.

En este sentido, el SUBCOMITE deberá presentar las hojas de cálculo que sustenten los resultados expuestos en los Cuadros No. 11, Cuadro No. 12, Cuadro No. 13 y Cuadro No. 14, las cuales deberán estar debidamente vinculadas conteniendo las fórmulas, relaciones y cálculos involucrados, esto con la finalidad de poder revisar y validar los caudales mensuales naturales propuestos para el período 1965-2011 de ingreso a la laguna Pías.

#### **Respuesta.-**

*Los caudales presentados por el SUBCOMITE corresponden a los caudales aprobados por el COES de acuerdo a sus procedimientos; estos registros se basan en la información enviada y/o proporcionado por los propios generadores.*

*No corresponde al SUBCOMITE auditar los informes elaborados y aprobados por el COES ni mucho menos revisar si la información es consistente.*

*Consideramos que la observación efectuada por el OSINERMGIN al SUBCOMITE no es procedente.*

*Sin perjuicio de lo anterior se adjunta información proporcionada por los generadores*

### **19.2 Observaciones al estudio “Naturalización de Caudales de Ingreso de la Laguna Aricota 2011”, EGESUR S.A.**

En el “ANEXO 7: Análisis estadístico de los Registros Históricos de Precipitación, Descargas y Evaporación”, del informe del estudio hidrológico de la laguna Aricota, presentado por EGESUR S.A., se muestran los análisis pero sólo en forma de imágenes. Al respecto, no presentan las hojas de cálculo que sustenten estos resultados, lo cual hubiera permitido realizar el seguimiento y comprobaciones pertinentes de los mismos, a fin de dar una opinión de los resultados expuestos en el estudio hidrológico.

Adicionalmente, en los ítems 3.1: Registros de Precipitación del año 2011, 3.2: Registros de Descargas del Año 2011 y 3.3: Registros de Evaporación del año 2011, se dice a la letra “Para las estaciones que no cuentan con datos se ha completado y extendido los registros mediante la aplicación del Software HEC-4 (Center Hydrology Enginier)”, pero no presentan los archivos de entrada y archivos de salidas de los mismos, para su revisión y poder validar los resultados incluidos en el estudio hidrológico presentado por EGESUR S.A.

En este sentido, el SUBCOMITE deberá presentar las hojas de cálculo que sustenten los resultados expuestos en el ANEXO 7 del referido estudio, las cuales deberán estar debidamente vinculadas conteniendo las fórmulas, relaciones y cálculos involucrados, esto con la finalidad de poder revisar y validar los resultados incluidos en el estudio hidrológico presentado por EGESUR S.A.

Así mismo, se deberá presentar los archivos de datos de entrada y archivos de salidas de resultados del software HEC-4 referidos a los ítems 3.1, 3.2 y 3.3 del estudio hidrológico, para su revisión y poder validar los resultados incluidos en el estudio hidrológico presentado por EGESUR S.A.

#### **Respuesta:**

*Idem a la respuesta 19.1.*

### **19.3 Observaciones al “Estudio Hidrológico de los Ríos Santa y Chancay: Centrales Hidroeléctricas de Cañón del pato y Carhuaquero”, EGENOR S.A**

En el Estudio Hidrológico del Río Santa - Central Hidroeléctrica de Cañón del Pato de EGENOR S.A.A., se presenta toda la información hidrometeorológica empleada, y todos los cálculos efectuados y sustentados en hojas Excel debidamente vinculadas; sin embargo, se ha cambiado la metodología de determinación de las series hidrológicas de caudales medios mensuales naturales de ingreso en los puntos de interés del sistema hidráulico de la cuenca del río Santa, representado por las lagunas Rajucolta, Aguascocha,

Cullicocha y Parón, bocatoma de la central y los caudales intermedios entre las lagunas y la bocatoma de la central hidroeléctrica Cañón del Pato, lo que ha traído como consecuencia diferencias en los valores de caudales naturales en los puntos antes mencionados y las series calculadas para anteriores fijaciones tarifarias por el COES-SINAC, período 1965-2011.

Asimismo, en el informe titulado "Estimación de los Caudales Naturales que ingresan a las lagunas Parón, Cullicocha, Rajucolta y Aguascocha", en su primer párrafo dice a la letra: "En los estudios realizados previos al estudio hidrológico correspondiente al año 2012, la estimación de los caudales naturales de ingreso a la laguna Parón, Cullicocha, Rajucolta y Aguascocha se basó en la metodología desarrollada por la empresa consultora CESEL S.A., quienes estimaron el rendimiento de la lagunas en función de los rendimientos de cuencas vecinas, esto en razón que no se contaba con registros de datos de caudales de descargados ni la variación del nivel de los embalses o el registro era muy corto". Sin embargo en el presente estudio no se adjunta el estudio realizado por la empresa CESEL S.A.

En este sentido, el SUBCOMITE deberá presentar el Estudio Hidrológico elaborado por CESEL S.A. que se menciona en el informe de EGENOR S.A. denominado "Estimación de los Caudales Naturales que ingresan a las lagunas Parón, Cullicocha, Rajucolta y Aguascocha", así como los archivos de cálculo que sustentan los mismos, con la finalidad de poder efectuar una comparación de las metodologías de naturalización de caudales de ingreso a las lagunas del sistema hidráulico de la cuenca del río Santa, empleada en la anterior y la presente fijación tarifaria, y así poder definir la validez de los cambios efectuados a las series de caudales naturales propuestos por EGENOR S.A. en su estudio hidrológico en revisión.

**Respuesta:**

*Idem a la respuesta 19.1.*

#### **19.4 Observaciones al "Estudio Hidrológico del Sistema Hídrico de la C.H. Yuncan 2011", ENERSUR S.A.**

ENERSUR S.A. presenta el informe "Estudio Hidrológico del Sistema Hídrico de la C.H. Yuncan 2011", en versión Acrobat Reader, sin embargo no adjunta los archivos de cálculo que sustentan los resultados presentados en su informe de hidrología.

En este sentido, el SUBCOMITE deberá presentar todas las hojas de cálculo Excel, de sustento de los resultados expuestos en el "Estudio Hidrológico del Sistema Hídrico de la C.H. Yuncan 2011", las cuales deberán estar debidamente vinculadas conteniendo las fórmulas, relaciones y cálculos involucrados, esto con la finalidad de poder revisar y validar los resultados del referido estudio.

**Respuesta:**

*Idem a la respuesta 19.1.*

### 19.5 Estudio hidrológico faltante:

En la propuesta no se ha presentado el Estudio Hidrológico de la Central Hidroeléctrica Nuevo Imperial, de HIDROCAÑETE S.A., al que la empresa hace referencia en su carta HCSA-GG-0248-12, de fecha 22 de agosto 2012, que fuera enviada al SUBCOMITE. En esta carta en su segundo párrafo dice a la letra "... lo que nos permite calcular el caudal disponible para nuestra C.H. Nuevo Imperial y mantiene el mismo porcentaje del Estudio Hidrológico presentado en Abril del 2012 por mi representada".

En este sentido, el SUBCOMITE deberá presentar el Estudio Hidrológico de la Central Hidroeléctrica Nuevo Imperial, que HIDROCAÑETE hace referencia en la carta HCSA-GG-0248-12, de fecha 22 de agosto 2012. Deberá también presentar las hojas Excel de sustento debidamente vinculadas conteniendo las fórmulas, relaciones y cálculos involucrados, esto con la finalidad de poder revisar y validar los resultados de los caudales mensuales naturales a ser usados por la C.H. Nueva Imperial.

**Respuesta:**

*Idem a la respuesta 19.1.*

## 20 MODIFICACIÓN DE CAPACIDAD DE LINEAS DE TRANSMISION:

El SUBCOMITE menciona que ha considerado en el Estudio, a partir de enero de 2014, la máxima capacidad de las instalaciones de transmisión utilizadas por el COES-SINAC debido a que la vigencia del Decreto de Urgencia N° 049-2008, que establece que los costos marginales se determinen sin restricciones en la transmisión eléctrica, vence en diciembre de 2013; sin embargo, no se adjunta en el Estudio las capacidades que el COES-SINAC utiliza, ni en base a qué criterios se definieron las mismas.

Al respecto, en anteriores regulaciones se observó, entre otros aspectos, que se consideraba como capacidades de las instalaciones de transmisión de Red de Energía del Perú S.A. las indicadas en las cláusulas de su Contrato de Concesión, cuando para efectos de la fijación de tarifas las instalaciones se deben considerar con las capacidades reales del sistema y no con aquellas que se establezcan para la "no aplicación de compensaciones" cuando se produzca interrupciones con flujos mayores a las capacidades establecidas en un contrato.

Por las razones expuestas, es necesario que el SUBCOMITE presente el sustento de la forma cómo estableció las capacidades de las instalaciones de transmisión, así como que utilice estudios más actualizados que consideren el ingreso de los proyectos de transmisión.

**Respuesta.-**

*Al respecto la solicitado la información al COES, por cuanto se entiende que los precios deben resultar de simulaciones que se aproximen a la realidad, de forma tal que no disten y generen saldos que luego son asignados mediante cargos.*

*En este sentido se debe de considerar los datos utilizados por el COES.*

*Revisar carta que se adjunta en medio magnético al informe.*

## **PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA**

### **21 OBSERVACIÓN GENERAL:**

El SUBCOMITE deberá seguir estrictamente el "Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia", aprobado mediante Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD y sus modificatorias, considerando las modificaciones que introduzcan las observaciones 1 al 5 en la proyección de demanda del Estudio y la información disponible hasta el momento en que se fijen las tarifas eléctricas.

Al respecto, se debe tener en cuenta lo mencionado en los numerales 5.9 y 7.1.6 del "Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia" ("Procedimiento").

Asimismo, se precisa que para la determinación de los costos se debe emplear la información al 31 de marzo de 2013.

#### **Respuesta.-**

*El Subcomité está siguiendo estrictamente el "Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia" aprobado mediante Resolución OSINERGMIN No 260-2004-OS/CD y sus modificatorias aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 525-2007-OS/CD y está tomando en cuenta la información más actualizada que esté disponible a la fecha (Enero 2013), lo que quiere decir que no es posible emplear la información de marzo de 2013. Se tomará en cuenta la nueva proyección de la demanda (levantadas las observaciones 1 al 5).*

### **22 OBSERVACIONES ESPECÍFICAS:**

#### **22.1 Costos de Inversión:**

En los casos que se sustente la procedencia de la aplicación del factor de ajuste, los indicadores de referencia que se empleen para su determinación serán actualizados al mes de marzo de 2013, conforme al Artículo 50° de la LCE.

#### **Respuesta.-**

*Al respecto debemos precisar que el Subcomité está aplicando los factores de ajuste, a los mismos rubros que el OSINERGMIN aplicó en procesos tarifarios anteriores, así mismo, los indicadores de referencia empleados para su determinación corresponden al 31/03/2012 (indicadores base) y al 30/09/2012(indicadores al cierre de la propuesta). En esta oportunidad se actualizará al 31/12/2012 y en la Propuesta se precisa que los factores volverán ser actualizados, cuando se cuente con la información al 31/03/2013, conforme a lo dispuesto en el Artículo 50° de la LCE.*

### 22.1.1 Respeto a los Costos de la Central Termoeléctrica:

Para determinar el precio FOB de la Central Termoeléctrica se debe emplear las publicaciones de la revista GTWH disponibles al 31 de marzo de 2013 conforme el numeral 7.1.4 del Procedimiento.

