



PERÚ

Presidencia  
del Consejo de Ministros

Organismo Supervisor de la Inversión  
en Energía y Minería - OSINERGMIN

**CARGO**

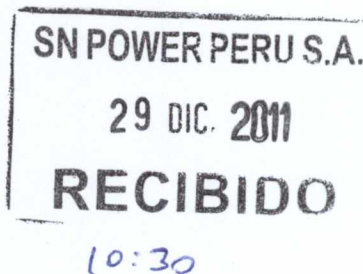
**MUY  
URGENTE**

“Año del Centenario de Machu Picchu para el mundo”

Lima, 29 de diciembre de 2011

**OFICIO N° 0855-2011-GART**

Señor  
Juan Antonio Rozas  
Representante del Subcomité de Generadores  
COES-SINAC  
Fax: (51-1) 4220348  
Dirección: Av. Victor Andrés Belaúnde 280  
San Isidro.-



Asunto : Observaciones al Estudio Técnico-Económico presentado por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC para la Regulación de Mayo 2012

Referencia : 1. Carta SCG\_097\_2011 recibido el 14/10/2011  
2. D. 0516-2011-GART

Tengo al agrado de dirigirme a usted para hacerle llegar adjunto las observaciones de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN al Estudio Técnico-Económico presentado por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC para la Fijación de Precios en Barra del período mayo 2012 – abril 2013.

A fin de cumplir con el cronograma establecido por OSINERGMIN para el desarrollo de la regulación tarifaria, agradeceremos se sirva alcanzarnos, a más tardar el 27 de enero de 2012, la respuesta a las observaciones que se formulan, tanto en forma impresa como en medio magnético, a fin de permitir su evaluación dentro de los límites de tiempo establecidos en las normas para el desarrollo del proceso. De esta manera los cálculos justificatorios que se realicen deberán venir acompañados de las respectivas planillas de cálculo, en medio óptico o magnético, que le permitan a OSINERGMIN efectuar la rápida evaluación de las mismas.

Atentamente,



*Victor Ormeño Salcedo*  
Victor Ormeño Salcedo  
Gerente Adjunto de Regulación Tarifaria  
OSINERGMIN

Adjunto: Informe N° 0432-2011-GART

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria  
Av. Canadá 1460 San Borja  
Teléfono 224-0487 Fax 224-0491



ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

---

**OBSERVACIONES AL ESTUDIO  
TÉCNICO - ECONÓMICO PRESENTADO  
POR EL SUBCOMITÉ DE  
GENERADORES DEL COES-SINAC  
PARA LA REGULACIÓN DE MAYO 2012**

Lima, diciembre de 2011

## ÍNDICE

<b>I.</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>3</b>
	<b>MODIFICACIONES DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS</b>	<b>3</b>
	<b>PRESENTACIÓN DE LA PROPUESTA DEL SUBCOMITÉ DE GENERADORES DEL COES-SINAC Y OBSERVACIONES DE OSINERGMIN</b>	<b>4</b>
<b>II.</b>	<b>OBSERVACIONES AL ESTUDIO DEL SUBCOMITE</b>	<b>5</b>
	<b>GENERALES</b>	<b>5</b>
	<b>PROYECCIÓN DE LA DEMANDA</b>	<b>6</b>
	1. Modelo de Proyección	6
	2. Revisión de Datos del Modelo de Proyección	6
	3. Pérdidas de Transmisión	7
	4. Pérdidas de Distribución	8
	5. Proyección de la Demanda de Cargas Incorporadas y Cargas Especiales	8
	<b>CENTRALES EXISTENTES Y PROGRAMA DE OBRAS</b>	<b>11</b>
	6. Evaluación de la Cartera de Proyectos de los Integrantes del COES-SINAC	11
	7. Evaluación de la Cartera de Proyectos de los No Integrantes del COES-SINAC	12
	8. Programa de Obras de Transmisión	13
	<b>COSTOS VARIABLES DE CENTRALES TÉRMICAS</b>	<b>14</b>
	9. Tasa de Gastos Financieros por Stock de Combustibles	14
	10. Consumos de Gas Natural	14
	11. Actualización de Precios de Gas Natural	15
	12. Modificaciones de potencia efectiva y consumos específicos	15
	13. Modificación de Poderes Caloríficos	15
	14. Información de la Central Térmica FÉNIX	15
	15. Costo Variable No Combustible (CVNC)	16
	<b>PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA</b>	<b>16</b>
	16. Modificación en los Archivos de Datos del Modelo PERSEO	16
	17. Representación de Congestión en el Ducto de Transporte de Gas Natural de Camisea	18
	18. Programa de Mantenimiento Mayor de Centrales Hidroeléctricas y Termoeléctricas	18
	19. Modificación de Series Hidrológicas	19

20. Modificación de Capacidad de líneas de transmisión _____	21
<b>PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA _____</b>	<b>22</b>
21. Observación General _____	22
22. Observaciones Específicas _____	22
<b>FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES _____</b>	<b>24</b>
23. Factores de Pérdidas Marginales de Energía _____	24
<b>FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN _____</b>	<b>24</b>
24. Fórmula de Actualización de los Precios Básicos de Energía y Potencia _____	24

# I. INTRODUCCIÓN

---

## MODIFICACIONES DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

Mediante la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada el 23 de julio de 2006, se modificó, entre otros, el Artículo 51° del Decreto Ley N° 25844<sup>1</sup>, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "LCE"), el mismo que establece la oportunidad de presentación de los estudios técnico-económicos de las Propuestas de Precios en Barra, quiénes se encuentran autorizados a efectuar dicha presentación y el contenido de los mencionados estudios.

