



PERÚ

Presidencia
del Consejo de Ministros

Organismo Supervisor de la Inversión
en Energía y Minería - OSINERGMIN

CARGO

“Año de la Consolidación Económica y Social del Perú”

Lima, 15 de diciembre de 2010

OFICIO N° 0839 -2010-GART

Señor

Juan Antonio Rozas

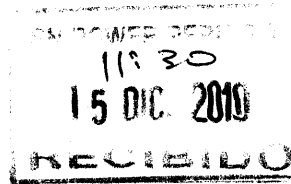
Representante del Subcomité de Generadores

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 2011

Referencia : 1. Oficio SCG_028_2010
2. D.0545-2010-GART

De mi mayor consideración:

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 2011 – abril 2012.

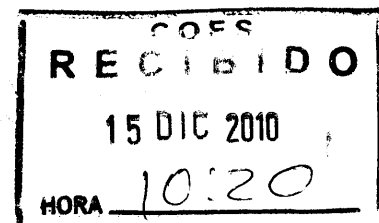
A fin de cumplir con el cronograma establecido por OSINERGMIN para el desarrollo de la regulación tarifaria, agradeceremos se sirva alcanzarnos, a más tardar el 14 de enero de 2011, la respuesta a las observaciones que se formulan, tanto en forma impresa como en medio magnético, a fin de permitir su 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,


Víctor Ormeño Salcedo

Gerente
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria

Adjunto: Informe N° 0432-2010-GART



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

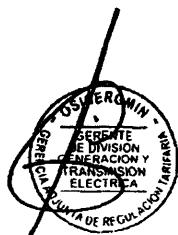
**OBSERVACIONES AL ESTUDIO
TÉCNICO - ECONÓMICO PRESENTADO
POR EL SUBCOMITÉ DE
GENERADORES DEL COES-SINAC
PARA LA REGULACIÓN DE MAYO 2011**



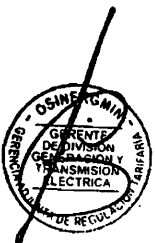
Lima, diciembre de 2010

ÍNDICE

I.	INTRODUCCIÓN	3
	MODIFICACIONES DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS	3
	PRESENTACIÓN DE LA PROPUESTA DEL SUBCOMITÉ DE GENERADORES DEL COES-SINAC Y OBSERVACIONES DE OSINERGMIN	4
II.	OBSERVACIONES AL ESTUDIO DEL SUBCOMITE	5
	GENERALES	5
	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	6
	1. Modelo de Proyección	6
	2. Revisión de Datos del Modelo de Proyección	7
	3. Pérdidas de Transmisión	7
	4. Pérdidas de Distribución	8
	5. Proyección de la Demanda de Cargas Incorporadas y Cargas Especiales	8
	CENTRALES EXISTENTES Y PROGRAMA DE OBRAS	11
	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	14
	8. Programa de Obras de Transmisión	15
	COSTOS VARIABLES DE CENTRALES TÉRMICAS	16
	9. Tasa de Gastos Financieros por Stock de Combustibles	16
	10. inclusión del impuesto selectivo al consumo de carbon	16
	11. Consumos de Gas Natural	17
	12. Actualización de Precios de Gas Natural	17
	13. consumos específicos	17
	14. Modificaciones de potencia efectiva y consumos específicos	17
	15. Modificación de Poderes Calóricos	18
	16. Potencia Efectiva de la C.T. Taparachi	18
	17. Costo Variable No Combustible (CVNC)	18
	PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA	19
	18. Modificación en los Archivos de Datos del Modelo PERSEO	19
	19. Representación de Congestión en el Ducto de Transporte de Gas Natural de Camisea	22



20. Programa de Mantenimiento Mayor de Centrales Hidroeléctricas y Termoeléctricas _____	22
21. Modificación de Series Hidrológicas _____	27
22. Modificación de Capacidad de líneas de transmisión _____	30
PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA _____	30
23. Observación General _____	30
24. Observaciones Específicas _____	31
FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES _____	32
25. Factores de Pérdidas Marginales de Energía _____	32
FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN _____	32
26. Fórmula de Actualización de los Precios Básicos de Energía y Potencia _____	32



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° 25844¹, 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, quienes se encuentran autorizados a efectuar dicha presentación y el contenido de los mencionados estudios.

Por efecto de adecuarse a las referidas modificaciones del Artículo 51° de la LCE resultó necesario modificar el Procedimiento de Fijación de Tarifas en Barra, previsto en el Anexo A de la Resolución OSINERG N° 0001-2003-OS/CD, que aprueba la norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", para lo cual se emitió el 13 de octubre de 2006 la Resolución

¹ **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.



OSINERG N° 509-2006-OS/CD que dispuso la sustitución de dicho Anexo a fin de señalar que la presentación de los estudios técnico económicos de las propuestas de los Precios en Barra sea antes del 15 de noviembre de cada año; sustituir las referencias al COES por referencias al Subcomité de Generadores y Subcomité de Transmisores; y ampliar los plazos de las etapas iniciales e intermedias del procedimiento para la Fijación de Tarifas en Barra, sin afectarse el plazo final de publicación de dicha tarifa.

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

Con fecha 12 de noviembre de 2010, el Subcomité de Generadores del COES-SINAC (en adelante "SUBCOMITE") presentó ante OSINERGMIN su Estudio Técnico – Económico para la determinación de los Precios en Barra correspondiente al periodo mayo 2011 – abril 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 LCE²; por la norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", aprobada por Resolución OSINERG N° 0001-2003-OS/CD; 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.

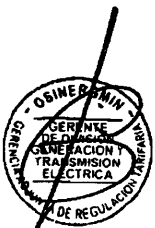
La respuesta a las observaciones que se formulan deberá ser remitida tanto en forma impresa como en medio magnético a fin de permitir su evaluación dentro de los límites de tiempo establecidos en las normas para el desarrollo del proceso³. De esta manera los cálculos justificatorios que se realicen deberán 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.

² **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.

³ **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, no se incluyen los proyectos C.H. Angel I (20 MW), C.H. Angel II (20 MW), C.H. Angel III (20 MW) y presa Huangush Bajo (4,5 MMC) que, sin embargo, se encuentran modelados en los archivos "sinac.chh" y "sinac.emb" del Modelo Perseo.
- En el Cuadro N° 4.5 del balance de oferta – demanda anual, folio 19 del Estudio, se presenta en forma repetida la unidad TG3 de la C.T. Chilca I de Enersur S.A.A., en un lado aparece como "Turbo Gas Natural Chilca TG3" y en otro aparece como "C.T. Chilca TG3" y con diferente capacidad. De igual manera ocurre con la unidad TG2 de la C.T. Kallpa de Kallpa Generación S.A., en una primera parte aparece como "Turbo Gas Natural Kallpa TG2" y en otra aparece "C.T. Kallpa TG2 Ciclo Simple" y también con diferente capacidad.
- En el Cuadro N° 4.5 del balance de oferta – demanda anual, folio 19 del Estudio, no se incluyen todos los proyectos de generación con Recursos Energéticos Renovables que se presentan en el plan de obras de generación, Cuadro N° 4.3 de los folios 16 y 17 del Estudio.
- En los folios 39, 40 y 42 del Estudio aparecen tres valores diferentes de tipo de cambio 2,787, 2,798 y 2,788, respectivamente, cuando lo correcto es que se utilice para todos los cálculos del Estudio un único tipo de cambio.