#### **Respuesta.-**

*Se ha empleado las publicaciones de la revista GTWH disponible a la fecha de la propuesta, y que en este caso también viene a ser la revista del año 2012.*

### 22.1.2 Respeto al Precio y Capacidad Estándar de la Central Termoeléctrica de Punta

Sin perjuicio de la observación anterior, se observa que para determinar la "Capacidad Estándar de la Unidad de Punta (CEISO)" y el "Precio FOB de la Unidad de Punta (FOBTG)", el SUBCOMITE no ha considerado tanto los aportes de las centrales tipo RER como de los autoprodutores en la Máxima Demanda del año 2013. Asimismo, no ha considerado la información (el precio "miles US\$" y la Potencia Base ISO MW) de la maquina "M501F3" correspondiente al año 2006 tal y como se reconoce en la regulación del año 2012.

En este sentido, el SUBCOMITE deberá seguir lo establecido en los numerales 6.3 y 7.1.4 del Procedimiento.

#### **Respuesta.-**

*Se ha considerado los aportes de las centrales de tipo RER y autoprodutores, sin embargo vale aclarar que, no presenta cambios en el límite inferior y por lo tanto, las unidades consideradas para el FOB siguen siendo las mismas.*

*En relación al modelo M501F3 no ha sido considerado pues el modelo vigente es "M501F3" y el modelo que figura en la revista del año 2006 es "M501F".*

### 22.1.3 Respeto a los Costos de Conexión Eléctrica

Se debe sustentar porqué se emplea el costo total de los módulos estándares en lugar de utilizar únicamente los costos de los equipos para luego adicionar los demás costos por fuera, tal como se especifica en la plantilla del Procedimiento.

Sin perjuicio de la observación anterior, se observa que con la aplicación del costo total de los módulos estándares se están duplicando los rubros adicionales al costo FOB (transporte, seguro marítimo; aranceles ad-valorem; gastos de desaduanaje, transporte local, obras civiles, ingeniería, montaje, pruebas y puesta en servicio, suministro local; supervisión, gastos generales - utilidad contratista). Por ejemplo: En el caso del transformador de potencia trifásico 220/10 kV, se ha propuesto el valor del módulo de US\$ 3 038 917,17 el mismo que ya incluye los costos de: desaduanaje, aranceles, flete de suministros, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio, ingeniería de detalle, gastos generales del contratista, utilidades del contratista, etc.

En el caso del precio FOB de la conexión eléctrica, no se ha presentado el sustento de la necesidad del equipamiento adicional respecto del Precio Básico de Potencia vigente, tales como: seccionador de barra 220 kV, seccionador de 10 kV y generador eléctrico diesel en los servicios auxiliares, conexión al sistema de RTP de los equipos complementarios, entre otros.

En este sentido, el SUBCOMITE deberá presentar el sustento correspondiente, a la vez que para efectos de los costos de la Conexión Eléctrica se deberá tomar en cuenta los costos de los suministros reconocidos en la "Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión", vigentes a marzo de 2013, dado que sintetiza la información de precios de mercado reconocidos por el regulador.

#### **Respuesta.-**

*El Subcomité reconoce las observaciones planteadas, por lo que utiliza en estricto los módulos estándares no sólo para los elementos, sino también para los costos de obras civiles, montaje, supervisión, intereses, etc, ya que estos son los reconocidos por el regulador.*

*Por otro lado no se debe olvidar que la conexión de la unidad de punta, se realiza a través de una subestación eléctrica y que por obvias razones, requiere de los componentes de sistemas auxiliares, Red de tierra profunda, entre otros, que se encuentran descritos en el archivo "conexión eléctrica.xls", no considerar algunas de ellas sería atentar con el costo eficiente total que tiene que asumir la unidad de punta.*

#### **22.1.4 Respecto a los Costos Totales de Central Termoeléctrica y Conexión Eléctrica**

Para determinar el "Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTICT)" y el "Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTICE)", el SUBCOMITE se limita a actualizar mediante la aplicación de un factor de ajuste los siguientes costos: "Transporte local", "Montaje electromecánico", "Pruebas y puesta en marcha", "Supervisión", "Adquisición de terreno (incluye subestación)", "Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)", "Obras civiles", "Suministro de sistema de combustible (incluye monitoreo continuo de emisiones)", "Suministro de sistema contra incendio" e "Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local". Sin embargo no se toma en cuenta los costos reconocidos en la regulación del año 2012 y lo dispuesto en el Procedimiento.

En este sentido, el SUBCOMITE debe corregir el cálculo de dichos costos según lo establecido en el Procedimiento.

#### **Respuesta.-**

*Los costos "Transporte local", "Montaje electromecánico", "Pruebas y puesta en marcha", "Supervisión", "Adquisición de terreno (incluye subestación)", "Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)", "Obras civiles", "Suministro de sistema de combustible*

*(incluye monitoreo continuo de emisiones)", "Suministro de sistema contra incendio" del Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CTICT) fueron actualizados con los reconocidos en la regulación del año 2012, los mismos que deberán ser actualizados con los indicadores de Marzo de 2013.*

*En relación al Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTICE), ha considerado el uso de los módulos estándares, eliminando el uso desactualizado e ineficiente de los costos del 2004.*

## **22.2 Costo Fijo de Operación y Mantenimiento:**

Para determinar el "Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)" y los "Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)", el SUBCOMITE se limita a actualizar los costos reconocidos en la regulación del año 2012, mediante la aplicación de un factor de ajuste, sin tomar en cuenta lo dispuesto por el Procedimiento.

Sin perjuicio de la observación anterior, se observa que para la actualización del CFPyO, se está duplicando la utilización del referido factor de ajuste.

En este sentido, el SUBCOMITE deberá seguir lo establecido en el numeral 8 del mencionado Procedimiento.

### **Respuesta.-**

*La actualización de los rubros CFPyO y Costos Fijos de Operación y Mantenimiento indicados se realizó siguiendo la metodología empleada por el OSINERGMIN en procesos regulatorios anteriores, para actualizar los diferentes rubros que conforman los costos de inversión de la Central y la Conexión.*

*Es conveniente precisar que si bien estos costos se están expresando en dólares en realidad son costos que se incurren en moneda nacional por lo tanto están afectos a la variación del IPM, pero al ser convertidos en dólares están afectos también a la variación de la tasa de cambio que en el periodo, debido a la apreciación del Nuevo Sol, resulta en un efecto de ajuste mayor que aparentaría una duplicidad de ajuste lo cual en realidad no es así.*

## **22.3 Tasa de interés durante la construcción**

Es necesario precisar que el valor de la tasa TAMEX considerada por el SUBCOMITE para la tasa de interés a aplicarse durante la construcción, será actualizada al mes de marzo de 2013, conforme al Artículo 50° de la LCE.

### **Respuesta:**

*Al respecto debemos indicar que se actualizara la tasa TAMEX a marzo del 2013, conforme a lo mencionado en el folio 33 de la Propuesta y en cumplimiento del Artículo 50° de la LCE.*

## FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES

### 23 FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES DE ENERGÍA:

OSINERGMIN entiende que los factores de pérdidas marginales de energía son preliminares y que, en consecuencia, los definitivos serán aquellos valores que se determinen al final del proceso.

Cabe precisar que, para la fijación de los Precios en Barra, se debe tomar en cuenta lo establecido en el Artículo 128° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

**Respuesta:**

*De acuerdo con lo mencionado por el OSINERGMIN, los factores son preliminares y se deberán actualizar una vez que la información correspondiente esté disponible.*

## FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN

### 24 FÓRMULA DE ACTUALIZACIÓN DE LOS PRECIOS BÁSICOS DE ENERGÍA Y POTENCIA

En los folios 47 a 49 del Estudio, el SUBCOMITE ha presentado las fórmulas de actualización para la energía y la potencia, incluyendo los valores iniciales y los coeficientes de los factores contenidos en dichas fórmulas.

Al respecto, OSINERGMIN entiende que los valores iniciales y los coeficientes determinados en ambas fórmulas de actualización son preliminares y que, en consecuencia, los definitivos serán aquellos que se determinen al final de proceso.

**Respuesta:**

*De acuerdo con lo mencionado por el OSINERGMIN, los factores son preliminares y se deberán actualizar una vez que la información correspondiente esté disponible.*

**ANEXO**

Total de cartas enviadas para proyectos de demanda y oferta, además de instituciones.

N° Carta	Compañía	Proyecto	Respuesta
SCG_005_2013	MINERA BARRICK	PROYECTO LAGUNA NORTE	
SCG_006_2013	COMPAÑÍA DE MINAS BUENAVENTURA	PROYECTO MALLAY Y BREAPAMPA	SI
SCG_007_2013	MINSUR S.A.	PROYECTO PUCAMARCA	SI
SCG_008_2013	HUBBAY MINERALS	MINA CONSTANCIA	SI
SCG_009_2013	COMPAÑÍA MINERA ALPAMARCA	PROYECTO MINERO	
SCG_010_2013	COMPAÑÍA MINERA ARES	AMPLIACION DE LA PLANTA DORE	SI
SCG_011_2013	SOCIEDAD MINERA CORONA S.A.	PROYECTO MINERO	
SCG_012_2013	VOLCAN COMPAÑÍA MINERA S.A.A.	PROYECTO MINERO	
SCG_013_2013	MINERA MISKIMAYO	PROYECTOS BAYOVAR	SI
SCG_014_2013	CANTERAS HALLAZGO	PROYECTOS CHUCAPACA	
SCG_015_2013	INVICTA MINIG CORP S.A.C.	PROYECTO MINERO	
SCG_016_2013	COES-SINAC	SOLICITUD DE INFORMACION	SI
SCG_017_2013	TRANSPORTADORA DE GAS DEL PERU	SOLICITUD DE INFORMACION	SI
SCG_018_2013	OSINERGMIN	SOLICITUD DE INFORMACION	
SCG_001_2013	BPZ ENERGY S.A.	PROYECTO NUEVA ESPERANZA	SI
SCG_002_2013	EMPRESA DE GENERACION HUANZA	HIDROELECTRICA HUANZA	
SCG_003_2013	LUZ DEL SUR	SANTA TERESA	SI
VIA CORREO ELECTRONICO	EMPRESA DE GENERACION MACHUPICCHU	SEGUNDA FASE CENTRAL HIDRO ELÉCTRICA MACHUPICCHU	SI
VIA CORREO ELECTRONICO	ENERSUR	RESERVA FRIA ILO	SI

**SUBCOMITÉ  
DE GENERADORES DEL COES**

---

Lima, 09 de enero del 2013

**CARGO**

**SCG\_005\_2013**

Señor  
Igor Gonzales Galindo  
Apoderado  
**MINERA BARRICK**  
Av. Manuel Olguin Nro. 375 (Piso 11)- Surco

**Asunto:** Información para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación  
Tarifaria Período Mayo 2013 – Abril 2014

De nuestra consideración:

Es grato dirigirnos a usted para informarle que, con oficio N° 0957-2012-GART, el Osinergmin realizó las observaciones al estudio Técnico-Económico presentado por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC.