Mediante la Resolución OSINERGMIN N° 775-2007-OS/CD, se aprobó el "Texto Único Ordenado y Concordado de la Norma Procedimiento para Fijación de Precios Regulados", la cual incorpora como Anexo A el "Procedimiento para Fijación de Tarifas en Barra", el mismo que contiene los plazos para las diferentes etapas que deben llevarse a cabo durante el proceso regulatorio.

---

<sup>1</sup> **Artículo 51°.-** Antes del 15 de noviembre de cada año el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores, en la actividad que les corresponda, presentarán al OSINERG los correspondientes estudios técnico-económicos de las propuestas de Precios en Barra, que expliciten y justifiquen, entre otros aspectos, lo siguiente:

- a) La demanda de potencia y energía del sistema eléctrico para el período de estudio;
- b) El programa de obras de generación y transmisión;
- c) Los costos de combustibles, Costos de Racionamiento y otros costos variables de operación pertinentes;
- d) La Tasa de Actualización utilizada en los cálculos;
- e) Los costos marginales;
- f) Precios Básicos de la Potencia de Punta y de la Energía;
- g) Los factores nodales de energía;
- h) El Costo Total de Transmisión considerado;
- i) Los valores resultantes para los Precios en Barra; y,
- j) La fórmula de reajuste propuesta.

Asimismo el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores, deberán entregar al COES toda la información relevante para los cálculos tarifarios, para ser puestos a disposición de los interesados que lo soliciten.

Para la aplicación del presente artículo OSINERG definirá los procedimientos necesarios.

---

## PRESENTACIÓN DE LA PROPUESTA DEL SUBCOMITÉ DE GENERADORES DEL COES-SINAC Y OBSERVACIONES DE OSINERGMIN

Con fecha 14 de noviembre de 2011, el Subcomité de Generadores del COES-SINAC (en adelante "SUBCOMITE") presentó ante OSINERGMIN su Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barra para la Fijación Tarifaria de Mayo de 2012 (en adelante el "Estudio").

El presente documento contiene las Observaciones al Estudio efectuadas por OSINERGMIN, de conformidad con lo dispuesto por el Artículo 52° de la LCE<sup>2</sup>; por la norma "Texto Único Ordenado y Concordado de la Norma Procedimiento para Fijación de Precios Regulados"; y por el principio de transparencia establecido en la Ley N° 27332 – Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos –.

Para el análisis del Estudio y la formulación del conjunto de observaciones que se desarrolla más adelante, se han empleado los criterios, modelos y metodología que se utilizarán para la fijación de las tarifas.

Este informe de observaciones está dirigido para ser respondido por el SUBCOMITE, e implicará una modificación en su propuesta, conforme la absolución que se realice de las observaciones aquí presentadas.

La respuesta a las observaciones que se formulan deberá ser remitida tanto en forma impresa como en medio magnético a fin de permitir su evaluación dentro de los límites de tiempo establecidos en las normas para el desarrollo del proceso<sup>3</sup>. De esta manera los cálculos justificatorios que se realicen deberán venir acompañados de las respectivas planillas de cálculo, en medio óptico o magnético, que le permitan a OSINERGMIN efectuar la rápida evaluación de las mismas.

---

<sup>2</sup> **Artículo 52°**.- OSINERG efectuará sus observaciones, debidamente fundamentadas, a las propuestas de los Precios en Barra.

Los responsables deberán absolver las observaciones y/o presentar un nuevo estudio, de ser necesario.

Absueltas las observaciones o vencido el término sin que ello se produjera, OSINERG procederá a fijar y publicar las tarifas y sus fórmulas de reajuste mensuales, antes del 30 de abril de cada año.

<sup>3</sup> **Artículo 122° (RLCE)**.- En los casos en que la Comisión haya presentado observaciones a los estudios de costos presentados por el COES o los concesionarios para la fijación tarifaria, y éstas no hayan sido absueltas a satisfacción de la Comisión, corresponderá a la Comisión establecer los valores finales y fijar las tarifas dentro de los márgenes que señalan los Artículos 53° y 71° de la Ley.