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 2010 en base a un modelo ARIMA, y, ii) realizar las proyecciones para los años 2010–2012 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 2010 corresponde a demanda histórica, no es necesario aplicar modelo econométrico alguno para efectos de lo dispuesto en el Artículo 47° de la LCE⁴; 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 2010 y no la obtenida del modelo ARIMA contenido en su propuesta.

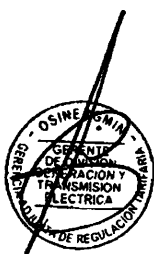
Asimismo, en el MCE se debe tomar como información histórica los datos de los años 1981 a 2010 y no solamente de los años 1981 a 2009, como se ha considerado en su propuesta de demanda. Esto debido a que la información del año 2010 (PBI, Ventas y Tarifas) deberá corresponder a datos históricos reales disponibles al momento de la fijación de los Precios en Barra.

⁴ 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. 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 2011 y 2012, 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 2010⁵, 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.

De otro lado, para el año 2013, el SUBCOMITE ha tomado la proyección del crecimiento del PBI igual a la del año 2012, 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 2013.

2.2 Con relación a la Tarifa del Año 2010

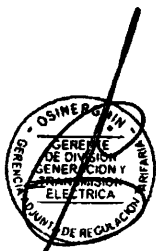
Se deberá actualizar el valor de la tarifa promedio considerada en el Estudio para el año 2010 y siguientes (8,23 ctvs US\$/kWh), considerando el informe "Procesamiento y Análisis de la Información Comercial de las Empresas de Electricidad al Cuarto Trimestre de 2010", que publicará OSINERGMIN en su página Web en los primeros meses del año 2011.

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 2010, considerando el informe "Procesamiento y Análisis de la Información Comercial de las Empresas de Electricidad al Cuarto Trimestre de 2010", 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



⁵ Expectativas macroeconómicas de crecimiento del PBI de los Analistas Económicos, Cuadro 14 de la Página 45 del Reporte de Inflación – Setiembre 2010

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.

4. PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN

Los porcentajes de pérdidas de distribución para los años del 2010 al 2013 se han estimado en base a una tendencia lineal considerando los valores históricos de los últimos nueve años (2001-2009). 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 2010.

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.

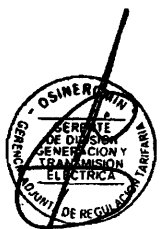
Asimismo, debe tenerse en cuenta que la viabilidad de un proyecto minero o industrial debe ser evaluada en forma similar a como se espera se sustente la viabilidad de ejecución de un proyecto de generación eléctrica que se estima se desarrolle en el horizonte de estudio.

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

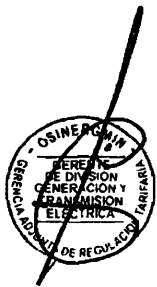
Una vez verificada la presentación del sustento requerido en la Observación General, el SUBCOMITE deberá absolver, adicionalmente, las siguientes observaciones específicas:

- Con relación a la información de la demanda de Electroandes (Ex – Centromín), considerada dentro de las cargas especiales, no se presenta el sustento de la disminución de la demanda del cliente Doe Run Perú, por lo que se deberán sustentar los valores considerados de este cliente; asimismo, corresponde actualizar la proyección de la demanda del resto

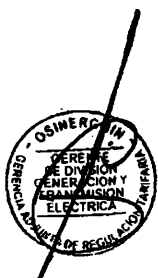


de cargas que forman parte de Electroandes; dado que la información considerada es la misma que la reportada en anteriores fijaciones.

- Con relación a la información de la Minera San Rafael y ampliación de Aceros Arequipa, considerada dentro de las cargas especiales, no se ha presentado el sustento de las proyecciones de demanda. En este sentido, se deberán sustentar los valores considerados en la proyección de demanda de estas cargas.
- Con relación a las cargas especiales, 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:
 - ❖ Demanda de ELECTROANDES (Ex – Centromín)
 - ❖ SHOUGANG S.A.
 - ❖ Cementos YURA S.A.
 - ❖ Minera Yanacocha
 - ❖ Huarón
 - ❖ Cerro Verde (Socabaya)
 - ❖ Cerro Corona
- 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, la previsión para las horas de fuera de punta, cuando lo correcto es tomar la previsión para las horas de punta. En este sentido, se deberá corregir el valor considerado 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
 - ❖ Pucallpa
 - ❖ Bagua - Jaén
 - ❖ Puerto Maldonado
- Con relación al proyecto de ampliación de Cajamarquilla (2da Etapa), en el folio 123 del Estudio se presenta el cuadro de proyección de demanda; sin embargo, el mismo no coincide con lo considerado en el Cuadro B5 del folio 73 y en el archivo de proyección de demanda (Demanda.xls). Por esta razón, se debe corregir esta diferencia y/o solicitar nuevamente la información a la empresa encargada del proyecto.
- Con relación al proyecto de expansión de la concentradora Cuajone de la empresa Southern Peru, en los folios 78 y 96 del Estudio se menciona su ingreso para el año 2013 con 22 MW; sin embargo, en las fichas que describen todos los proyectos de esta empresa, no se presenta la de este proyecto. En este sentido, corresponde solicitar la ficha del proyecto de expansión de la concentradora Cuajone y con ello confirmar la fecha de entrada del mismo en el año 2013.
- Con relación al proyecto Constancia de la empresa Norsemont Perú, en el folio 97 del Estudio sólo se presenta la proyección de demanda hasta el