En dichas observaciones, el Osinergmin solicita la actualización de la información de su proyecto **Laguna Norte** considerando el horizonte 2012 – 2015, para lo cual apreciaremos puedan remitirnos antes del 21 de enero, la información del formato adjunto a la presente.

Para la remisión y/o consultas al respecto, ponemos a su disposición las siguientes direcciones:

- Vía correo electrónico, a la dirección [edson.hidalgo@snpower.com](mailto:edson.hidalgo@snpower.com)
- Vía Courier a la Av. Víctor Andrés Belaunde 280, Piso 2, San Isidro

Agradecemos de antemano su colaboración y atención a la presente.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para expresarle nuestro cordial saludo.

Atentamente,



Juan Antonio Rozas  
**Representante del Subcomité de Generadores del COES**

Adj. Ficha Proyectos.



**SUBCOMITÉ  
DE GENERADORES DEL COES**

---

Lima, 09 de enero del 2013

**CARGO****SCG\_006\_2013**

Señor  
Roque Benavides Ganoza  
Gerente General  
**COMPAÑÍA DE MINAS BUENAVENTURA**  
Av. Carlos Villaran Nro. 790 , Santa Catalina- La Victoria

**Asunto:** Información para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación  
Tarifaria Período Mayo 2013 – Abril 2014

De nuestra consideración:

Es grato dirigirnos a usted para informarle que, con oficio N° 0957-2012-GART, el Osinergmin realizó las observaciones al estudio Técnico-Económico presentado por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC.

En dichas observaciones, el Osinergmin solicita la actualización de la información de sus proyectos **Mallay y Breapampa** considerando el horizonte 2012 – 2015, para lo cual apreciaremos puedan remitirnos antes del 21 de enero, la información del formato adjunto a la presente.

Para la remisión y/o consultas al respecto, ponemos a su disposición las siguientes direcciones:

- Vía correo electrónico, a la dirección [edson.hidalgo@snpower.com](mailto:edson.hidalgo@snpower.com)
- Vía Courier a la Av. Víctor Andrés Belaunde 280, Piso 2, San Isidro

Agradecemos de antemano su colaboración y atención a la presente.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para expresarle nuestro cordial saludo.

Atentamente,



Juan Antonio Rozas  
Representante del Subcomité de Generadores del COES

Adj. Ficha Proyectos.



**FICHA DE PROYECTOS No 1  
PROYECTOS DE DEMANDA**

**1.0 ASPECTOS GENERALES:**

1.1 Nombre del Proyecto:

**MALLAY**

1.2 Empresa propietaria:

Compañía de Minas Buenaventura S.A.A.

1.3 Ubicación del proyecto

Departamento	Provincia	Distrito
LIMA	OYON	MALLAY

1.4 Actividad a desarrollar:

EXPLOTACION DE MINERAL POLIMETALICO

1.5 Descripción del proyecto

1.5.1 Situación actual (Estado del Proyecto):

CONCLUIDO, EN OPERACIÓN

1.5.2 Etapas y su estado de avance:

ETAPAS		ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Título (Petitorio)	100%
	Exploración	100%
	Estudio de Factibilidad	100%
INVERSIÓN	Financiamiento	100%
	Ingeniería	100%
	Construcción	100%
OPERACIÓN	Puesta en marcha (mes-año)	ABRIL 2012

**2.0 ASPECTOS TECNICOS:**

2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Item	Toneladas métricas (TM)	Energía (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Mineral extraído	114,167.00	11,572,435.00	101.36

(ABRIL - DIC. 2012)

2.2 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	UCHUCCHACUA
Nivel de tensión	138/33 kV
Empresa Suministradora de Electricidad	KALLPA

2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

2.4.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) <sup>(1)</sup>		Factor de carga (%)	Probabilidad % <sup>(2)</sup>
		HP	HFP		
2012	15.430	2.4	2.5	0.71	
2013	18.510	2.7	2.8	0.76	
2014	20.360	2.97	3.08	0.76	
2015	22.400	3.27	3.39	0.77	
2016	24.640	3.5	3.73	0.77	
2020	34.230	4.31	4.47	0.88	

2.4 Factor de Potencia estimado: 0,98

2.5 Equipos de compensación reactiva

MVAR		MVAR	
Inductivo		Capacitivo	1.2

2.6 Cronograma de ejecución (referencial)

Item	Actividad	2012	2013	2014	2015	2016	2020
1	Estudio de Ingeniería						
2	Financiamiento						
3	Construcción	X					
4	Producción	X	X	X			

**3.0 COMENTARIOS:**

MALLAY YA ES UNIDAD PRODUCTIVA

**Notas:**

(1): HP = Hora punta, de 19:00 a 23:00 horas. HFP = Hora fuera de punta, de 00:00 a 19:00 y de 23:00 a 24:00 horas

(2): Probabilidad de ejecución del proyecto en la fecha estimada.

(3): Con referencia a los requisitos marcar la respectiva (X) en el Estado de Situación del Proyecto, o indicar (NR) en caso no sea requerido para el proyecto.

**FICHA DE PROYECTOS No 1  
PROYECTOS DE DEMANDA**

**1.0 ASPECTOS GENERALES:**

1.1 Nombre del Proyecto:

**Breapampa**

1.2 Empresa propietaria:

Compañía de Minas Buenaventura S.A.A.

1.3 Ubicación del proyecto

Departamento	Provincia	Distrito
Ayacucho	Parinacochas	Chumpi

1.4 Actividad a desarrollar:

Minería

1.5 Descripción del proyecto

1.5.1 Situación actual (Estado del Proyecto):

Operación

1.5.2 Etapas y su estado de avance:

ETAPAS		ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Título (Petitorio)	COMPLETO
	Exploración	COMPLETO
	Estudio de Factibilidad	COMPLETO
INVERSIÓN	Financiamiento	COMPLETO
	Ingeniería	COMPLETO
	Construcción	EN EJECUCIÓN
OPERACIÓN	Puesta en marcha (mes-año)	NOV. 2012

**2.0 ASPECTOS TECNICOS:**

2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Item	Toneladas métricas (TM)	Energía (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Mineral extraído	179,981.00	336,183.06	1.87

2.2 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	Coracora
Nivel de tensión	60/22.9/10 kV
Empresa Suministradora de Electricidad	ADINELSA

2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

2.4.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) <sup>(1)</sup>		Factor de carga (%)	Probabilidad % <sup>(2)</sup>
		HP	HFP		
2012	0.909	0.646	0.645	0.98	100
2013	6.000	1.596	1.016	0.98	100
2014	12.189	2.861	1.626	0.98	70
2015	16.829	3.175	1.805	0.98	20
2016	18.829	3.522	2.002	0.98	10
2020	30.572	5.337	3.034	0.98	2

2.4 Factor de Potencia estimado: 0,98

2.5 Equipos de compensación reactiva

Inductivo		Capacitivo	
MVAR		MVAR	
		1	

2.6 Cronograma de ejecución (referencial)

Item	Actividad	2012	2013	2014	2015	2016	2020
1	Estudio de Ingeniería						
2	Financiamiento						
3	Construcción						
4	Producción	X	X	X			

**3.0 COMENTARIOS:**

La proyección del cronograma de ejecución es según el planeamiento de explotación - Octubre 2014.

**Notas:**

- (1): HP = Hora punta, de 19:00 a 23:00 horas. HFP = Hora fuera de punta, de 00:00 a 19:00 y de 23:00 a 24:00 horas  
 (2): Probabilidad de ejecución del proyecto en la fecha estimada.  
 (3): Con referencia a los requisitos marcar la respectiva (X) en el Estado de Situación del Proyecto, o indicar (NR) en caso no sea requerido para el proyecto.

**SUBCOMITÉ  
DE GENERADORES DEL COES**

---

Lima, 09 de enero del 2013

SCG\_007\_2013

Señor  
Lucio David Pareja Chávez  
Gerente General  
**MINSUR S.A**  
Las Begonias 441, Of.338 - San Isidro



**CARGO**

**Asunto:** Información para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria Período Mayo 2013 – Abril 2014

De nuestra consideración:

Es grato dirigirnos a usted para informarle que, con oficio N° 0957-2012-GART, el Osinergmin realizó las observaciones al estudio Técnico-Económico presentado por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC.

En dichas observaciones, el Osinergmin solicita la actualización de la información de su proyecto **Pucamarca** considerando el horizonte 2012 – 2015, para lo cual apreciaremos puedan remitirnos antes del 21 de enero, la información del formato adjunto a la presente.

Para la remisión y/o consultas al respecto, ponemos a su disposición las siguientes direcciones:

- Vía correo electrónico, a la dirección [edson.hidalgo@snpower.com](mailto:edson.hidalgo@snpower.com)
- Vía Courier a la Av. Víctor Andrés Belaunde 280, Piso 2, San Isidro

Agradecemos de antemano su colaboración y atención a la presente.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para expresarle nuestro cordial saludo.

Atentamente,

Juan Antonio Rozas  
**Representante del Subcomité de Generadores del COES**

Adj. Ficha Proyectos.

**MINSUR**

Lima, 21 de enero de 2013

Señores  
**SUBCOMITÉ DE GENERADORES DEL COES**  
Av. Víctor Andrés Belaunde N° 280, Piso 2  
San Isidro.-



Atención: Sr. Juan Antonio Rozas  
Representante del Subcomité de Generadores del COES

Asunto: Remite Información para el Estudio de Precios en Barra para la  
Fijación Tarifaria Período Mayo 2013 – Abril 2014


Referencia: Carta SCG\_007\_2013

De nuestra consideración:

Por medio de la presente, conforme a su solicitud efectuada mediante Carta SCG\_007\_2013, de fecha 9 de enero de 2013, cumplimos con adjuntar al presente el formato de actualización de la información de nuestro proyecto minero "PUCAMARCA", que corresponde al Período Mayo 2013 – Abril 2014.

Sin otro particular, nos despedimos.

Atentamente,

**MINSUR S.A.**  
  
EMILIO ALFAGEME RODRÍGUEZ LARRAÍN  
APODERADO

Minsur S.A.  
Las Begonias 441, Of. 338, San Isidro, Lima 27, Perú  
T (511) 215 8330 F (511) 441 0871  
[www.minsur.com](http://www.minsur.com)

## SUBCOMITÉ DE GENERADORES DEL COES

FICHA DE PROYECTOS No 1  
PROYECTOS DE DEMANDA



www.sidec.com.pe

### 1.0 ASPECTOS GENERALES:

1.1 Nombre del Proyecto:

PUCAMARCA

1.2 Empresa propietaria:

MINSUR S.A.