## II. OBSERVACIONES AL ESTUDIO DEL SUBCOMITE

---

### 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 lo acompaña, siendo las más resaltantes las siguientes:

- En el plan de obras de generación indicado en el Cuadro N° 4.3, folios 16 y 17 del Estudio, se presentan tres cuadros diferentes no quedando claro cuál es la diferencia entre los proyectos de generación de estos cuadros; por ejemplo, en el primer cuadro aparecen algunos proyectos con Recursos Energéticos Renovables (RER), y en el tercer cuadro aparecen sólo proyectos RER, sin ninguna explicación acerca del motivo de la diferenciación.
- En el Cuadro N° 4.5 del balance de oferta – demanda anual, folio 19 del Estudio, se observa que no se están incluyendo varios proyectos de generación propuestos en el plan de obras del Cuadro N° 4.3, así por ejemplo no están los proyectos de generación con Recursos Energéticos Renovables ni la C.T. Tablazo que es propiedad de SDE Piura.

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.

---

# 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 2011 en base a un modelo ARIMA, y, ii) realizar las proyecciones para los años 2011–2013 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 2011 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 2011 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 2011 y no solamente de los años 1981 a 2010, como se ha considerado en su propuesta de demanda. Esto debido a que la información del año 2011 (PBI, Ventas y Tarifas) deberá corresponder a datos históricos reales disponibles al momento de la fijación de los Precios en Barra.

## 2. REVISIÓN DE DATOS DEL MODELO DE PROYECCIÓN

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

---

<sup>4</sup> **Artículo. 47°.-** Para determinar los Precios en Barra, el subcomité de Generadores y el subcomité de Transmisores, en la actividad que les corresponda, efectuarán los cálculos correspondientes en la siguiente forma:

(...)

b) Determinará el programa de operación que minimice la suma del costo actualizado de operación y el costo de racionamiento para el período de estudio, tomando en cuenta: las series hidrológicas históricas, los embalses, los costos de combustible, así como la Tasa de Actualización a que se refiere el artículo 79° de la presente Ley. El período de estudio comprenderá la proyección de veinticuatro (24) meses a que se refiere el inciso a) precedente y los doce (12) meses anteriores al 31 de marzo de cada año. Respecto de estos últimos se considerará la demanda y el programa de obras históricos.

(...)

## 2.1 Con relación al PBI

Para los años 2011, 2012 y 2013, 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 setiembre de 2011<sup>5</sup>, 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 2011.

De otro lado, para el año 2014, el SUBCOMITE ha tomado la proyección del crecimiento del PBI igual a la del año 2013, 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 2011 a 2014.

## 2.2 Con relación a la Tarifa del Año 2011

Se deberá actualizar el valor de la tarifa promedio considerada en el Estudio para el año 2011 y siguientes (8,20 ctvs US\$/kWh), considerando el informe "Procesamiento y Análisis de la Información Comercial de las Empresas de Electricidad al Cuarto Trimestre de 2011", que publicará OSINERGMIN en su página Web en los primeros meses del año 2012.

## 2.3 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 2011, considerando el informe "Procesamiento y Análisis de la Información Comercial de las Empresas de Electricidad al Cuarto Trimestre de 2011", que publicará OSINERGMIN en su página Web.

## 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.

---

<sup>5</sup> Expectativas macroeconómicas de crecimiento del PBI de los Analistas Económicos, Cuadro 15 de la Página 51 del Reporte de Inflación – Setiembre 2011.

## 4. PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN

Los porcentajes de pérdidas de distribución para los años del 2011 al 2014 se han estimado en base a una tendencia lineal considerando los valores históricos de los últimos diez años (2001-2010). 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 2011.

## 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.

### 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 al proyecto de expansión de la Minera El Brocal, en el folio 9 del Estudio se considera su ingreso para el año 2012 con 31 MW; sin embargo, en las fichas que describen todos los proyectos de esta empresa, no se presenta la ficha de este proyecto. En este sentido, corresponde solicitar la ficha del proyecto de expansión de la minera y con ello confirmar la fecha de entrada del mismo en el año 2012.
- 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:
  - ❖ Electroandes
  - ❖ Shougesa
  - ❖ Callalli (CONENHUA)
  - ❖ Minera MINSUR (SAN RAFAEL)