- año 2012 cuando, para la presente regulación; dicha proyección debe ser hasta el año 2013. Adicionalmente, en el Cuadro B5 del folio 73 y en el archivo de proyección de demanda (Demanda.xls), se está considerando el ingreso de este proyecto en el año 2012 cuando en la ficha del proyecto que se presenta en el folio 97 se menciona que ingresará en el año 2011. En este sentido, corresponde solicitar nuevamente la ficha del proyecto Constancia, con la proyección de demanda hasta el año 2013, y con ello confirmar si la fecha de entrada del mismo es en el año 2011 o 2012.
- Con relación al proyecto Galeno de la empresa Lumina Copper, se ha considerado el ingreso del proyecto en el año 2012 cuando en la anterior regulación informó que ingresaría en el año 2011. En este sentido, corresponde solicitar nuevamente la ficha del proyecto Galeno y con ello confirmar si la fecha de entrada del mismo es en el año 2011 o 2012.
 - Con relación al proyecto ampliación Quimpac, los valores de proyección de la demanda energía considerada en el Cuadro B5 del folio 73 y en el archivo de proyección de demanda (Demanda.xls), no coinciden con lo informado por la empresa en la ficha del proyecto que se presenta en el folio 100 del Estudio. En este sentido, corresponde corregir esta incongruencia.
 - Con relación al proyecto Antapaccay de la empresa Tintaya, los valores de proyección de la demanda de potencia considerada en el Cuadro B5 del folio 73 y en el archivo de proyección de demanda (Demanda.xls), no coinciden con lo informado por la empresa en la ficha del proyecto que se presenta en los folios 102 al 105 del Estudio. En este sentido, corresponde corregir esta incongruencia o en su defecto solicitar a la empresa la proyección de potencia y energía únicamente de este proyecto.
 - Con relación al proyecto Mina Justa de la empresa Marcobre, el valor de proyección de la demanda de potencia para el año 2013 considerado en el Cuadro B5 del folio 73 y en el archivo de proyección de demanda (Demanda.xls), no coincide con lo informado por la empresa en la ficha del proyecto que se presenta en los folios 108 y 109 del Estudio para el referido año. En este sentido, corresponde corregir esta incongruencia.
 - Con relación al proyecto Toromocho de la empresa Chinalco Perú S.A., en la ficha técnica del proyecto que se presenta en los folios 114 y 115 del Estudio, se establece que el proyecto iniciaría su operación a fines del año 2012; sin embargo, de acuerdo con las últimas noticias aparecidas en los medios de comunicación, este proyecto retrasará su inicio por lo menos en seis meses debido a demoras en las obtención de los permisos. En este sentido, el SUBCOMITE debe solicitar nuevamente información a la empresa Chinalco Perú S.A. sobre el retraso del proyecto y su probable nueva fecha de ingreso en operación.
 - Con relación al proyecto Bayóvar 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:
 - 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 (2010 – 2013).
- Para la demanda del sistema aislado Tarapoto – Moyobamba – Bellavista se ha previsto su ingreso para el año 2012, pero de acuerdo con las informaciones más recientes este sistema aislado se encuentra en pruebas de interconexión con el SEIN; por esta razón, es necesario que se actualice la información de la fecha de interconexión de este sistema en base a la información del COES-SINAC, así como se solicite las proyecciones de demanda y de oferta que tendrán para el horizonte de la presente regulación.
 - En el modelamiento de los proyectos de generación con Recursos Energéticos Renovables (eólicas, biomasa, solares y centrales hidroeléctricas), se les está representando como una disminución de la proyección de demanda de la energía global; sin embargo, dado que las fechas de entrada de estos proyectos están previstas para el segundo semestre del año 2012, con lo cual tendrían una mayor influencia en la presente regulación, corresponderá mejorar la representación de esta generación ya sea en base a una matriz de energías generables, de manera similar como se hace en el Modelo Perseo para las centrales hidroeléctricas, o en su defecto realizando un descuento de los mismos en la demanda por cada bloque horario y en la barra donde se van a instalar. En este sentido, se debe pedir información a las empresas encargadas de estos proyectos y propone una mejora en el modelamiento de los mismos para la presente regulación.
 - De otro lado, con relación a la información contenida en la hoja de cálculo que sustenta la proyección de la demanda "Demanda.xls", y que aparece en el Cuadro B5 del folio 73 del Estudio, por error no se está sumando la energía prevista para el proyecto de ampliación de El Brocal. En este sentido, corresponderá corregir este error en la referida hoja de cálculo.

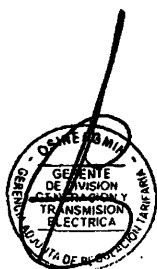
Asimismo, los consumos propios de las centrales hidroeléctricas Mantaro y Restitución que aparecen en esta hoja de cálculo no coinciden con los incluidos en el archivo "sinac.chh" para estas centrales. En este sentido, corresponderá corregir esta diferencia de valores.

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 2011 y diciembre 2013. >>

Considerando que el ingreso de nuevas unidades de generación tiene impacto en la reducción de los costos marginales esperados existe el incentivo para que los generadores tiendan a subdeclarar sus proyectos en cartera y, por tanto, para no informar sus proyectos nuevos de generación; como consecuencia, un estudio que se base, para este fin, únicamente en las declaraciones de la parte interesada resulta insuficiente. El Estudio adolece de este defecto ya que en esta parte incluye solamente consultas escritas efectuadas a los integrantes del COES-SINAC, sin realizar un análisis crítico de la información recibida ni mayor investigación al respecto.

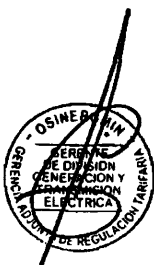
Cabe señalar que, durante las regulaciones efectuadas luego de la promulgación del ya derogado Decreto Supremo N° 010-2004-EM y la Ley N° 28447, que modificara el período de proyección para el cálculo tarifario, se han dado casos de proyectos que no fueron informados oportunamente en las fijaciones de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

Es preciso señalar que en el programa de obras no se han considerado proyectos cuya ejecución está decidida y que tienen compromisos de inversión con el Estado Peruano y otros cuyos contratos de ejecución han sido ya suscritos. Al respecto, el SUBCOMITE deberá efectuar la correspondiente evaluación de factibilidad, presentando el análisis que incluya información técnica y económica, plazos de ejecución y diagnóstico de cada proyecto como parte del programa de obras, considerando especialmente la disponibilidad de centrales basadas en gas natural del proyecto Camisea, tanto en ciclo abierto como en ciclo combinado, de sus integrantes como de nuevos actores, sobre todo teniendo en cuenta que la expectativa de crecimiento de la demanda eléctrica, no sería sostenible, ni viable, sin la expansión de la generación.



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

6.2.1 Presas Chalhuanca y Bamputañe

En el plan de obras de generación que se presenta en el folio 16 del Estudio, se ha considerado el ingreso en mayo 2010 de las presas Chalhuanca (25 MMC) y Bamputañe (40 MMC) que ha venido desarrollando la empresa EGASA, pero sin presentarse sustento alguno de sus ingresos efectivos. Al respecto, en la información que el COES-SINAC reporta periódicamente de las presas de EGASA (Pillones, El Frayle, Aguada Blanca y El Pañe) no se presenta información de estas presas, por lo cual corresponde al SUBCOMITE solicitar a EGASA la información de la fecha de entrada de estos proyectos.

6.2.2 C.T. El Faro

En el Estudio no se presenta información sobre los avances del proyecto Central Termoeléctrica El Faro que se encuentra a cargo de la empresa SHOUGANG GENERACIÓN ELECTRICA S.A.A. Al respecto, en la fijación anterior se informó que el proyecto tenía como etapas de desarrollo el ciclo simple con diesel en el 2011, luego el ciclo simple con gas natural en el 2012, para después pasar a ciclo combinado con gas natural a fines del 2012. En ese sentido, se debe solicitar información a la empresa sobre sus avances en los estudios del proyecto, en la tramitación de los permisos, en la firma de contratos de suministros de gas natural, en la firma de contratos de venta energía, así como de otros aspectos que se consideren necesarios para la evaluación.