1.3 Ubicación del proyecto:

Departamento	Provincia	Distrito
TACNA	TACNA	PALCA

1.4 Actividad a desarrollar:

Explotación y Refinación de Oro

1.5 Descripción de la carga/ampliación o proyecto:

1.5.1 Situación actual (Estado del Proyecto)

Las diferentes facilidades de la mina se encuentran listas para operar, solo falta la autorización de la DGM

1.5.2 Etapas y su estado de avance:

ETAPAS		ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Título (Petitorio)	Titulado
	Exploración	Finalizado
	Estudio de Factibilidad	Finalizado
INVERSIÓN	Financiamiento	Finalizado
	Ingeniería	Finalizado
	Construcción	Finalizado
OPERACIÓN	Puesta en marcha	En proceso

### 2.0 ASPECTOS TÉCNICOS:

2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Item	Toneladas métricas (TM)	Energía (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Mineral extraído (*)	56,990,000	207,574,598	3.64

(\*) En todo el tiempo de explotación de la mina

2.2 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	SE LOS HEROES
Nivel de tensión	66 KV
Empresa Suministradora de Electricidad	SAN GABAN SA

2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

2.3.1 Proyección de Demanda en Escenario Base:

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2012	0.34	0.06	0.27	0.21	
2013	30.00	3.80	4.50	0.75	90%
2014	30.00	3.80	4.50	0.75	90%
2015	30.00	3.80	4.50	0.75	90%
2016	30.00	3.80	4.50	0.75	90%
2017	30.00	3.80	4.50	0.75	90%
2018	30.00	3.80	4.50	0.75	90%

2019	30.00	3.80	4.50	0.75	90%
2020					

2.4 Factor de Potencia estimado: 0.98

2.5 Equipos de compensación reactiva

	MVAR		MVAR
Inductivo	-	Capacitivo	5.00

2.6 Cronograma de ejecución (referencial)

Item	Actividad	2012	2013	2014	2015	2016	2019
1	Estudio de Ingeniería						
2	Financiamiento						
3	Construcción	X					
4	Producción		X	X	X	X	X

3.0 COMENTARIOS:

El estudio de ingeniería se hizo antes del 2012. El financiamiento ya finalizado ha sido con recursos propios

Notas:

- (1): HP = Hora punta, de 18:00 a 23:00 horas. HFP = Hora fuera de punta, de 00:00 a 18:00 y de 23:00 a 24.00 horas
- (2): Probabilidad de ejecución del proyecto en la fecha estimada.
- (3): Con referencia a los requisitos marcar la respectiva (X) en el Estado de Situación del Proyecto, o indicar (NR) en caso no sea requerido para el proyecto.

**SUBCOMITÉ  
DE GENERADORES DEL COES**

---

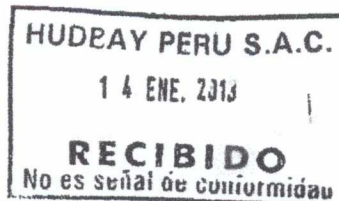
Lima, 09 de enero del 2013

**CARGO**

SCG\_008\_2013

Señor  
Cashel Meagher  
Gerente General  
**HUDBAY MINERALS**

Calle Amador Merino Reina 267, Piso 7 – San Isidro

**Asunto:** Información para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación  
Tarifaria Período Mayo 2013 – Abril 2014

De nuestra consideración:

Es grato dirigirnos a usted para informarle que, con oficio N° 0957-2012-GART, el Osinergmin realizó las observaciones al estudio Técnico-Económico presentado por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC.

En dichas observaciones, el Osinergmin solicita la actualización de la información de su proyecto **Mina Constancia** considerando el horizonte 2012 – 2015, para lo cual apreciaremos puedan remitirnos antes del 21 de enero, la información del formato adjunto a la presente.

Para la remisión y/o consultas al respecto, ponemos a su disposición las siguientes direcciones:

- Vía correo electrónico, a la dirección [edson.hidalgo@snpower.com](mailto:edson.hidalgo@snpower.com)
- Vía Courier a la Av. Víctor Andrés Belaunde 280, Piso 2, San Isidro

Agradecemos de antemano su colaboración y atención a la presente.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para expresarle nuestro cordial saludo.

Atentamente,

Juan Antonio Rozas  
**Representante del Subcomité de Generadores del COES**

Adj. Ficha Proyectos.

**HUDBAY**

Lima, 21 de enero de 2013

Señores  
**COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL - COES**  
**Subcomité de generadores del COES**  
Presente.-

Atención: Juan Antonio Rozas  
Representante del Subcomité de Generación del COES

Referencia: Carta No. SCG\_008\_2013 del 09 de enero de 2013.

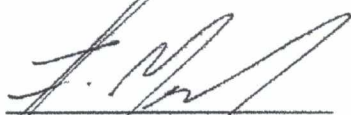
Estimados señores:

Tenemos el agrado de dirigirnos a ustedes para saludarlos cordialmente y a la vez informarles que el 14 de enero del presente año HUDBAY PERU S.A.C. fue notificado con el documento de la referencia, en virtud del cual su entidad nos solicita la información actualizada, según el formato adjunto, de nuestro proyecto minero Constancia para el Estudio de Precios de Barra para la fijación tarifaria periodo mayo 2013 - abril 2014.

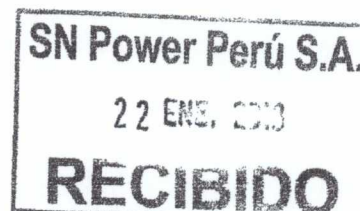
En tal sentido, cumplimos con presentar la información requerida dentro del plazo conferido por su entidad, adjuntando a la presente el formato de la ficha COES, en calidad de Anexo 1.

Sin otro particular, solicitamos dar por cumplida nuestra obligación de presentar la referida documentación y quedamos a su disposición para cualquier aclaración de la información brindada.

Atentamente,



**HUDBAY PERU S.A.C**  
Fernando Montero Alvarado  
Abogado para Temas Regulatorios



# SUBCOMITÉ DE GENERADORES DEL COES

Anexo 1

000051

FICHA DE PROYECTOS No 1  
PROYECTOS DE DEMANDA



## 1.0 ASPECTOS GENERALES:

1.1 Nombre del Proyecto:

Proyecto minero Constancia

1.2 Empresa propietaria:

Hudbay Perú S.A.C.

1.3 Ubicación del proyecto

Departamento	Provincia	Distrito
Cusco	Chumbivilca	Velille, Chanchaca y Licéitaca

1.4 Actividad a desarrollar:

Explotación de una mina a tajo abierto, con valores recuperables de cobre

1.5 Descripción del proyecto

1.5.1 Situación actual (Estado del Proyecto):

Se encuentra en pleno desarrollo de la etapa de construcción

1.5.2 Etapas y su estado de avance:

ETAPAS		ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Título (Petitorio)	Obtenido
	Exploración	Concluido
	Estudio de Factibilidad	Concluido
INVERSIÓN	Financiamiento	Aprobado
	Ingeniería	En elaboración
	Construcción	En desarrollo
OPERACIÓN	Puesta en marcha (mes-año)	Pendiente

## 2.0 ASPECTOS TÉCNICOS:

2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Item	Toneladas métricas (TM)	Energía (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Mineral extraído	3400	87000	24.8

2.2 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	X
Nivel de tensión	
Empresa Suministradora de Electricidad	

2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

2.4.1 Proyección de Demanda en Escenario Base

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) <sup>(1)</sup>		Factor de carga (%)	Probabilidad % <sup>(2)</sup>
		HP	HFP		
2012					
2013					
2014	5712.48	62	62	80	75
2015	1719.4	87	87	80	85
2016	18040	87	87	80	90
2020	18040	87	87	80	90

2.4 Factor de Potencia estimado: 0.9

2.5 Equipos de compensación reactiva

	MVAR		MVAR
Inductivo	0.98	Capacitivo	

2.6 Cronograma de ejecución (referencial)

Item	Actividad	2012	2013	2014	2015	2016	2020
1	Estudio de Ingeniería	X	X				
2	Financiamiento	X					
3	Construcción	X	X	X			
4	Producción			X	X	X	X

## 3.0 COMENTARIOS:

### Notas:

- (1) HP = Hora punta, de 19:00 a 23:00 horas HFP = Hora fuera de punta, de 00:00 a 19:00 y de 23:00 a 24:00 horas
- (2) Probabilidad de ejecución del proyecto en la fecha estimada
- (3) Con referencia a los requisitos marcar la respectiva (X) en el Estado de Situación del Proyecto, o indicar (NR) en caso no sea requerido para el proyecto.

**SUBCOMITÉ  
DE GENERADORES DEL COES**

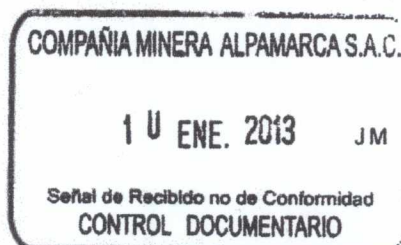
---

Lima, 09 de enero del 2013

**SCG\_009\_2013**

Señor  
Juan José Herrera Távora  
Gerente General  
**Compañía Minera Alpamarca**  
Av. Manuel Olguin Nro. 375 - Surco

**CARGO**



**Asunto:** Información para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria Período Mayo 2013 – Abril 2014

De nuestra consideración:

Es grato dirigirnos a usted para informarle que, con oficio N° 0957-2012-GART, el Osinergmin realizó las observaciones al estudio Técnico-Económico presentado por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC.

En dichas observaciones, el Osinergmin solicita la actualización de la información de su proyecto considerando el horizonte 2012 – 2015, para lo cual apreciaremos puedan remitirnos antes del 21 de enero, la información del formato adjunto a la presente.

Para la remisión y/o consultas al respecto, ponemos a su disposición las siguientes direcciones:

- Vía correo electrónico, a la dirección [edson.hidalgo@snpower.com](mailto:edson.hidalgo@snpower.com)
- Vía Courier a la Av. Víctor Andrés Belaunde 280, Piso 2, San Isidro

Agradecemos de antemano su colaboración y atención a la presente.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para expresarle nuestro cordial saludo.

Atentamente,

Juan Antonio Rozas  
**Representante del Subcomité de Generadores del COES**

Adj. Ficha Proyectos.

**SUBCOMITÉ  
DE GENERADORES DEL COES**

---

Lima, 09 de enero del 2013

**CARGO**

**SCG\_010\_2013**

CIA. MINERA ARES S.A.C.

10 ENF 2013

RECEPCION

Señor  
Ernesto Balarezo Valdéz  
Gerente General  
**Compañía Minera Ares**  
Cal. la Colonia Nro. 180 - Surco

**Asunto:** Información para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación  
Tarifaria Período Mayo 2013 – Abril 2014

De nuestra consideración:

Es grato dirigirnos a usted para informarle que, con oficio N° 0957-2012-GART, el Osinergmin realizó las observaciones al estudio Técnico-Económico presentado por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC.

En dichas observaciones, el Osinergmin solicita la actualización de la información de sus proyectos considerando el horizonte 2012 – 2015, para lo cual apreciaremos puedan remitirnos antes del 21 de enero, la información del formato adjunto a la presente.

Para la remisión y/o consultas al respecto, ponemos a su disposición las siguientes direcciones:

- Vía correo electrónico, a la dirección [edson.hidalgo@snpower.com](mailto:edson.hidalgo@snpower.com)
- Vía Courier a la Av. Víctor Andrés Belaunde 280, Piso 2, San Isidro

Agradecemos de antemano su colaboración y atención a la presente.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para expresarle nuestro cordial saludo.

Atentamente,



Juan Antonio Rozas  
**Representante del Subcomité de Generadores del COES**

Adj. Ficha Proyectos.