- ❖ Minera Yanacocha.
  - ❖ Cerro Corona
  - ❖ Bayóvar
  - ❖ Cajamarquilla
- Con relación a la carga especial Callalli (CONENHUA), según consta en folio 71 del Estudio, el SUBCOMITE ha considerado un consumo constante de 131 MWh para el período 2011 – 2014, valor similar al registrado en el año 2010; sin embargo, en los archivos de sustento (Anexo B4: Cargas Incorporadas, Especiales y Autoproductores) el cliente registra un considerable descenso en su consumo para el presente año y no prevé crecimiento a futuro, por lo cual habría que explicar esta diferencia o solicitar información a la empresa para mejorar la proyección.
  - Con relación al cliente CORMICA, en los archivos de sustento (Anexo B4: Cargas Incorporadas, Especiales y Autoproductores), no se señala cómo se integran los consumos futuros de este cliente libre dentro del modelo de demanda propuesto.
  - Con relación a los proyectos Ampliación Quimpac, Marcobre (Minera Justa) y Proyecto Toromocho se deberá presentar el sustento de sus cargas, dado que el SUBCOMITE solamente se ha limitado a considerar la información proporcionada en la fijación anterior.
  - Con relación a las cargas incorporadas Cementos Norte Pacasmayo y Minera La Poderosa, según consta en el archivo “Modelos Demanda.xls”, el SUBCOMITE ha considerado un consumo constante de 204 GWh para el período 2011 – 2014, similar al registrado en el año 2010; sin embargo, tomando en cuenta el estudio Técnico Económico del Plan de Inversiones en Transmisión 2013-2017 presentado por la empresa Hidrandina, en el formato de usuarios mayores se consigna un incremento importante en la demanda del cliente libre Cemento Norte Pacasmayo 2. En este sentido, se debe solicitar información adicional a dicho cliente, para mejorar su proyección.
  - Con relación a la información de Yura - Cachimayo, considerada dentro de las cargas incorporadas, se está tomando dentro de la proyección de la demanda de potencia un incremento de 12,6 MW para el año 2011 y de 13 MW para el periodo 2012 - 2014, cuando lo correcto es tomar la previsión remitida por el propio cliente INCASA, que se presenta en los archivos de sustento (Anexo B4: Cargas Incorporadas, Especiales y Autoproductores). En este sentido, se deben revisar los valores considerados en la proyección de la demanda de potencia de esta carga.
  - 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
    - ❖ Bagua - Jaén
    - ❖ Puerto Maldonado
  - Para la carga incorporada correspondiente al sistema Tarapoto – Moyobamba – Bellavista, según consta en el folio 71 del Estudio, los valores consignados en la proyección de demanda para el periodo 2012 –

2014 son distintos al documento alcanzado por la empresa Electro Oriente y que el SUBCOMITE adjunta en los archivos de sustento (Anexo B4: Cargas Incorporadas, Especiales y Autoproductores). En este sentido, el SUBCOMITE debe considerar la información enviada por Electro Oriente, así como solicitar información adicional de la producción prevista en el periodo 2012-2014 de las centrales hidroeléctricas ubicadas tanto en el sistema Tarapoto – Moyobamba – Bellavista como en el sistema Bagua - Jaén.

- Con relación al proyecto Conga de la empresa Yanacocha, el SUBCOMITE ha considerado el ingreso del proyecto en el año 2012; sin embargo, es conocido que debido a los conflictos sociales ocurridos en la zona, Yanacocha ha tomado la decisión de suspender la operación de dicho proyecto. En este sentido, corresponde solicitar nuevamente la ficha del proyecto Conga y con ello confirmar si la fecha de entrada del mismo es en el año 2012 o queda fuera del periodo de análisis.
- Por otro lado, se deberá presentar el sustento de los aportes de las centrales termoeléctricas de La Pampilla, Oquendo y Atocongo, así como de la central hidroeléctrica Yauli - Sacsamarca, para el horizonte del Estudio (2011 – 2014). Además, se debe tomar en cuenta lo señalado en la carta dirigida por el cliente Refinería La Pampilla a Edelnor S.A.A. y que este incluyó en su Estudio Técnico Económico del Plan de Inversiones en Transmisión 2013-2017:

En base a lo señalado en los párrafos anteriores y con la finalidad que lo consideren en los planes de crecimiento de la demanda y expansión eléctrica, confirmamos que Refinería La Pampilla tendrá una demanda eléctrica de 25 MW a partir del 2014 como consecuencia del proyecto "Adecuación a Nuevas Especificaciones de Combustibles" que venimos desarrollando.

En el referido estudio también se prevé un incremento importante en la demanda del cliente libre "Autoridad Autónoma Tren Eléctrico" llegando a 40 MW para el año 2013. En este sentido, se debe solicitar información a la empresa, sobre el referido aumento de demanda de su cliente libre.

- Los consumos propios de las centrales hidroeléctricas que aparecen en la hoja de cálculo "Modelo Demanda.xls" no coinciden con los incluidos en el archivo "*sinac.chh*". En este sentido, corresponderá corregir o explicar la diferencia de estos valores.
- Asimismo, corresponde solicitar información de avances a los proyectos de ampliación de Quellaveco y Antamina, que a la fecha tienen aprobados sus Estudios de Impacto de Ambiental (EIA) y tienen previsto su ingreso en los años 2012 y 2014 respectivamente, con la finalidad que el SUBCOMITE realice el análisis correspondiente para determinar la inclusión de los mismos dentro de la proyección de demanda.

---

## **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 2012 y diciembre 2014, y no como erróneamente lo consideran en el Estudio de abril 2012 a marzo de 2014.

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.

#### **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 Central Hidroeléctrica Quitaracsa**

La empresa Enersur S.A.A. ha informado en el folio 125 que el proyecto Central Hidroeléctrica Quitaracsa ingresará en operación en el mes de octubre 2014, es decir dentro del horizonte del presente Estudio. En este sentido, el

SUBCOMITE debe sustentar los motivos por los cuales no ha incluido este proyecto dentro del plan de obras.

### **6.2.2 Central Hidroeléctrica Cheves**

La empresa SN Power Perú S.A. viene desarrollando el proyecto Central Hidroeléctrica Cheves, que tiene previsto ingresar en el año 2014, por lo cual se debe solicitar información sobre los avances y la fecha prevista de entrada en operación con la finalidad de evaluar su inclusión o no dentro del plan de obras.