6.2.3 Ciclo combinado de C.T. Chilca 1

La empresa Enersur S.A.A. está desarrollando el proyecto de ciclo combinado de la Central Termoeléctrica Chilca 1 que, a través de la Resolución Ministerial 179-2010 – EM del 29.04.2010, modificó su autorización de generación para la implementación de este proyecto en un plazo de 40 meses, por lo cual estaría dentro del horizonte de la presente regulación. Por las razones expuestas, el SUBCOMITE deberá solicitar la información necesaria de este proyecto, a fin de determinar con el debido sustento su inclusión o no en el programa de obras de generación del Estudio.

6.2.4 Central Térmica de Reserva de Electroperú

En los folios 186 a 188 del Estudio, la empresa Electroperú S.A. informa que se encuentra desarrollando el proyecto de una central térmica de reserva de 200 MW en la zona de Lima y que prevé ingresará en el año 2013. En este sentido, el SUBCOMITE deberá solicitar una mayor información sobre este proyecto, a fin de evaluar y determinar con el debido sustento su inclusión o no en el programa de obras de generación del Estudio.



6.2.5 Reserva Fría de Generación

Con fecha 25 de noviembre de 2010 se realizó la adjudicación de la Reserva Fría de Generación, llevada a cabo por PROINVERSION, donde las empresas adjudicadas fueron Empresa Eléctrica de Piura S.A. y Enersur S.A.A. que deben instalar en los próximos 32 meses centrales de generación de 200 MW en la zona de Talara y de 400 MW en la zona de Ilo, respectivamente. En este sentido, el SUBCOMITE deberá solicitar a estas empresas adjudicadas, información sobre el cronograma de implementación de estos proyectos y los avances que a la fecha vienen teniendo, con la finalidad de evaluar su inclusión o no en el programa de obras de generación del Estudio.

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.

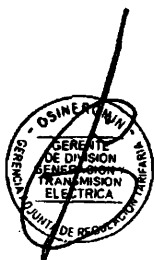
Con relación a la evaluación de la cartera de proyectos de los no integrantes del COES-SINAC, se debe señalar lo siguiente:

7.1.1 Ciclo combinado de C. T. Santo Domingo de los Olleros

La empresa Termochilca S.A. tiene a cargo el proyecto de la Central Termoeléctrica Santo Domingo de los Olleros, que se desarrollará en la zona de Chilca y que consta de dos etapas, siendo la primera etapa la operación en ciclo simple con 200 MW y la segunda etapa la conversión a ciclo combinado con 300 MW. Al respecto, la empresa viene tramitando el Plan de Manejo Ambiental (PMA) en el Ministerio de Energía y Minas para posteriormente solicitar la modificación de la autorización de generación e incluir la segunda etapa, por lo cual 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.

7.1.2 C. T. 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, que viene tramitando el Plan de Manejo Ambiental (PMA) en el Ministerio de Energía y Minas y que, entre otras cosas, busca reducir la capacidad del proyecto de 160 MW a 135 MW, por el hecho de reemplazar las dos turbinas GE Frame 7EA de 80 MW c/u, por tres turbinas GE LM-6000 de 45 MW c/u y posteriormente solicitar la autorización de generación. 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.



7.1.3 C.H. 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, por lo cual estaría dentro del horizonte de la presente regulación. Por las razones expuestas, el SUBCOMITE deberá solicitar la información necesaria de este proyecto, a fin de determinar con el debido sustento su inclusión o no en el programa de obras de generación del Estudio.

7.1.4 C.H. Pías 1

La empresa de Aguas y Energía Perú S.A. está desarrollando el proyecto de la Central Hidroeléctrica Pías 1 que, en el plan de obras de generación, se ha considerado su ingreso en mayo 2010, pero sin presentarse sustento alguno de su ingreso efectivo. Al respecto, la Resolución Ministerial 161-2010-EM del 16.04.2010 modificó el contrato de concesión de generación de este proyecto, estableciendo su puesta en operación en el mes de febrero de 2012, por lo cual corresponde al SUBCOMITE solicitar la información necesaria de los avances de este proyecto, a fin de determinar su fecha de entrada.

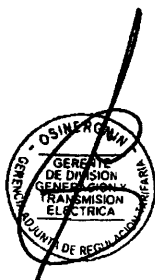
7.1.5 Proyectos de Generación con RER

En el Estudio no se ha incluido dentro de los proyectos de generación con Recursos Energéticos Renovables (RER), el proyecto de la Central Hidroeléctrica Chancay, que fue adjudicada en la primera convocatoria del proceso de subasta de suministro de electricidad con recursos energéticos renovables, y de la Central Hidroeléctrica Las Pizarras, que fue adjudicada en la segunda convocatoria del proceso de subasta de suministro de electricidad con recursos energéticos renovables. En este sentido, corresponde incluir estos proyectos dentro del programa de obras de generación.

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 18 del Estudio, se observa lo siguiente:

- Se ha incluido la línea en 138 kV de Tocache – Bellavista con fecha de ingreso enero de 2012; sin embargo, según información de la empresa Electro Oriente S.A., encargada del proyecto, dicha línea se encuentra interconectada al SEIN en etapa de pruebas. Por lo tanto, debe solicitarse información a esta empresa sobre la fecha de ingreso de la línea.
- Se ha incluido la línea en 220 kV de Pomacocha – Carhuamayo con fecha de ingreso enero de 2013; sin embargo, de acuerdo con el contrato, el plazo para la Puesta en Operación Comercial es de 24 meses contados a partir de su suscripción, ocurrida el 27 de setiembre de 2010, por lo que la fecha de ingreso de la línea sería en setiembre de 2012. En este sentido, se debe solicitar información a la empresa encargada del proyecto sobre la fecha de entrada de la línea.



- Se ha incluido la línea en 220 kV de Carhuaquero – Corona con fecha de ingreso diciembre de 2010; sin embargo de acuerdo con las informaciones que se tiene, esta línea presenta problemas sociales, por lo que se deberá solicitar información sobre los avances del proyecto y la fecha probable de ingreso.
- Se ha incluido el ingreso de la línea en 220 kV Conococha –Paragsha para noviembre 2010; sin embargo, a la fecha no se tiene información de su ingreso efectivo, por lo cual el SUBCOMITE debe solicitar información a la empresa a cargo del servicio para confirmar la fecha de ingreso.
- El Plan de Transmisión propuesto por el Subcomité de Generación no tiene concordancia con el Plan de Transmisión propuesto por el Subcomité de Transmisión.