**FICHA DE PROYECTOS No 2  
PROYECTOS DE DEMANDA**

**1.0 ASPECTOS GENERALES:**

1.1 Nombre del Proyecto:  
PROYECTO DE AMPLIACION DE 75 a 95 TN / DIA PLANTA DORE

1.2 Empresa propietaria:  
COMPANÍA MINERA ARES S.A.C. - Unidad de Producción Ares

1.3 Ubicación del proyecto

Departamento	Provincia	Distrito
AREQUIPA	CASTILLA	ORCOPAMPA

1.4 Actividad a desarrollar:  
INSTALACION DEL FILTRO PRENSA Y BOMBAS

1.5 Descripción del proyecto  
1.5.1 Situación actual (Estado del Proyecto):  
EQUIPOS EN COTIZACION

1.5.2 Etapas y su estado de avance:

ETAPAS		ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Título (Petitorio)	
	Exploración	
	Estudio de Factibilidad	EJECUTADO
INVERSIÓN	Financiamiento	PROPIO
	Ingeniería	EJECUTADO
	Construcción	EN CONSTRUCCION
OPERACIÓN	Puesta en marcha (mes-año)	abr-13

**2.0 ASPECTOS TECNICOS:**

2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad

Item	Toneladas métricas (TM)	Energía (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Mineral extraído	314,388	36,995,112	117.68

2.2 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	S.E.T. CALLALLI
Nivel de tensión	66 KV
Empresa Suministradora de Electricidad	SDF Y CELEPSA

2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

2.4.1 Proyección de Demanda en Escenario Base.

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) <sup>(1)</sup>		Factor de carga (%)	Probabilidad % <sup>(2)</sup>
		HP	HFP		
2012	129.21745	19.3	19.6	94%	100%
2013	138.484	20	20.8	94%	95%
2014	110.2	20.9	21.8	94%	95%
2015	115.5	21.5	22.4	94%	95%
2016	125.6	21.5	22.9	94%	95%
2020					

2.4 Factor de Potencia estimado: 0.99

2.5 Equipos de compensación reactiva

	MVAR		MVAR
Inductivo		Capacitivo	7

2.6 Cronograma de ejecución (referencial)

Item	Actividad	2012	2013	2014	2015	2016	2020
1	Estudio de Ingeniería	EJECUTADO					
2	Financiamiento	PROPIO					
3	Construcción		ABRIL				
4	Producción		ABRIL				

**3.0 COMENTARIOS:**

CON EL PROYECTO SE ESTIMA UN INCREMENTO DE LA DEMANDA EN 400 KW.

**Notas:**

(1): HP = Hora punta, de 19:00 a 23:00 horas. HFP = Hora fuera de punta, de 00:00 a 19:00 y de 23:00 a 24:00 horas

(2): Probabilidad de ejecución del proyecto en la fecha estimada.

(3): Con referencia a los requisitos marcar la respectiva (X) en el Estado de Situación del Proyecto, o indicar (NR) en caso no sea requerido para el proyecto.

**SUBCOMITÉ  
DE GENERADORES DEL COES**

---

Lima, 09 de enero del 2013

**SCG\_011\_2013**

Señor  
Carlos Villanueva Ortiz  
Gerente General  
**SOCIEDAD MINERA CORONA S.A.**  
Av. Pedro de Osma Nro. 450 - Barranco



**CARGO**

**Asunto:** Información para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria Período Mayo 2013 – Abril 2014

De nuestra consideración:

Es grato dirigirnos a usted para informarle que, con oficio N° 0957-2012-GART, el Osinergmin realizó las observaciones al estudio Técnico-Económico presentado por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC.

En dichas observaciones, el Osinergmin solicita la actualización de la información de sus proyectos considerando el horizonte 2012 – 2015, para lo cual apreciaremos puedan remitirnos antes del 21 de enero, la información del formato adjunto a la presente.

Para la remisión y/o consultas al respecto, ponemos a su disposición las siguientes direcciones:

- Vía correo electrónico, a la dirección [edson.hidalgo@snpower.com](mailto:edson.hidalgo@snpower.com)
- Vía Courier a la Av. Víctor Andrés Belaunde 280, Piso 2, San Isidro

Agradecemos de antemano su colaboración y atención a la presente.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para expresarle nuestro cordial saludo.

Atentamente,

Juan Antonio Rozas  
**Representante del Subcomité de Generadores del COES**

Adj. Ficha Proyectos.

**SUBCOMITÉ  
DE GENERADORES DEL COES**

Lima, 09 de enero del 2013

**CARGO****SCG\_012\_2013**

Señor  
Juan José Herrera Távara  
Gerente General  
**Volcan Compañía Minera S.A.A.**  
Av. Gregorio Escobedo 710 - Jesús María

**Asunto:** Información para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación  
Tarifaria Período Mayo 2013 – Abril 2014

De nuestra consideración:

Es grato dirigirnos a usted para informarle que, con oficio N° 0957-2012-GART, el Osinergmin realizó las observaciones al estudio Técnico-Económico presentado por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC.

En dichas observaciones, el Osinergmin solicita la actualización de la información de sus proyectos considerando el horizonte 2012 – 2015, para lo cual apreciaremos puedan remitirnos antes del 21 de enero, la información del formato adjunto a la presente.

Para la remisión y/o consultas al respecto, ponemos a su disposición las siguientes direcciones:

- Vía correo electrónico, a la dirección [edson.hidalgo@snpower.com](mailto:edson.hidalgo@snpower.com)
- Vía Courier a la Av. Víctor Andrés Belaunde 280, Piso 2, San Isidro

Agradecemos de antemano su colaboración y atención a la presente.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para expresarle nuestros saludos.

Atentamente,

  
Juan Antonio Rozas  
Representante del Subcomité de Generadores del COES

Adj. Ficha Proyectos.



**SUBCOMITÉ  
DE GENERADORES DEL COES**

Lima, 09 de enero del 2013

**CARGO**

SCG\_013\_2013



1/1

Señor  
Jalmero Lazarini Junior  
Representante Legal  
**MINERA MISKIMAYO**  
Av. Tacna 697 - Centro Cívico Piura

SN POWER PERU S. A.  
ALH (2) Folios: 3  
MINERA MISKIMAYO  
PIURA

(PIURA) Doc Ext: 013-13  
0/S: 12/0227156 - 15/01/13

**Asunto:** Información para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria Período Mayo 2013 – Abril 2014

De nuestra consideración:

Es grato dirigirnos a usted para informarle que, con oficio N° 0957-2012-GART, el Osinergmin realizó las observaciones al estudio Técnico-Económico presentado por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC.

En dichas observaciones, el Osinergmin solicita la actualización de la información de sus proyectos en **Bayovar** considerando el horizonte 2012 – 2015, para lo cual apreciaremos puedan remitirnos antes del 21 de enero, la información del formato adjunto a la presente.

Para la remisión y/o consultas al respecto, ponemos a su disposición las siguientes direcciones:

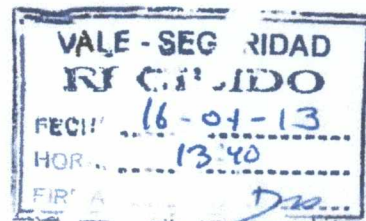
- Vía correo electrónico, a la dirección [edson.hidalgo@snpower.com](mailto:edson.hidalgo@snpower.com)
- Vía Courier a la Av. Víctor Andrés Belaunde 280, Piso 2, San Isidro

Agradecemos de antemano su colaboración y atención a la presente.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para expresarle nuestro cordial saludo.

Atentamente,

Juan Antonio Rozas  
Representante del Subcomité de Generadores del COES



Adj. Ficha Proyectos.

## COMPAÑÍA MINERA MISKI MAYO

BAY-GEOPB-000 05 -13

Piura, 21 de Enero de 2013

Señor

**Juan Antonio Rozas**

Representante del sub comité de Generadores del COES

**COES**Presente. -

Asunto: Información para el Estudio de Precios en Barra para Fijación Tarifaria Periodo  
Mayo 2013 - Abril 2014

Ref. : Carta SCG-013-2013


De nuestra consideración,

Es grato dirigirme a Ustedes para saludarlos cordialmente y, a la vez, remitirle la información solicitada respecto a los requerimientos de demanda de potencia y energía actuales y de nuestros proyectos futuros para el periodo 2015-2024, en cumplimiento del Artículo 16° del Reglamento de Transmisión (RT) aprobado mediante D.S. N°27-2007-EM. La misma información fue enviada a la dirección electrónica [edson.hidalgo@snpower.com](mailto:edson.hidalgo@snpower.com) según indicado.

Así mismo, le indicamos que el representante de nuestra empresa para coordinaciones y/o aclaraciones respecto de la información enviada es el ingeniero Eduardo Martinez, con celular 994160615 y correo electrónico [eduardo.martinez@vale.pe](mailto:eduardo.martinez@vale.pe).

Sin otro particular, hago propicia la oportunidad para saludarlo.

Atentamente,



**Francisco Arcas**  
Gerente de Mantenimiento  
Compañía Minera Miski Mayo S.R.L.

## FICHA DE INFORMACIÓN No 1 PROYECTOS DE DEMANDA

FECHA:	ene-13
--------	--------

### 1.0 ASPECTOS GENERALES:

1.1 Nombre del proyecto:  

Bayovar
---------

1.2 Empresa propietaria:  

Compañía Minera Miski Mayo S.R.L.
-----------------------------------

1.3 Ubicación de la carga/ampliación o proyecto:

Departamento	Provincia	Distrito
Piura	Sechura	Sechura

1.4 Actividad a desarrollar:  

Extracción de roca fosfórica
------------------------------

1.5 Descripción del proyecto:  
 1.5.1 Situación actual  

En Operaciones y con Proyecto de ampliación
---

#### 1.5.2 Etapas y su estado de avance: (en caso de ser Proyecto o Ampliación)

ETAPAS		ESTADO
PRE-INVERSIÓN	Título (Petitorio)	X
	Exploración	X
	Estudio de Factibilidad	X
INVERSIÓN	Financiamiento	X
	Ingeniería	X
	Construcción	X
OPERACIÓN	Puesta en marcha	X

### 2.0 ASPECTOS TECNICOS:

#### 2.1 Indicadores Técnicos de Consumo de electricidad (POR AÑO DE PRODUCCION)

Item	Toneladas métricas (TM)	Energía (KWh)	Consumo (KWh/TM)
Mineral extraído	3,260,000.0	90,507,249.0	27.76

#### 2.2 Fuentes de suministro eléctrico

Subestación de conexión al SEIN	La Niña
Nivel de tensión	220/138 kV
Empresa Suministradora de Electricidad	KALLPA

#### 2.3 Demanda Eléctrica Proyectada

##### 2.3.1 Proyección de Demanda en Escenario Base:

Año	Energía (GWh)	Potencia (MW) (1)		Factor de carga (%)	Probabilidad (%) (2)
		HP	HFP		
2012	90.5	13	13	78%	
2013	98.0	14	14	77%	
2014	101.7	14	15	76%	0
2015	132.9	19	19	57%	90
2016	169.6	21	21	66%	100
2017	180.6	22	22	69%	
2018	190.0	22	22	71%	
2019	199.3	22	23	72%	
2020	208.7	23	24	74%	
2021	218.1	23	24	75%	
2022	227.4	23	25	77%	
2023	236.8	24	25	78%	
2024	246.1	24	26	80%	

2.4 Factor de Potencia estimado: 0.95

2.5 Equipos de compensación reactiva

	MVAR		MVAR
Inductivo	0	Capacitivo	8.4

2.6 Diagramas unifilares adjuntos

	Primera Etapa		Segunda Etapa		Final
Año	2010	2013	2014	2015	2016
Adjunto (Marcar con "X")	X				

3

**COMENTARIOS:**

--

**Notas:**

- (1): HP = Hora punta, de 18:00 a 23:00 horas. HFP = Hora fuera de punta, de 00:00 a 18:00 y de 23:00 a 24:00 horas
- (2): Probabilidad de ejecución del proyecto en la fecha estimada.
- (3): Con referencia a los requisitos marcar la respectiva (X) en el Estado de Situación del Proyecto, o indicar (NR) en caso no sea requerido para el proyecto.