## **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

### **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 adelantarse a setiembre 2012. En este sentido, el SUBCOMITE deberá solicitar la información necesaria de este proyecto, a fin de determinar si efectivamente el ingreso del proyecto puede adelantarse.

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

La empresa Fenix 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, en el plan de obras se ha considerado su ingreso en marzo de 2013. En este sentido, el SUBCOMITE deberá presentar la información necesaria de este proyecto, a fin de confirmar el retraso en su implementación.

#### 7.4 Central Termoeléctrica de Reserva de Planta Eten

En el Estudio se ha incluido el proyecto de Central Termoeléctrica de Reserva de Planta Eten con 60 MW, cuando la potencia adjudicada con PROINVERSION por este proyecto es de 200 MW. En este sentido, el SUBCOMITE deberá solicitar la información necesaria de este proyecto, a fin de confirmar los valores de potencia incluidos en la propuesta.

#### 7.5 Proyectos de Generación RER

En el Estudio no se ha incluido todos los proyectos RER que resultaron adjudicados en la “Segunda Subasta de Suministros de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables”, cuyo acto público se llevó a cabo el 23 de agosto del presente año y que ingresarán en el horizonte del presente estudio. En este sentido, el SUBCOMITE deberá incluir los proyectos RER La Gringa V y Runatullu III que fueron adjudicados en dicha subasta.

### 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 17 del Estudio, se observa lo siguiente:

- Se está incluyendo instalaciones que ya entraron en operación en el año 2010 y que, por ende, dejaron de ser parte del programa de obras para la presente regulación, correspondiendo más bien a instalaciones ya existentes.
- No se está considerando el programa de obras de transmisión empleado por el COES-SINAC dentro de su Programa de Operación de Mediano Plazo en el periodo de diciembre 2011 – noviembre 2012. En el siguiente cuadro se presenta qué obras de transmisión no se han incluido:

FECHA	PROYECTO
Feb-2012	Repotenciación de la L.T. 220 kV Pomacocha - Pachachaca de 152 MVA a 250 MVA
Feb-2012	Repotenciación de la L.T. 220 kV Oroya Nueva - Pachachaca de 152 MVA a 250 MVA.
Mar-2012	Adecuación de SS.EE. Chavarría, San Juan, Ventanilla, Santa Rosa, Zapallal
Abr-2012	L.T. 220 kV Trujillo - Guadalupe - Chiclayo de 180 MVA (segundo circuito).
Set-2012	L.T. 500 kV Zapallal - Chimbote - Trujillo y SS.EE. Asociadas.
Set-2012	L.T. 220 kV Piura Oeste - Talara (segundo circuito) y SS.EE. Asociadas.
Set-2012	S.E. Chiclayo Oeste: Ampliación de la Capacidad de Transformación, Instalación de un Transformador de 220/60/10/0.38 kV - 100/100/30 MVA
Set-2012	S.E. Huacho: Ampliación de la Capacidad de Transformación, Instalación de un Transformador de 220/66/10 kV - 50/50/17 MVA. Incluye conexión de la L.T. 220 kV Zapallal - Paramonga Nueva en la S.E. Huacho.
Oct-2012	S.E. Guadalupe: Ampliación de la Capacidad de Transformación, Instalación de

FECHA	PROYECTO
	un Transformador de 220/60/10 kV - 50/50/25 MVA.
Oct-2012	Resistencia de Neutro en el Transformador de la S.E. Chilca Nueva.
Oct-2012	L.T. 220 kV Pomacocha - Carhuamayo y SS.EE. Asociadas.
Nov-2012	Cajamarca Norte: Transformador de 220/60/22.9 kV de 50/40/20 MVA
Nov-2012	Nueva S.E. Zapallal 220/60 kV y Líneas Asociadas

- La fecha de ingreso de algunas instalaciones consideradas para el año 2011 no concuerda con la fecha real de Puesta en Operación Comercial; por ejemplo, la Puesta en Operación Comercial de la Línea Chilca – La Planicie – Zapallal en 220 kV fue en junio de 2011 y no en marzo como considera el SUBCOMITE.
- El Plan de Obras está considerando instalaciones que no entraron en operación el año 2011; por ejemplo, la S.E. Industriales 220/60/10 kV, cuya ejecución está a cargo de la empresa Luz del Sur S.A.A., fue considerada para julio de 2011 y según información remitida por la empresa al Subcomité de Transmisores del COES-SINAC se tiene previsto su ingreso para diciembre de 2012.
- 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. En ese sentido, se deberán hacer las coordinaciones respectivas a fin de homologar la información a presentar dentro del programa de obras de transmisión,

---

## **COSTOS VARIABLES DE CENTRALES TÉRMICAS**

### **9. 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 2012, conforme al Artículo 50° de la LCE. Así mismo en el folio 6 del Estudio se señala como fuente el Informativo Caballero Bustamante de la 1ra. quincena del mes de octubre de 2011, sin embargo no se adjunta dicho sustento.

### **10. 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 2011. Por lo expuesto, se solicita al SUBCOMITE actualizar los consumos de gas natural.