COSTOS VARIABLES DE CENTRALES TÉRMICAS

9. TASA DE GASTOS FINANCIEROS POR STOCK DE COMBUSTIBLES

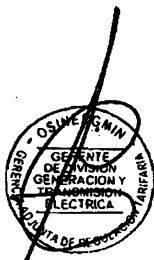
El SUBCOMITE no ha presentado el sustento de la tasa Libor considerada en el Estudio para la tasa de financiamiento a aplicarse para mantener el stock de combustibles. Por este motivo, se solicita al SUBCOMITE presentar el sustento correspondiente de la información de esta tasa; asimismo, es necesario precisar que el valor de esta tasa Libor será actualizado al mes de marzo de 2011, conforme al Artículo 50° de la LCE.

10. INCLUSION DEL IMPUESTO SELECTIVO AL CONSUMO DE CARBON

El SUBCOMITE ha incluido, dentro del Estudio, los Impuestos Selectivos al Consumo (ISC) para el precio del Carbón, tomando como referencia el Decreto Supremo N° 211-2007-EF que establece que a partir del año 2011 la Hulla (Carbón) tendrá un ISC de 70 Soles/Tonelada.

En este caso habría que precisar que, conforme lo ordena el Artículo 124° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, el precio del carbón que se incluye en las fijaciones de Precios en Barra corresponde al precio de referencia de importación de este combustible, que publica OSINERGMIN. En este caso, de acuerdo con el Artículo 3° del "Procedimiento para la Determinación de los Precios de Referencia de Energéticos usados en Generación Eléctrica", que se aprobó con la Resolución OSINERG N° 062-2005-OS/CD, en el cálculo del precio de referencia del carbón se incluye el ISC que a la fecha corresponde al valor de cero.

En este sentido, no correspondería incluir el ISC del precio de carbón en este proceso de fijación, en la forma que propone el SUBCOMITE, dado que



cuando venza la exoneración a este combustible, el mismo ya será incluido en su precio de referencia que se utiliza en la actualización de las tarifas de electricidad.

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 2010. Por lo expuesto, se solicita al SUBCOMITE actualizar los consumos de gas natural.

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.

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, cuando lo correcto es aplicar las formulas de actualización de precio como al resto de centrales; por otro lado, al precio de transporte del gas natural se le ha adicionado un valor de 3,505 que no correspondería. En este sentido, se debe corregir el cálculo del referido precio.

13. CONSUMOS ESPECIFICOS

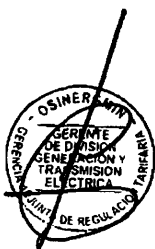
El SUBCOMITE ha modificado los consumos específicos de las unidades TV1 de la C.T. San Nicolás y Mak 1 de la C.T. Tumbes; sin embargo, los valores considerados no coinciden con los resultados de las pruebas de potencia efectiva y rendimiento que se presentan en los folios 138 y 142 del Estudio, respectivamente. En este sentido, corresponde corregir estos valores o presentar el sustento de esta diferencia.

14. 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:

- ❖ TG3 de la C.T. Chimbote
- ❖ TG2 de la C.T. Aguaytía
- ❖ TG3 de la C.T. Ventanilla
- ❖ TG1 y TG2 de la C.T. Chilca I
- ❖ C.T. Piura
- ❖ C.T. Chiclayo

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



15. MODIFICACIÓN DE PODERES CALORÍFICOS

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

16. POTENCIA EFECTIVA DE LA C.T. TAPARACHI

La potencia efectiva de la C.T. Taparachi considerada en la propuesta, no coincide con los valores que se consignan en el folio 127 del Estudio. En este sentido, corresponde corregir estos valores.

17. COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE (CVNC)

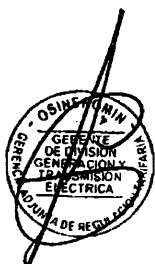
17.1 Empleo de Procedimientos COES

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, la aplicación de estos procedimientos para la regulación de tarifas fueron observados en las anteriores regulaciones, entre otras cosas, porque la determinación del CVNC se realizaba sobre la base de un promedio ponderado por el número de arranques en el caso de turbinas a gas, que conlleva a un sesgo implícito, toda vez que se estaría asignando a cada escenario una probabilidad de ocurrencia igual a su número de arranques entre la suma del número de arranques de todos los escenarios evaluados, cuando lo más razonable era considerar escenarios de ocurrencia real; así como, no se consideraba los precios eficientes de mercado, ni las recomendaciones del boletín de servicio del fabricante, llevando a que para la determinación del CVNC de unidades de un mismo modelo se utilicen costos y frecuencias diferentes.

En este caso, es importante señalar que 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



4. 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.

PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA

18. MODIFICACIÓN EN LOS ARCHIVOS DE DATOS DEL MODELO PERSEO

18.1 Archivo GTT

El SUBCOMITE ha considerado el retiro de la TG1 de la C.T. Chimbote desde enero 2010, cuando lo correcto es que se retire desde abril 2010, conforme se menciona en el folio 167 del Estudio. Por este motivo, se debe corregir la fecha de retiro de esta unidad.

Así mismo, los datos de potencia y rendimiento de la unidad TG7 de la C.T. Santa Rosa, cuando opera con diesel, no coinciden con los valores descritos en la hoja 5.7A del archivo "cuadro 5.7.xls" que se adjunta en el Estudio. En este sentido, corresponde definir cuáles son los valores correctos de esta unidad.

18.2 Archivo CMB

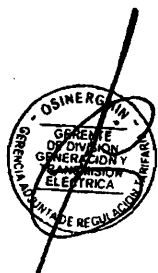
El valor de costo de combustible de la unidad TG8 de la C.T. Santa Rosa (CMB-19), no coincide con el valor descrito en hoja 5.7A del archivo "cuadro 5.7.xls" que se adjunta en el Estudio. En este sentido, corresponde definir cuál es el valor correcto de esta unidad.

18.3 Archivo EMB

El SUBCOMITE ha considerado dentro del archivo "sinac.emb" el ingreso de la laguna Corani en el mes de diciembre de 2011 con 24,5 MMC, cuando de acuerdo con la información entregada por la empresa San Gabán, encargada del proyecto, que se presenta en el folio 193 del Estudio, se prevé la entrada de esta laguna en dos etapas, siendo la primera en diciembre de 2010 con 14 MMC y la segunda en diciembre 2011 con 10,5 MMC. En este sentido, corresponde corregir la representación de esta laguna.

Asimismo, en los folios 27 y 28 del Estudio, se menciona que debido a los altos volúmenes de los embalses para el 01 de enero de 2010, el criterio de mantener los volúmenes finales igual a los volúmenes iniciales hace que el Modelo Perseo no encuentre una solución factible, por lo cual han optado por reducir el volumen final del lago Junín al 39% del volumen inicial, mientras que el resto de embalse se redujo al 70%.