**SUBCOMITÉ  
DE GENERADORES DEL COES**

---

Lima, 09 de enero del 2013

**SCG\_014\_2013**

Señor  
Federico Schwalb  
Apoderado  
**CANTERAS DEL HALLAZGO**  
Av. el Derby Nro. 055 Int. 301 - Surco

**CARGO**

**Asunto:** Información para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación  
Tarifaria Período Mayo 2013 – Abril 2014

De nuestra consideración:

Es grato dirigirnos a usted para informarle que, con oficio N° 0957-2012-GART, el Osinergmin realizó las observaciones al estudio Técnico-Económico presentado por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC.

En dichas observaciones, el Osinergmin solicita la actualización de la información de su proyecto **Chucapaca** considerando el horizonte 2012 – 2015, para lo cual apreciaremos puedan remitirnos antes del 21 de enero, la información del formato adjunto a la presente.

Para la remisión y/o consultas al respecto, ponemos a su disposición las siguientes direcciones:

- Vía correo electrónico, a la dirección [edson.hidalgo@snpower.com](mailto:edson.hidalgo@snpower.com)
- Vía Courier a la Av. Víctor Andrés Belaunde 280, Piso 2, San Isidro

Agradecemos de antemano su colaboración y atención a la presente.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para expresarle nuestro cordial saludo.

Atentamente,



Juan Antonio Rozas  
**Representante del Subcomité de Generadores del COES**

Adj. Ficha Proyectos.



**SUBCOMITÉ  
DE GENERADORES DEL COES**

Lima, 09 de enero del 2013

**CARGO****SCG\_015\_2013**

Señor  
Rafael Villavicencio Gallardo  
Gerente General  
**INVICTA MINING CORP. S.A.C.**  
Cal. Micaela Bastidas Nro. 195 - San Isidro

INVICTA MINING CORP S.A.C

**RECIBIDO**

FECHA: 10/01/12

: Juan

**Asunto:** Información para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación  
Tarifaria Período Mayo 2013 – Abril 2014

De nuestra consideración:

Es grato dirigimos a usted para informarle que, con oficio N° 0957-2012-GART, el Osinergmin realizó las observaciones al estudio Técnico-Económico presentado por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC.

En dichas observaciones, el Osinergmin solicita la actualización de la información de su proyecto considerando el horizonte 2012 – 2015, para lo cual apreciaremos puedan remitirnos antes del 21 de enero, la información del formato adjunto a la presente.

Para la remisión y/o consultas al respecto, ponemos a su disposición las siguientes direcciones:

- Vía correo electrónico, a la dirección [edson.hidalgo@snpower.com](mailto:edson.hidalgo@snpower.com)
- Vía Courier a la Av. Víctor Andrés Belaunde 280, Piso 2, San Isidro

Agradecemos de antemano su colaboración y atención a la presente.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para expresarle nuestro cordial saludo.

Atentamente,



Juan Antonio Rozas  
**Representante del Subcomité de Generadores del COES**

Adj. Ficha Proyectos.

**SUBCOMITÉ  
DE GENERADORES DEL COES**

Lima, 10 de enero de 2013

**CARGO**

SCG\_016\_2013

Señor  
**Jaime Guerra Montes de Oca**  
Director Ejecutivo  
COES-SINAC



**Asunto** : Información para la actualización del Estudio de Fijación de Precios en Barra Período Mayo 2013 - Abril 2014

**Ref.** : Oficio Osinergmin N° 0957-2012-GART

De nuestra consideración:

Nos dirigimos a usted para informarle que, mediante el documento de la referencia, el OSINERGMIN realizó observaciones al estudio Técnico - Económico de la Fijación Tarifaria 2013, presentado por el Subcomité de Generadores del COES.

Dichas observaciones corresponden parcialmente a información proveniente de vuestra representada, solicitando su actualización y/o ampliación de acuerdo al listado siguiente:

- Consumos de gas a nivel mensual y por unidad de generación de todo el año 2012 (Actualización).
- Información de entregas y retiros de la valorización de transferencias del COES de los últimos 12 meses. (Actualización)
- Consumos propios de las centrales de generación del SEIN para el período enero a diciembre 2012 en bloques horarios de base, media y punta (Actualización).
- Mantenimientos ejecutados de enero a diciembre del año 2012 (Actualización).
- Sustento de la determinación de las capacidades y parámetros (R, X) de las líneas de transmisión utilizadas en el modelo para la programación de mediano plazo.
- Estudios de potencia efectiva aprobados en el 2012.
- Estudios de Costos Variables no Combustibles presentados en el 2012.

Asimismo remitimos las observaciones a las series hidrológicas efectuadas por Osinergmin en el numeral 19 de su Informe remitido con el Oficio de la referencia (págs. 24 al 26) a fin de que puedan ser revisadas por su representada.

//....



COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA  
INTERCONECTADO NACIONAL

San Isidro, 17 de enero de 2013

**COES/D-/DP-059-2013**

Ingeniero

**Juan Antonio Rozas**

Representante del Subcomité de Generadores del COES

**SUBCOMITÉ DE GENERADORES DEL COES**

Presente.-

**Asunto :** SOLICITUD DE INFORMACIÓN PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE FIJACIÓN DE PRECIOS EN BARRA PERIODO MAYO 2013 – ABRIL 2014

**Ref. :** Carta SCG\_016\_2013 con fecha de recepción 10.01.2013

De mi consideración:

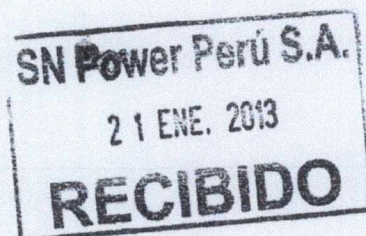
Me dirijo a usted, por encargo del Director Ejecutivo, para dar respuesta a la comunicación de la referencia en la que nos solicitan información para la actualización del "Estudio de Fijación de Precios en Barra para el periodo Mayo 2013 – Abril 2014".

En atención a su requerimiento se adjunta, al presente documento, un disco compacto conteniendo la información digitalizada que se detalla en el Anexo N°1.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente,

  
EDUARDO ANTUNEZ DE MAYOLO RAMOS  
DIRECTOR DE PLANIFICACION  
DE TRANSMISION  
COES



EadeM / TMY

Adj.: Lo indicado.

C.c.: D, DO, SGI, SNP, SPL, SPR, STR

## **SUBCOMITÉ DE GENERADORES DEL COES**

---

SCG\_016\_2013

Página 2.-

Con la finalidad de contar con el tiempo necesario para el procesamiento de la información, apreciaremos que ésta sea entregada antes del 21 de enero del 2013.

Para las coordinaciones que hubiere lugar, les agradeceremos ponerse en contacto con el Sr. Edson Hidalgo al correo electrónico: [edson.hidalgo@snpower.com](mailto:edson.hidalgo@snpower.com) o al teléfono 7008162.

Agradecemos de antemano su colaboración y atención a la presente.

Sin otro particular

Atentamente.



Juan Antonio Rozas

**Representante del Subcomité de Generadores del COES**

**SUBCOMITÉ  
DE GENERADORES DEL COES**

Lima, 10 de enero de 2013

SCG-017-2013

Señor

**Ricardo Ferreiro**

Gerente General

**TRANSPORTADORA DE GAS DEL PERÚ**

Víctor A. Belaúnde N° 147, Torre Real 3, Oficina 501- San Isidro



**Asunto :** Información para la actualización del Estudio Tarifario Mayo 2013 presentado por el Subcomité de Generadores

**Ref. :** Carta TGP/GECO/INT-07513-2012

De nuestra consideración:

Nos dirigimos a usted para informarle que hemos recibido de Osinergmin, el Oficio N° 0957-2012-GART con las observaciones al Estudio Tarifario 2013, detalladas en el Informe N° 0609-2012-GART.

En dicho Informe, Osinergmin indica que: "...tomando en consideración el documento presentado por TGP (...) se menciona que se encuentran suspendidas las obligaciones relacionadas con las dos últimas etapas del proyecto durante la duración del evento de Fuerza Mayor aprobada por el MEM. Sin embargo en el documento no se menciona los avances que se tienen en la primera etapa de la referida ampliación que nominalmente se tiene previsto ingresar en el primer semestre de 2013 (ampliar de 530 a 650 MMPCD)"

Por lo tanto, le agradeceremos brindamos información de la referida etapa de ampliación a fin de que podamos absolver las consultas de Osinergmin. A fin de cumplir con los plazos establecidos por la GART, apreciaremos que la información requerida sea entregada antes del 21 de enero del 2013.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo

Atentamente,

Juan Antonio Rozas

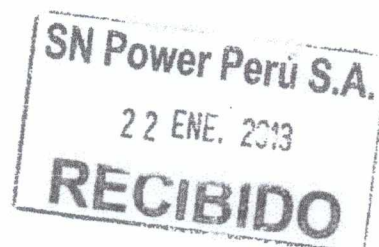
**Representante del Subcomité de Generadores del COES**



TGP/GECO/INT-08047-2013

Lima, 21 de Enero de 2013

Señores  
**Subcomité de Generadores COES**  
Presente.-



**Atención: Juan Antonio Rosas**

**Referencia:** 1) Su carta SCG-017-2013  
2) Nuestra Carta TGP-GECO-INT-07513-2012

**Asunto:** Respuesta a solicitud para su estudio tarifario mayo 2013

Cursamos la presente, en atención al documento de la referencia 1) por medio de la cual nos indican que han recibido observaciones por parte de la Gerencia de Regulación Tarifaria del OSINERGMIN, referente al Estudio Tarifario mayo 2013, en cuanto a lo que TGP informara al COES mediante el documento de la referencia 2).

Al respecto, en su carta citan el informe del OSINERGMIN: *"tomando en consideración el documento presentado por TGP (...) se menciona que se encuentran suspendidas las obligaciones relacionadas con las dos últimas etapas del proyecto durante la duración del evento de fuerza mayor aprobada por el MEM. Sin embargo en el documento no se menciona los avances que se tienen en la primera etapa de la referida ampliación que nominalmente se tiene previsto ingresar en el primer semestre de 2013 (ampliar de 530 a 650 MMPCD)",* por lo que nos solicitan les brindemos información de la referida etapa de ampliación.

Sobre el particular, les indicamos que el literal b) de la Clausula 9.30 del Contrato BOOT describe las etapas de la Ampliación Prevista en los siguientes cuatro (4) numerales: (i) por un volumen de hasta 530 MMPCD, (ii) por un volumen entre 530 MMPCD hasta 650 MMPCD, (iii) por un volumen entre 650 MMPCD hasta 850 MMPCD, y (iv) por un volumen entre 850 MMPCD hasta un total de 920 MMPCD.