## **11. 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.

Así mismo, 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.

## **12. MODIFICACIONES DE POTENCIA EFECTIVA Y CONSUMOS ESPECIFICOS**

El SUBCOMITE ha modificado las potencias efectivas y consumos específicos, sin presentar el sustento respectivo, de las siguientes unidades:

- Turbo Vapor 3, Ciclo Combinado y la Turbina a Gas de ciclo simple de la C.T. Chilina
- Grupo Diesel Mirrlees 3 de la C.T. Mollendo

Asimismo no se aclara si los resultados de las pruebas de potencia efectiva de la TG3 de la C.T. Kallpa han sido aprobados o no, y por ende si correspondería actualizar los valores de potencia efectiva y consumo específico.

Así también, la información de los archivos “C2 RESULTADOS RECIENTES DE POTENCIA EFECTIVA.xls” y “Cuadro5.7.xls” no guardan concordancia en los resultados de potencia efectiva y consumos específicos presentados en el Estudio.

Por esta razón, se solicita la presentación del sustento correspondiente de los valores de potencias efectivas y consumos específicos considerados en el Estudio.

## **13. MODIFICACIÓN DE PODERES CALORÍFICOS**

El SUBCOMITE ha modificado los poderes caloríficos superior e inferior de las Centrales Termoeléctricas Aguaytía, Malacas, Santa Rosa, Pisco (ex TG1 y TG2 de C.T. Mollendo) y Las Flores, sin haber presentado el sustento respectivo. Por este motivo, se solicita la presentación del sustento correspondiente de los valores considerados.

## **14. INFORMACIÓN DE LA CENTRAL TÉRMICA FÉNIX**

El SUBCOMITE no ha presentado el sustento del consumo específico y costo variable no combustible de la Central Térmica Fénix operando con gas natural. Por este motivo, se requiere la presentación del sustento correspondiente.

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

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

El SUBCOMITE señala en el folio 24 del Estudio, haber considerado los Costos Variables No Combustible (CVNC) calculados en aplicación de los Procedimientos Técnicos N° 32 y 34 del COES que fueron aprobados por el Ministerio de Energía y Minas con fecha 19.02.2006.

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. Asimismo, en la referida resolución se estableció que en un plazo de ciento ochenta (180) días calendarios contados a partir del día siguiente de su publicación, las empresas integrantes del COES que no tengan aprobados sus estudios de CVNC de sus unidades termoeléctricas deben actualizar sus costos de acuerdo con lo establecido en la modificación del Procedimiento Técnico N° 34; mientras que para el resto de unidades esta actualización se realizará en los plazos en que venzan sus anteriores estudios.

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.

---

## **PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA**

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

#### **16.1 Archivo GTT**

El SUBCOMITE ha considerado dentro del archivo "*sinac.gtt*" a centrales termoeléctricas que ya no son parte del SEIN o que se encuentran operando en un lugar distinto con un costo de combustible diferente.

En este sentido, el SUBCOMITE debe revisar este archivo para corregir los casos descritos en el párrafo anterior.

#### **16.2 Archivo CMB**

El SUBCOMITE ha considerado dentro del archivo "*sinac.cmb*" costos de combustibles para centrales termoeléctricas que ya no son parte del SEIN o que se encuentran operando en un lugar distinto con un costo de combustible diferente.

En este sentido, el SUBCOMITE debe revisar este archivo para corregir los casos descritos en el párrafo anterior.

### **16.3 Archivo EMB**

El SUBCOMITE ha considerado dentro del archivo “*sinac.emb*” volúmenes iniciales de embalses que son iguales a sus volúmenes máximos; esta situación ya ha sido tratada en la regulación anterior, donde el mismo SUBCOMITE manifestó los problemas de infactibilidad que se presentan en la optimización del Modelo Perseo cuando los volúmenes iniciales ingresados son cercanos al volumen máximo de embalses.

En este sentido, el SUBCOMITE debe analizar si es necesario corregir estos volúmenes iniciales, con la finalidad de evitar problemas de infactibilidad que se pudiesen presentar en las simulaciones, así como, analizar si es necesario modificar el ingreso de variables y/o restricciones con la finalidad de mejorar el modelamiento del SEIN en el Modelo Perseo.

### **16.4 Archivo CHH**

El SUBCOMITE ha considerado en el archivo “*sinac.chh*” la modificación de los consumos propios de las centrales hidroeléctricas Mantaro y Restitución, así como el coeficiente de producción de la central hidroeléctrica Yaupí, sin presentar el sustento respectivo.

En este sentido, corresponde adjuntar el sustento necesario de estas modificaciones.

### **16.5 Archivo LIN**

El SUBCOMITE ha considerado dentro del archivo “*sinac.lin*” a instalaciones de transmisión que se encuentran fuera de servicio desde antes del inicio del horizonte de estudio, es decir enero de 2010; así mismo, se ha considerado el repotenciamiento en algunas instalaciones pero sin modificar ningún parámetro de las mismas.