Al respecto, cuando se presentan los problemas de infactibilidad que se menciona en el Estudio, lo correcto sería revisar cuales son las variables y/o restricciones que originan este problema con la finalidad de corregir ya sea en



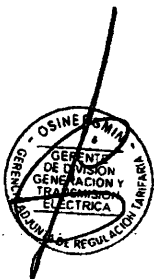
el modelamiento que se está dando o en los datos que se incluyen para estas variables, como por ejemplo en el archivo "sinac.emb" se observa que los embalses Parón y Aguashcocha presentan volúmenes iniciales superiores a sus volúmenes máximos, por lo cual hay una incongruencia en los datos ingresados.

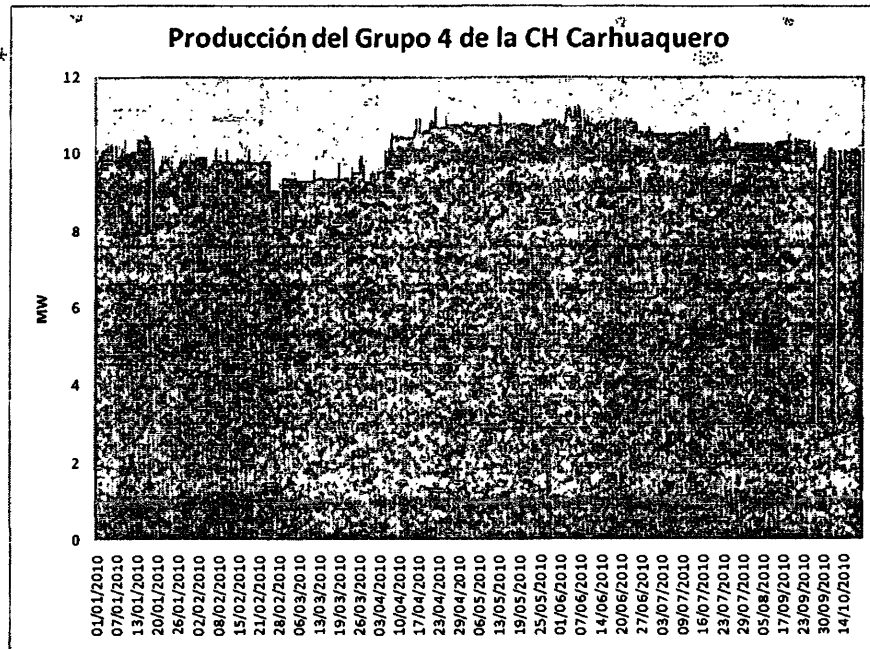
En este sentido, el SUBCOMITE antes de disminuir el volumen final como lo propone en el Estudio, deberá previamente revisar cuales son las variables y/o restricciones que están originando que la optimización no sea factible, con la finalidad de corregir y mejorar el modelamiento del mismo.

18.4 Archivo CHH

El SUBCOMITE ha considerado en el archivo "sinac.chh" que cuando ingrese el proyecto de rehabilitación de la segunda etapa de la C.H. Machupicchu, en febrero 2012, el caudal de toda la central será de 45 m³/s y con un coeficiente de producción de 3,1 MW/m³/s, cuando en la ficha del proyecto presentado por la empresa EGEMSA, folios 180 a 183 del Estudio, se menciona que el caudal de diseño del mismo es de 31 m³/s, por lo cual se podría entender o que se sumaría al caudal de la primera etapa, por lo que el caudal de toda la central sería 61 m³/s, o que el caudal de la central pasaría de 30 m³/s a 31 m³/s; no obstante, no se encuentra cómo se llega a los 45 m³/s que se propone. En ese sentido, para evitar interpretaciones erradas, se debe solicitar a EGEMSA la información sobre el esquema topológico de la central y cómo ésta operará cuando ingrese el proyecto de rehabilitación de su segunda etapa.

Asimismo, se debe solicitar información a la empresa Duke Energy Egenor sobre la operación actual del G4 de la C.H. Carhuaquero, debido a que cuando ingresó en operación esta unidad, la referida empresa informó que su operación se realizaría sólo cuando el caudal del río Chancay supere los 24 m³/s, lo que equivale a decir, sólo en épocas de avenida; sin embargo, desde la adjudicación de buena pro que recibió esta unidad en la primera convocatoria del proceso de subasta de suministro de electricidad con recursos energéticos renovables, se observa que la misma opera continuamente y en todos los meses de año, como se observa en el siguiente gráfico, por lo cual es necesario actualizar el modelamiento de esta unidad.





18.5 Archivo LIN

El SUBCOMITE no ha considerado en el archivo "*sinac.lin*" el ingreso de la segunda terna de la línea en 220 kV Trujillo – Guadalupe - Chiclayo, que se encuentra prevista para entrar en operación para diciembre 2011, de acuerdo con el plan de obras de transmisión que se presenta en el folio 18 del Estudio.

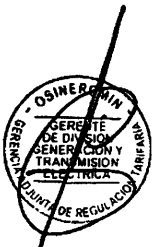
Así mismo, se debe corregir la fecha de ingreso de las líneas: Carhuaquero – Cerro Corona 220 kV (LNX-020) y Tocache – Bellavista 138 kV (LNE-103) de acuerdo a la actualización del plan de obras de transmisión del folio 18 del Estudio.

18.6 Archivo HID

El SUBCOMITE ha recortado de 1965 - 2009 a 1992 - 2009 la información histórica de los afluentes naturales que se presentan en el archivo "*sinac.hid*", con la finalidad de incluir su propuesta de reducir las series históricas a utilizar en la presente regulación; sin embargo, cabe señalar que, sin perjuicio de la observación 21.2, no es necesario recortar la información histórica para incluir la referida propuesta. En este sentido, el SUBCOMITE debe incluir en el archivo "*sinac.hid*" toda la información histórica de los afluentes naturales, es decir desde el año 1965 al año 2009.

Adicionalmente, se ha modificado, sin presentar el debido sustento, los valores de los siguientes afluentes naturales:

- Los valores de los años 1992 a 2008 del afluente a Cañón de Pato (QN-403)
- Los valores de los años 1992 a 2008 del afluente a embalse Poechos (QN-2701).



- Los valores de los años 1992 a 2008 de los afluentes a embalse Paucarcocha (QN-2901) y presa Capilluca (QN-2902)
- Los valores de los años 1992 a 2008 del afluente Santa Cruz (QN-3000)

19. 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 2012 a 2013, 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 2011; 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 los años 2012 y 2013.

20. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO MAYOR DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS Y TERMOELÉCTRICAS

20.1 Observaciones Generales

Para el año 2010 (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° 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; así como, en el numeral E.1 del Anexo E del Informe N° 0151-2009-GART, que sustentó la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD que fijó los Precios en Barra para el período mayo 2009 - abril 2010, 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 2010.