De acuerdo con lo señalado, TGP, mediante el documento de la referencia 2), cumplió con lo requerido por el COES en su carta SGC 132-2012 de informar lo relacionado con las obras de ampliación de nuestro sistema de transporte de gas natural, indicando que las dos (02) etapas de la "Ampliación Prevista", descritas en los numerales (ii) (ampliación por un volumen entre 530 MMPCD hasta 650 MMPCD) y (iii) (ampliación por un volumen



entre 650 MMPCD hasta 850 MMPCD) del literal b) de la Clausula 9.30 del Contrato BOOT, respectivamente, se encuentran suspendidas mientras dure el evento de Fuerza Mayor declarado por el Ministerio de Energía y Minas.

Sin otro particular, quedamos de ustedes

Atentamente

  
**Renzo Viani**  
Apoderado

**SUBCOMITÉ  
DE GENERADORES DEL COES**

**CARGO**

Lima, 16 de Enero del 2013

**SCG\_018\_2013**

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

**Asunto:** Información para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria  
Período Mayo 2013 - Abril 2014

De nuestra consideración:

Es grato dirigimos a usted, en atención al proceso para la determinación de los Precios en Barra Mayo 2013 - Abril 2014.

Como es de conocimiento, el 28 de Diciembre de 2012 con oficio N° 0957-2012-GART se nos presentó las observaciones al estudio, las mismas que deben ser absueltas a más tardar el 30 de Enero del presente.

En virtud a lo anterior solicitamos nos brinden la información comercial (ventas del año 2012 -SICOM) para la respectiva actualización de la proyección de la demanda, pues aún no ha sido publicada en su portal web.

Agradecemos de antemano su colaboración y atención a la presente.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para expresarle nuestro cordial saludo.

Atentamente,

  
Juan Antonio Rozas  
Representante del Subcomité de Generadores del COES

PRES	<b>OSINERGMIN SAN ISIDRO RECIBIDO</b>	GFM
GFGN		GART
CG		IARU
GFHL		OTROS
GFE		UR
16 ENE. 2013		
REGISTRO		HORA
LA RECEPCIÓN DEL DOCUMENTO NO INDICA CUMPLIMIENTO		

**SUBCOMITÉ  
DE GENERADORES DEL COES**

---

Lima, 09 de Enero del 2013

**SCG\_001\_2013**

Señor  
Héctor Rodríguez  
Jefe de Proyecto - C.T. Nueva Esperanza  
**BPZ Energy**  
Av. El Derby Nro. 055 Int. 401

**CARGO**

**Asunto:** Información para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria Período Mayo 2013 – Abril 2014

De nuestra consideración:

Nos dirigimos a usted para informarle que, con oficio N° 0957-2012-GART, el Osinergmin realizó las observaciones al estudio Técnico-Económico presentado por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC.

En dichas observaciones, el OSINERGMIN solicita actualizar la información de su proyecto Nueva Esperanza, para lo cual apreciaremos nos remitan antes del 21 de Enero, la información en el formato adjunto al presente.

Para la remisión y/o consultas le ponemos a su disposición las siguientes direcciones:

- Vía correo electrónico, a la dirección [edson.hidalgo@snpower.com](mailto:edson.hidalgo@snpower.com)
- Vía Courier a la Av. Víctor Andrés Belaunde 280, Piso 2, San Isidro

Agradecemos de antemano su colaboración y atención a la presente.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para expresarle nuestro cordial saludo.

Atentamente,

Juan Antonio Rozas  
**Representante del Subcomité de Generadores del COES**

Adj. Ficha Proyectos.

FICHA DE PROYECTOS No GT1-A  
CENTRALES TERMOELÉCTRICAS  
FICHA TÉCNICA



Fecha 21/1/2013

**DATOS GENERALES**

Nombre	Central Termica Nueva Esperanza
Departamento	Tumbes
Propietario	Empresa Electrica Nueva Esperanza S.R.L.
Socio Operador	hacer definido
Socio Inversionista	BPZ Energy
Fecha de Concesión Def.	
Fecha Estimada Operación Comercial	31 Diciembre 2016

**POTENCIAS**

**COMBUSTIBLE**

Potencia Instalada (MW)	144	Tipo	gas natural
Potencia Efectiva (MW) <sup>(1)</sup>	135	P. Calorífico (kcal/kg, BTU/MPC)	915
Mínimo Técnico (MW)	45		

<sup>(1)</sup> Potencia Efectiva en bornes de generación.

**COSTOS VARIABLES**

Costo de Combustible (US\$/gal, US/Ton, US\$/MMBTU)	hacer definido
Costo de tratamiento (US\$/gal)	hacer definido
Costo de transporte (US\$/gal, US/Ton, US\$/MMBTU)	hacer definido
Costo Variable No Combustible (US\$/MWh)	hacer definido
Cons. Espec. a condiciones de Pot Efec <sup>(2)</sup> (kg/kWh, BTU/kWh)	9.674

<sup>(2)</sup> Consumo Especifico referido al Poder Calorífico Inferior.

**EQUIPAMIENTO**

Unidades		Línea de Transmisión	
Pot. Efec (MW)	45	Tensión (kV)	220 kV
Número	3	Longitud (km)	0.100
Tipo	RE LMG000	N° de temas	1
T. Gen (kV)	13.8 kV		

**CALENDARIO DE IMPLEMENTACIÓN (Plazos de conclusión)**

Proyectos en Estudio			
Est. Factib.	completado	Diseños	cuarto trimestre 2013
Invest. Campo	completado	Contratos	cuarto trimestre 2013
Financiam.	tercer trimestre 2013	Construcc.	tercer trimestre 2016
Aprob. perm	completado	Pruebas	cuarto trimestre 2016

**Proyectos en Construcción**

Financiamiento del Proyecto	
Cronograma Actualizado	
Aspectos críticos	
Posee Contrato de Suministro de Combustible	
Posee Contrato de Transporte de Combustible	
Situación actual	

**COMENTARIOS**

--

(Indicar eventos que puedan afectar el cronograma de implementación, y cuanto pueden afectar)

FICHA DE PROYECTOS No GT1-B  
REQUISITOS PARA LAS CENTRALES TERMOELÉCTRICAS



**Turbinas a Gas en Ciclo Abierto**

Requisito	Año 2012 ó antes	Programación		
		Año 2013	Año 2014	Año 2015
Autorización de Generación (1)	271-2011			
Estudio de Impacto Ambiental (1)	2341-2010			
Contrato de compra de combustible (2)		X		
Contrato de adquisición del equipamiento de generación (2)	X			
Contrato de adquisición del equipamiento de transmisión (2)				X
Contrato de construcción de obras civiles y montaje (2)		X		
Acuerdo de conexión eléctrica	X			
Financiamiento comprometido (3)		X		
Posesión legítima del terreno (4)	X			
Nivel de construcción desde 25%				X
Nivel de construcción 100%				
Etapas de pruebas				

**Ciclo Combinado (Gas o Diesel) / Planta a Vapor (Residual o Carbón)**

Requisito	Año 2012 ó antes	Programación		
		Año 2013	Año 2014	Año 2015
Autorización de Generación (1)				
Estudio de Impacto Ambiental (1)				
Contrato de compra de combustible (2)				
Contrato de adquisición del equipamiento de generación (2)				
Contrato de adquisición del equipamiento de transmisión (2)				
Contrato de construcción de obras civiles y montaje (2)				
Acuerdo de conexión eléctrica				
Financiamiento comprometido (3)				
Posesión legítima del terreno (4)				
Nivel de construcción desde 25%				
Nivel de construcción 100%				
Etapas de pruebas				

**Nota:** Con referencia a los requisitos indicados, marcar la respectiva (x) debajo del año de ejecución en que se ha cumplido o se prevé cumplir el requisito

(1): Precisar N° de Resolución

(2): Indicar N° de Contrato

(3): Indicar nivel de compromiso

(4): Consignar N° de contrato o indicar si presenta alguna dificultad

**SUBCOMITÉ  
DE GENERADORES DEL COES**

---

Lima, 09 de Enero del 2013

**CARGO****SCG\_002\_2013**

Señor  
Carlos Ernesto Gálvez Pinillos  
Gerente General  
**Empresa de Generación Huanza**  
Av. Carlos Villarán Nro. 790

**Asunto:** Información para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación  
Tarifaria Período Mayo 2013 – Abril 2014

De nuestra consideración:

Nos dirigimos a usted para informarle que, con oficio N° 0957-2012-GART, el Osinergmin realizó las observaciones al estudio Técnico-Económico presentado por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC.

En dichas observaciones, el OSINERGMIN solicita actualizar la información de su proyecto, para lo cual apreciaremos nos remitan antes del 21 de Enero, la información en el formato adjunto al presente.

Para la remisión y/o consultas le ponemos a su disposición las siguientes direcciones:

- Vía correo electrónico, a la dirección [edson.hidalgo@snpower.com](mailto:edson.hidalgo@snpower.com)
- Vía Courier a la Av. Víctor Andrés Belaunde 280, Piso 2, San Isidro

Agradecemos de antemano su colaboración y atención a la presente.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para expresarle nuestro cordial saludo.

Atentamente,



Juan Antonio Rozas  
**Representante del Subcomité de Generadores del COES**

Adj. Ficha Proyectos.



**SUBCOMITÉ  
DE GENERADORES DEL COES**

Lima, 09 de Enero del 2013

SCG\_003\_2013

Señor  
Mile Cacic Enriquez  
Gerente General  
**Luz del Sur**  
Av. Canaval y Moreyra Nro. 380

**CARGO**

**Asunto:** Información para el Estudio de Precios en Barra para la Fijación Tarifaria Periodo Mayo 2013 – Abril 2014

**Ref:** Proyecto Central Hidroeléctrica Santa Teresa

De nuestra consideración:

Nos dirigimos a usted para informarle que, con oficio N° 0957-2012-GART, el Osinergmin realizó las observaciones al estudio Técnico-Económico presentado por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC.

En dichas observaciones, el OSINERGMIN solicita actualizar la información de su proyecto, para lo cual apreciaremos nos remitan antes del 21 de Enero, la información en el formato adjunto al presente.

Para la remisión y/o consultas le ponemos a su disposición las siguientes direcciones:

- Vía correo electrónico, a la dirección [edson.hidalgo@snpower.com](mailto:edson.hidalgo@snpower.com)
- Vía Courier a la Av. Víctor Andrés Belaunde 280, Piso 2, San Isidro

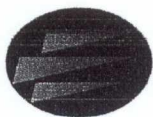
Agradecemos de antemano su colaboración y atención a la presente.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para expresarle nuestro cordial saludo.

Atentamente,

Juan Antonio Rozas  
**Representante del Subcomité de Generadores del COES**

Adj. Ficha Proyectos.

**LUZ DEL SUR***Llevamos más que luz*

005-2013/GD

Lima, 18 de Enero del 2013

Señores  
**SUBCOMITÉ DE GENERADORES DEL COES**  
Av. Víctor Andrés Belaúnde 280  
San Isidro

**At.: Sr. Juan Antonio Rozas**  
**Representante**

**Referencia: Su Carta SCG\_003\_2013**  
**Proyecto Central Hidroeléctrica Santa Teresa**


De nuestra consideración:

En respuesta a su carta del 09.01.2013, adjuntamos los formatos Fichas de Proyectos No.GH1-A y GH1-C con la información requerida.