En este sentido, el SUBCOMITE debe revisar este archivo para corregir los casos descritos en el párrafo anterior. Así mismo, se debe corregir la fecha de ingreso de las nuevas instalaciones en función de las observaciones al Plan de Obras de Transmisión descritas en el numeral 8 del presente informe.

### **16.6 Archivo HID**

El SUBCOMITE ha consignado los caudales mensuales para el periodo 1965 – 2010, es decir 46 hidrologías, donde ha modificado, sin presentar el debido sustento, los valores de los siguientes afluentes naturales:

- Los valores de los años 1965 a 2009 del afluente a las lagunas de Santa Eulalia (QN-sh1 y QN-sh2).
- Los valores de los años 1965 a 2009 del afluente en la presa Cirato (QN-603 y QN-605).

Al respecto, El SUBCOMITE deberá presentar el sustento que acredite las modificaciones señaladas.

## **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 el año 2014, dado que el Decreto de Urgencia N° 049-2008, que establece que los costos marginales se determinen sin restricciones en producción o transporte de gas natural, vence en diciembre de 2013, de acuerdo con el Decreto de Urgencia N° 079-2010; sin embargo, no se ha presentado la información sobre los volúmenes contratados a firme que tienen las empresas generadoras para los referidos años.

En este sentido, el SUBCOMITE debe solicitar a las empresas generadoras que tengan contratos firmes de transporte de gas natural, los volúmenes que tienen comprometidos para el año 2014, así mismo en el documento presentado por la empresa Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP) que se encuentra en los folios 138 y 139 del Estudio, se menciona que en las adendas de su contrato, se tiene previsto incluir retrasos en la implementación de las ampliaciones del ducto de gas natural, por demoras en la obtención de las autorizaciones correspondientes, por lo cual sería recomendable hacerle la consulta a la empresa sobre el retraso que viene acumulando a la fecha.

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

### **18.1 Observación General**

Para el año 2011 (conocido como año n-1), el SUBCOMITE ha utilizado los mantenimientos realizados (ejecutados) durante este año. Sin embargo, tal como se estableció en el numeral E.1 del Anexo E del Informe N° 0152-2011-GART, que sustentó la Resolución OSINERGMIN N° 067-2011-OS/CD que fijó los Precios en Barra para el período mayo 2010- abril 2011; así como, en el numeral E.1 del Anexo E del Informe N° 0127-2010-GART, que sustentó la Resolución OSINERGMIN N° 079-2010-OS/CD que fijó los Precios en Barra para el período mayo 2010- abril 2011, la inclusión en el modelo Perseo del mantenimiento ejecutado no refleja la intención de la LCE y, en consecuencia, se debe considerar como programa de mantenimiento el Programa de Mantenimiento Mayor 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 2011.

## **18.2 Evaluación de las Actividades de Mantenimiento Propuestas para las centrales hidroeléctricas para los años comprendidos entre el 2013 y el 2014**

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 2013 y 2014, se ha repetido el programa de mantenimiento de los años 2011 y 2012, respectivamente, por 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.

Adicionalmente, se tiene que la información contenida en el archivo "PMM 2012-2013-2014(LISTA)-14102011.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.

## **19. MODIFICACIÓN DE SERIES HIDROLÓGICAS**

### **19.1 Observaciones al Estudio de Actualización de Data de Caudales Naturalizados para la Generación de Energía Hidroeléctrica en el Rímac – Período 1965-2010 - EDEGEL S.A.A.**

De la revisión efectuada a las series de caudales naturalizados del archivo SINAC-HID del modelo PERSEO, propuesto en el Estudio, se desprende que la información correspondiente a las series QN-sh1 (5 Lags. Mantaro + 15 Lags Sta. Eulalia + Marca III) y QN-sh2 (Mantaro No Regulado + Sta. Eulalia No Regulado) no corresponde a la información de caudales naturalizados de estos puntos de control, en vista que la información y los resultados expuestos en el "Estudio de Actualización de Data de Caudales Naturalizados para Generación de Energía Hidroeléctrica por EDEGEL en el Rímac, Período 1965-2010", de mayo 2011, se exponen otros datos para esta serie, los cuales sí corresponden a los datos de las series presentadas anteriores fijaciones para el período 1965-2009.

En este sentido, el SUBCOMITE deberá solicitar la explicación de la diferencia entre las series de caudales propuestos en el archivo SINAC-HID del modelo PERSEO y las presentadas en el "Estudio de Actualización de Data de Caudales Naturalizados para Generación de Energía Hidroeléctrica por EDEGEL en el Rímac, Período 1965-2010".

## **19.2 Observaciones al “Estudio Hidrológico de los ríos Santa y Chancay – Central Hidroeléctrica Cañón del Pato y Central Hidroeléctrica Carhuaquero”, Mayo 2011 – EGENOR S.A.**

Dentro del estudio hidrológico de la cuenca del río Chancay-Lambayeque, presentado por EGENOR S.A., algunos de los archivos Excel no se pueden abrir, lo cual no ha permitido efectuar el seguimiento y comprobaciones pertinentes de los cálculos efectuados dentro de estos archivos, y así proceder luego a dar una apreciación de los resultados propuestos en el estudio hidrológico en revisión.