20.2 Evaluación de las Actividades de Mantenimiento Propuestas para las centrales hidroeléctricas para los años comprendidos entre el 2012 y el 2013

En los archivos presentados por el SUBCOMITÉ se observa que, en el caso del programa de mantenimiento considerado para las centrales hidroeléctricas en los años 2012 y 2013, se ha repetido el programa de mantenimiento de los años 2010 y 2011, 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, como por ejemplo:

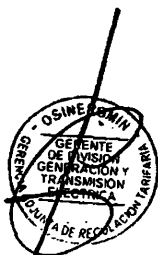
- 1) La actividad de "CAMBIO DE REGULADOR DE TENSION Y EXCITACIÓN" prevista a realizarse en los grupos de la Central Mantaro para el año 2011 es una actividad extraordinaria que no se realiza todos los años.
- 2) La actividad "CORRECCIÓN DE VERTICALIDAD DE EJE. MODERNIZACIÓN SISTEMA CONTROL Y REGULACIÓN DE TENSION Y VELOCIDAD" prevista a realizarse en los grupos de la Central Charcani V para el año 2011, es una actividad extraordinaria que no se realiza todos los años.

En ese sentido, el SUBCOMITÉ debe analizar todos los mantenimientos propuestos y debe considerar sólo aquellos que son realizados rutinariamente cada año.

20.2.1 Archivo de cálculo: "Mantenimiento Anual 2011_PERSEO_Mayor a 1 dia.xls"

Respecto al archivo "Mantenimiento Anual 2011_PERSEO_Mayor a 1 dia.xls" (en adelante el "Archivo"), se han encontrado las siguientes observaciones:

1. En las actividades de mantenimiento propuestas para las unidades hidroeléctricas como termoeléctricas que corresponden al periodo octubre – noviembre de 2011, no se detallan los trabajos a realizarse ni tampoco se encuentra sustento alguno de los tiempos de duración.
2. La central hidroeléctrica El Platanal y la central termoeléctrica Las Flores no se encuentran en la hoja "POTENCIAS" por lo que las fórmulas destinadas a identificar el periodo de mantenimiento de estas centrales no funcionan correctamente.
3. Las hojas donde aparecen los mantenimientos en forma matricial por cada mes del año 2011, no cubren el rango de todas las unidades de generación consideradas en la hoja "POTENCIAS". Por ejemplo la fórmula contenida en la celda "AK811" de la hoja "AÑO_2011_MES_1".
4. El SUBCOMITÉ ha incluido la actividad "LIMPIEZA REJILLA TULUMAYO" de la central hidroeléctrica Chimay en diversos meses del año 2011 con una duración de 1 día; sin embargo, históricamente dicha actividad siempre ha sido realizada con una duración menor a 1 día tal como se muestra en los siguientes registros de los mantenimientos ejecutados.



Inicio	Final	Duración (Horas)	Descripción
23/01/2004 00:15	23/01/2004 06:41	06:26	LIMPIEZA EN LAS REJILLAS DE ADMISIÓN DE LA TOMA POR PRESENCIA DE PALIZADAS
11/02/2004 00:04	11/02/2004 08:23	08:19	LIMPIEZA DE REJA DE ADMISIÓN DE LA COMPUERTA DE REGULACIÓN EN TULUMAYO
12/02/2004 00:00	12/02/2004 07:57	07:57	LIMPIEZA DE REJILLAS DEBIDO A ACUMULACION DE RESIDUOS SOLIDOS
27/08/2004 00:22	27/08/2004 03:52	03:30	LIMPIEZA DE REJAS DE ADMISIÓN DE LA PRESA HACIA LA CÁMARA DE CARGA POR EXCESIVA SATURACIÓN
09/10/2004 00:00	09/10/2004 05:43	05:43	LIMPIEZA DE REJILLAS DE ADMISIÓN POR OBSTRUCCIÓN
24/10/2004 06:13	24/10/2004 13:12	06:59	LIMPIEZA DE REJAS DE ADMISIÓN DE PRESA TULUMAYO
23/10/2005 05:15	23/10/2005 16:56	11:41	LIMPIEZA REJA DE ADMISIÓN PRESA TULUMAYO
06/01/2006 22:55	07/01/2006 07:55	09:00	LIMPIEZA DE REJILLAS
06/03/2007 22:17	07/03/2007 08:25	10:08	LIMPIEZA DE REJAS EN TOMA TULUMAYO
01/02/2008 00:00	01/02/2008 09:15	09:15	LIMPIEZA DE REJAS DE ADMISIÓN TOMA TULUMAYO
15/10/2008 00:04	15/10/2008 09:40	09:36	LIMPIEZA DE REJAS DE ADMISIÓN PRESA TULUMAYO
06/01/2009 01:15	06/01/2009 06:19	05:04	LIMPIEZA DE REJILLAS (CENTRAL LIMITADA DE UN MAXIMO DE 120 MW)
09/02/2009 22:22	10/02/2009 00:00	01:38	LIMPIEZA DE REJILLAS DE LA PRESA TULUMAYO
30/11/2009 00:00	30/11/2009 05:43	05:43	LIMPIEZA DE REJILLAS DE TOMA TULUMAYO
23/12/2009 00:00	23/12/2009 07:50	07:50	LIMPIEZA DE REJILLAS
12/01/2010 00:59	12/01/2010 07:46	06:47	POR LIMPIEZA DE LAS REJAS DE ADMISIÓN POR SATURACIÓN DE PALIZADA
04/02/2010 22:22	05/02/2010 07:00	08:38	LIMPIEZA DE REJAS ADMISION TULUMAYO
09/04/2010 00:07	09/04/2010 09:29	09:22	LIMPIEZA DE REJAS DE ADMISIÓN

Por lo tanto, dicha actividad no debe ser considerada como mantenimiento mayor a ser incluida en el archivo "sinac.man" del modelo Perseo.

5. Las actividades previstas para el grupo G4 de la C.H. Carhuaquero que se presentan en el cuadro a continuación, son evidentemente un error (dado que no originan interrupción) por lo que deben ser retiradas.

UBICACION	EQUIPO	INICIO	FINAL	DESCRIPCIÓN	MW INDISP.	DISPON.	INTERRUPC.	DURACIÓN (Días)
CARHUAQUERO	G4	14/05/2011 00:00	17/05/2011 00:00	"LAVADO DE COMPRESOR OFF LINE	196	F/S	N O	3
CARHUAQUERO	G4	07/01/2011 00:00	10/01/2011 00:00	CAMBIO DE PREFILTROS DE AIRE DE ADMISIÓN"	196	F/S	N O	3
CARHUAQUERO	G4	16/04/2011 00:00	27/04/2011 00:00	"LAVADO DE COMPRESOR OFF LINE	196	F/S	N O	11
CARHUAQUERO	G4	20/08/2011 00:00	23/08/2011 00:00	CAMBIO DE PREFILTROS DE AIRE DE ADMISIÓN"	196	F/S	N O	3

6. El SUBCOMITÉ ha incluido la actividad "INSPECCIÓN DE RODETE Y MANTENIMIENTO PREVENTIVO" para el grupo G3 de la C.H. Yaupi en diversos meses del año 2011 con duraciones de 10 días aproximadamente tal como se observa en la siguiente tabla.