Sin otro particular, agradecemos su atención a la presente y quedamos de usted.

Atentamente,

**LUZ DEL SUR S.A.A.**

  
Mario Gonzales del Carpio  
Gerente de Desarrollo

**SN Power Perú S.A.**

22 ENE. 2013

**RECIBIDO**

Av. Canaval y Moreyra 380  
San Isidro, Lima, Perú  
Teléfonos : 51 (1) 271-9000 • 271-9090  
Fax : 51 (1) 421-5156  
central@luzdelsur.com.pe  
www.luzdelsur.com.pe

**FICHA DE PROYECTOS No GH1-A  
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS  
FICHA TÉCNICA**



Fecha

## DATOS GENERALES

Nombre de la central	Santa Teresa
Departamento	Cusco
Cuenca	Vilcanota
Río	Vilcanota
Propietario	Luz del Sur S.A.A.
Socio Operador	-
Socio Inversorista	-
Fecha de Concesión Def.	23-Jul-11 (la Concesión Definitiva fue transferida de EGEMSA a Luz del Sur el 19/feb/12)
Fecha Estimada Operación Comercial	

Estudio Geológico		Estudio Topográfico	
Sí		Sí	
Perforac. diamantinas (mt)		Levantam. Topográf. (ha)	
800		76	
Calicatas #			
6			

## DATOS DEL PROYECTO

Caída bruta (mt)	Caída neta (mt)	Caudal de diseño (m3/s)	Potencia instalada (MW)
186,8	177,8	61	98,12

Conducción		Túnel ó Canal		Conducto forzado		Casa de Máquinas	
Longitud (mt)	Area (m2)	Tipo (P ó PL)	Longitud (mt)	Diámetro (mt)	Tipo (S ó E)	Tipo (S ó E)	Altitud (msnm)
3.665	35	Presión (x) Pelo Libre ( )	230	3,75	Subterráneo (x) Externo ( )	Subterráneo (x) Externo ( )	1506

Regulación estacional		Regulación horaria			Energía (GWh-año)		
Vol. Bruto (m3)	Vol. Útil (m3)	H presa (mt)	Vol. Útil (m3)	H presa (mt)	Ubicación	punta	fuera de punta
(*)						130,4	591,6

(\*) La regulación estacional es la misma que tiene la CH Machupicchu (Egema)

## EQUIPAMIENTO

Generadores				
Pot. Nom. (MW)	Pot. Efect. (MW)	Tipo	Ten. Gen. (kV)	Número
49,06		Francis	13,8	2

Línea de Transmisión			
Tensión (kV)	Longitud (km)	# de torres	Punto de conexión al Sistema
220	3,1	1	SE Suriray

## CRONOGRAMA DE IMPLEMENTACIÓN (Plazos de conclusión)

Proyectos en Estudio							
Est. Factib.	Invest. Campo	Financiam.	Aprob. perm.	Diseños	Contratos	Construcc.	Pruebas
Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	33 meses	Abr-14

Proyectos en Construcción			
Financiamiento del Proyecto	Cronograma Actualizado	Aspectos críticos	Situación actual
Sí	Sí		En construcción

## COMENTARIOS

- El retraso en la construcción de la LT Machupicchu-Abancay-Cotaruse, a la cual se debe conectar la CH Santa Teresa, podría retrasar el inicio de su puesta en operación comercial.

(Indicar eventos que puedan afectar el cronograma de implementación, y cuanto pueden afectar)

**FICHA DE PROYECTOS No GH1-C**  
**REQUISITOS PARA LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS**



**Con capacidad instalada hasta 20 MW**

Requisito	Año 2012 ó antes	Programación		
		Año 2013	Año 2014	Año 2015
Concesión Definitiva / Autorización de Generación				
Concesión Definitiva de Transmisión				
Financiamiento comprometido				
Posesión legítima del terreno				
Contrato de adquisición del equipamiento de generación				
Contrato de adquisición del equipamiento de transmisión				
Contrato de construcción de obras civiles y montaje				
Acuerdo de conexión eléctrica				
Nivel de construcción desde 50%				
Nivel de construcción 100%				
Etapa de pruebas				

**Con capacidad mayor de 20 MW**

Requisito	Año 2012 ó antes	Programación		
		Año 2013	Año 2014	Año 2015
Concesión Definitiva	X			
Concesión Definitiva de Transmisión				
Financiamiento comprometido	X			
Posesión legítima del terreno	X			
Contrato de adquisición del equipamiento de generación	X			
Contrato de adquisición del equipamiento de transmisión		X		
Contrato de construcción de obras civiles y montaje	X			
Acuerdo de conexión eléctrica				
Nivel de construcción desde 25%	X			
Nivel de construcción desde 50%		X		
Nivel de construcción 100%			X	
Etapa de pruebas			X	

**Nota:** Con referencia a los requisitos indicados, marcar la respectiva (x) debajo del año de ejecución en que se ha cumplido o se prevé cumplir el requisito correspondiente.

Workspace Webmail interface showing an email message detail.

**Workspace Webmail**  
 Logged in as: luistorres@sidec.com.pe

Check Email Compose Address Book Settings Tools Help Zoom Compose Email

Search...  
 Go [Adv. Search](#)

**Folders** Saved Search  
 Unlimited Usage: 1421MB

New Folder

- Inbox
- Bulk Mail
- Drafts (3)
- Templates
- Send Later
- Sent Items
- Trash [Inurl](#)

Bandeja de salida  
 Calendario  
 Elementos eliminados  
 Elementos enviados  
 Infected Items

Copyright © 2003-2013. All rights reserved.

Reply Reply to All Forward Delete Purge Mgt: 22 Spam Move to Folder Move More Actions Apply

**Inbox > Message Detail** [Entire thread](#) [Print](#) [Previous](#) [Next](#)

**Subject:** FW: Fecha de ingreso en operación comercial Machupicchu 2  
**From:** Edson Vides Hidalgo Misari <edson.hidalgo@snpower.com> [Add as Preferred Sender](#) [G](#)  
**Date:** Mon, Jan 21, 2013 4:07 pm  
**To:** "Luis Torres <luistorres@sidec.com.pe>" [luistorres@sidec.com.pe] <luistorres@sidec.com.pe>

**From:** Jimenez Medina Raphael [mailto:rajimenez@egemsa.com.pe]  
**Sent:** viernes, 11 de enero de 2013 10:19 a.m.  
**To:** Edson Vides Hidalgo Misari  
**Cc:** Salas Ninantay Elvis  
**Subject:** RV: Fecha de ingreso en operación comercial Machupicchu 2

Estimado Edson

Previo cordial saludo adjunto al presente le renvio el correo con el que comunicáramos oficialmente el pasado mes de Noviembre del 2012 los datos actualizados del Proyecto de la II Fase de la C.H. Machupicchu.

Sin otro particular me despido.

Atte.,

**Raphael F. Jiménez M.**  
**Especialista en Análisis del Sistema**  
**EGEMSA**  
**Tel.: 084 245413 Anexo 172**

[Mostrar escritorio](#)

**FICHA DE PROYECTOS No GH1-A  
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS  
FICHA TÉCNICA**

Fecha: 12/10/2012

## DATOS GENERALES

Nombre de la central	Segunda Fase Rehabilitación Central Hidroeléctrica Machupicchu
Departamento	Cusco
Cuenca	Rio Vilcanota
Rio	Vilcanota
Propietario	EGEMSA
Socio Operador	Ninguno
Socio Inversionista	Ninguno
Fecha de Concesión Def.	05/06/2012

Estudio Geológico	Perforac. diamantinas (mt)	Estudio Topográfico	Levantam. Topográfico (ha)
Si	150.1	Si	50
	Calcatas #		
	2		

## DATOS DEL PROYECTO

Caída bruta (mt)	Caída neta (mt)	Caudal de diseño (m3/s)	Potencia instalada (MW)
366.7	360.76	31	102

Conducción	Túnel ó Canal		Conducto forzado			Casa de Máquinas	
Longitud (mt)	Area (m2)	Tipo (P ó PL)	Longitud (mt)	Diámetro (mt)	Tipo (S ó E)	Tipo (S ó E)	Altitud (msnm)
3300.0	17.00	Pelo Libre	446	2.80	Subterráneo	Subterráneo	1682.8

Regulación estacional			Regulación horaria			Energía (GWh-año)	
Vol. Bruto (m3)	Vol. Útil (m3)	H presa (mt)	Vol. Útil (m3)	H presa (mt)	Ubicación	Hora Punta	Fuera de Punta
110	60	8.0				123231.5	468271.1

## EQUIPAMIENTO

Generadores			
Número	Tensión de Generación (kV)	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
1	13.8	102	99.86

Línea de Transmisión			
Tensión (kV)	Longitud (km)	# de torres	Punto de conexión al sistema
-	-	-	-

## CRONOGRAMA DE IMPLEMENTACIÓN (Plazos de conclusión)

Proyectos en Estudio							
Est. Factib.	Invest. Campo	Financiam.	Aprob. perm	Diseños	Contratos	Construcción (4)	Pruebas (5)
Marzo 2008	Junio 2008	-	-	Junio 2008	Julio 2009	53 meses	dic-13

(4): Indicar el periodo en meses para la construcción.

(5): En este caso especificar el año y mes de la fecha de inicio de pruebas.

Proyectos en Construcción			
Financiamiento del Proyecto	Cronograma Actualizado	Aspectos críticos	Situación actual
Recursos propios	oct-12	Retraza LT Machupicchu - Cotarus	En ejecución

## COMENTARIOS

Los parametros tecnicos consignados corresponden a la propuesta del postor G y M S.A.

(\*) El Periodo de construccion de la Obra incluye las pruebas.

**(\*) La puesta en operación comercial se prevé para Enero del 2014.**

(Indicar eventos que puedan afectar el cronograma de implementación, y cuanto pueden afectar)

**ASUNTO:****Información para el Estudio Tarifario Mayo 2013****ENERSUR S.A.**Av. República de Panamá 3490, San Isidro, Lima 27 - Perú  
tel. (511) 616 7979 - fax (511) 616 7878

Señor

Juan Antonio Rozas  
Representante del Sub Comité de  
Generadores COES  
**SUBCOMITÉ DE GENERADORES COES**  
Av. Víctor Andrés Belaúnde 280  
San Isidro.-

Lima, 22 de enero de 2013

**CARTA N°: ENR/054-2013****Ref.: Oficio 0957-2012-GART del 28.12.2012**

De nuestra consideración:

Por medio de la presente y de acuerdo a lo indicado en el documento de la referencia respecto del proyecto Reserva Fría Ilo, tenemos a bien manifestarle que Enersur viene evaluando con el contratista la posibilidad de adelantar el ingreso en operación de dicho proyecto. Sin embargo, a la fecha, el ingreso del proyecto Reserva Fría Ilo se mantiene en setiembre 2013.

Sin otro particular y agradeciendo anticipadamente su atención a la presente nos suscribimos de usted.

Atentamente,

**Daniel Cámac**  
Gerente Comercial y de Regulación**Vincent Vanderstockt**  
Gerente de Planificación  
Proyectos e Implementación