En este sentido, el SUBCOMITE deberá solicitar y presentar los siguientes archivos Excel, que se encuentran en:

- Directorio: Carhuaquero \_ río Chancay Lamb
  - Anexo 8: Resumen Parámetros Meteorológicos Cirato (2009). xls
  - Anexo 9: Hidrología CH Carhuaquero (versión 2009). xls

Asimismo, en el estudio hidrológico de la cuenca del río Santa, presentado por EGENOR S.A., algunos de los archivos Excel adjuntados no se pueden abrir, lo cual no ha permitido acceder a la información contenida en ellos, y poder efectuar el seguimiento y comprobaciones pertinentes de los cálculos efectuados en la naturalización de caudales, y así proceder luego a dar una apreciación de los resultados propuestos en el estudio hidrológico en revisión.

En este sentido, el SUBCOMITE deberá solicitar y presentar los siguientes archivos Excel, que se encuentran en:

- Directorio: CdP\_ río Santa
- Anexo2. PARAMETROS METEOROLOGICOS
- Datos Meteorológicos:
  - Archivo: 2010 Resumen Parámetros Hidrológicos Aguascocha.xls
  - 2010 Resumen Parámetros Hidrológicos Cullicochoa.xls
  - 2010 Resumen Parámetros Hidrológicos Limacllan.xls
  - 2010 Resumen Parámetros Hidrológicos Paron.xls
  - 2010 Resumen Parámetros Hidrológicos Rajucolta.xls
- Anexo7:
  - Archivo: 2008 Evaporación efectiva Paron,Cullicochoa, Rajucolta, Aguascocha.xls
- Otros Archivos:
  - Ilustración4. mapa de las subcuencas de la cuenca alta.PDF
  - Ilustración7.esquema de la red de estaciones hidrométricas.PDF
  - Informe de estimaciones satelitales para obtener la precipitación.PDF

Asimismo, en el Directorio REVISION, y sus subdirectorios “Carhuaquero\_río chancay Lamb” y “Cdp\_rio santa”, ninguno de los archivos se pueden abrir, por lo cual el SUBCOMITE deberá presentar nuevamente todos los archivos contenidos en el Directorio denominado REVISION, que permitan acceder a la información almacenada en ellos.

### 19.3 Estudios hidrológicos faltantes

De la revisión efectuada de a las series de caudales naturalizados presentada en el archivo SINAC-HID del modelo PERSEO, se desprende que existen series de caudales para el período 1965-2010 que no cuentan con el respaldo del estudio hidrológico respectivo; así también, dentro del archivo SINAC-HID no hacen referencia a nombre alguno, como es un embalse, una toma o un reservorio, lo cual facilitaría su revisión e identificación para poder relacionarla con los otros archivos del modelo antes mencionado.

En este sentido, el SUBCOMITE deberá presentar los Estudios Hidrológicos de respaldo de las series hidrológicas que se indican a continuación y que son adjuntadas en el archivo SINAC-HID del modelo PERSEO.

- Serie de Caudales (1965-2010): QN-2404
- Serie de Caudales (1965-2010): QN-305
- Serie de Caudales (1965-2010): QN-3001
- Serie de Caudales (1965-2010): QN-3101
- Serie de Caudales (1965-2010): QN-3102
- Serie de Caudales (1965-2010): QN-2011
- Serie de Caudales (1965-2010): QN-306
- Serie de Caudales (1965-2010): QN-2903
- Serie de Caudales (1965-2010): QN-606
- Serie de Caudales (1965-2010): QN-Hu1
- Serie de Caudales (1965-2010): QN-Hu2

De igual modo, se deberá indicar el nombre de la serie, como por ejemplo si se trata de un embalse, una toma o un reservorio, así como la cuenca a la cual pertenece y el nombre de la empresa que es propietaria, esto con la finalidad de facilitar su identificación.

## 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 otras cosas, 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.

Asimismo, el SUBCOMITE ha considerado como sustento, para las capacidades de las líneas de transmisión Mantaro - Socabaya y Paramonga –

Chimbote, la Resolución N° 013-2007-DO/COES-SINAC y la Resolución N° 012-2006-DO/COES-SINAC, respectivamente; sin embargo, visto que esos estudios no son recientes y se tiene previsto el ingreso de proyectos de transmisión que modificarán la topología del SEIN y, por consiguiente, las capacidades de transporte de estas líneas para el año 2014, se requiere actualizar los estudios considerando lo señalado.

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.

---

## **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, 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 2012.

### **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 deben corresponder al 31/03/2011. Así mismo, estos factores de ajuste, serán actualizados al mes de marzo de 2012, conforme al Artículo 50° de la LCE.

##### **22.1.1 Respecto 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 2012 conforme el numeral 7.1.4 del Procedimiento.

##### **22.1.2 Respecto 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\$ 3 357 904,50 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 2012, dado que sintetiza la información de precios de mercado reconocidos por el regulador.

## **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, el SUBCOMITE se limita a actualizar los costos reconocidos en la regulación del año 2011, 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.

## **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, conforme al 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.

---

## **FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN**

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

En los folios 40 a 42 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.