UBICACION	EQUIPO	INICIO	FINAL	DESCRIPCION	MW INDISP.	DISPON	INTERRUPC.	DURACION (Días)
YAUPI	G3	02/07/2011 08:00	12/07/2011 09:35	INSPECCIÓN DE RODETE Y MANTENIMIENTO PREVENTIVO	20	F/S	N O	10,06
YAUPI	G3	02/09/2011 08:00	12/09/2011 09:35	INSPECCIÓN DE RODETE Y MANTENIMIENTO PREVENTIVO	20	F/S	N O	10,06
YAUPI	G3	02/05/2011 08:00	12/05/2011 09:35	INSPECCIÓN DE RODETE Y MANTENIMIENTO PREVENTIVO	20	F/S	N O	10,06

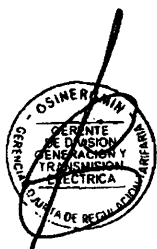
Al respecto, históricamente dicha actividad siempre ha sido realizada con una duración de horas careciendo de sustento la duración propuesta por el SUBCOMITÉ, por lo que dicha actividad no debe ser considerada como mantenimiento mayor a ser incluida en el archivo "sinac.man" del modelo Perseo.

7. El SUBCOMITÉ ha incluido la actividad "INSPECCIÓN GENERAL GENERADOR" de diversos grupos de la C.H. Cañón del Pato en el mes de setiembre del año 2011 con una duración de 2,4 días aproximadamente; sin embargo, históricamente dicha actividad siempre ha sido realizada con una duración menor a 1 día tal como se muestra en los siguientes registros de los mantenimientos ejecutados.

Equipo	Inicio	Final	Duración (Horas)	Descripción
G2	01/09/2005 07:30	01/09/2005 17:25	09:55	INSPECCIÓN GENERAL GENERADOR U2
G2	02/09/2005 07:50	02/09/2005 14:30	06:40	INSPECCIÓN GENERAL GENERADOR U2
G6	03/09/2005 07:35	03/09/2005 12:06	04:31	INSPECCIÓN GENERAL GENERADOR U6
G4	05/09/2005 07:45	05/09/2005 16:00	08:15	INSPECCIÓN GENERAL GENERADOR U4
G4	06/09/2005 07:45	06/09/2005 11:10	03:25	INSPECCIÓN GENERAL GENERADOR U4
G1	07/09/2005 07:50	07/09/2005 16:20	08:30	INSPECCIÓN GENERAL GENERADOR U1
G1	08/09/2005 08:10	08/09/2005 16:30	08:20	INSPECCIÓN GENERAL GENERADOR U1
G3	09/09/2005 07:45	09/09/2005 15:45	08:00	INSPECCIÓN GENERAL GENERADOR U3
G3	10/09/2005 07:45	10/09/2005 12:00	04:15	INSPECCIÓN GENERAL GENERADOR U3
G5	12/09/2005 08:55	12/09/2005 15:55	07:00	INSPECCIÓN GENERAL GENERADOR U5
G6	19/09/2005 08:50	20/09/2005 16:55	08:05	INSPECCIÓN GENERAL GENERADOR U6

Por lo tanto, dicha actividad no debe ser considerada como mantenimiento mayor a ser incluida en el archivo "sinac.man" del modelo Perseo.

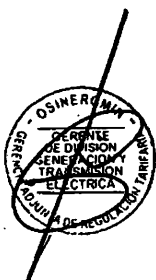
8. El SUBCOMITÉ ha incluido la actividad "INSPECCION MENOR TURBINA GAS (CADA 8000 EOH)" para las turbinas a gas TG3 y TG4 de la C.T. Ventanilla para los meses de enero y marzo del año 2011, respectivamente, considerando duraciones de 12 y 15 días; sin embargo, actividades similares se han realizado en el pasado con una duración mucho menor tal como se muestra en los siguientes registros de los mantenimientos ejecutados.



Equipo	Inicio	Final	Duración (Días)	Descripción
TG3	18/06/2005 00:00	22/06/2005 22:18	4.93	CAMBIO DE ÁLABES DEL GENERADOR E INSPECCIÓN MENOR
	29/07/2008 08:16	04/08/2008 01:58	5.74	INSPECCIÓN MENOR TG3, SIEMENS LTSA
	03/04/2010 00:31	09/04/2010 05:35	6.21	INSPECCION MENOR TURBINA GAS (CADA 8000 EOH)
TG4	25/09/2005 19:32	01/10/2005 18:04	5.94	CAMBIO DE ÁLABES DEL GENERADOR E INSPECCIÓN MENOR
	11/12/2008 09:00	16/12/2008 15:39	5.28	INSPECCION MENOR SIEMENS LTSA
	05/09/2010 16:17	10/09/2010 23:05	5.28	INSPECCIÓN MENOR TURBINA GAS

Por lo tanto, la duración de dicha actividad debe ser reformulada en el mantenimiento mayor a ser incluida en el archivo "sinac.man" del modelo Perseo.

9. Falta actualizar las Potencias Efectivas utilizadas para determinar los factores de reducción para cada generador, puesto que los contenidos en la hoja "Potencia" no concuerdan con las potencias declaradas en los Cuadros 4.1 y 4.2 de los folios 14 y 15 del Estudio, respectivamente.
10. Existen errores en las hojas "AÑO_2011_MES_(mes)", para casi todos los meses, con valores "#NA" en los cuadros de factores de la unidad TG8 de la C.T. Santa Rosa, en la unidad TG1 de la C.T. Oquendo, en la unidad TV de la C.T. Ventanilla, entre otros.
11. Para los meses de enero y agosto de 2011, se ha duplicado el mantenimiento de la C.H. Chimay, pues se está incluyendo tanto el mantenimiento de la central como el de los grupos G1 y G2 a realizarse el mismo día.
12. En el mes de agosto 2011 se ha duplicado el mantenimiento para la C.H. Moyopampa debido a que se está incluyendo el mantenimiento de la central y de su grupo G3 que se realiza el mismo día, considerándose como si se realizaran en días distintos.
13. En el mes de noviembre 2011 se ha duplicado el mantenimiento para la C.T. Chiclayo Oeste debido a que se está incluyendo el mantenimiento de la central y de sus grupos GMT1 y SZ2 que se realiza el mismo día, considerándose como si se realizaran en días distintos.
14. En el mes de diciembre 2011 se ha duplicado el mantenimiento para la C.H. Oroya debido a que se está incluyendo el mantenimiento de la central y su grupo G2 que se realiza el mismo día, considerándose como si se realizaran en días distintos.
15. El mantenimiento del grupo G1 de la C.H. Charcani V presenta un periodo de duración considerable; sin embargo, no se presenta el sustento detallado de los trabajos que se llevarán a cabo más aún si se tienen en cuenta los periodos que los grupos de esta central estuvieron indisponibles en los años 2009 y 2010.



20.2.2 Otras Observaciones

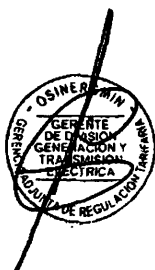
1. El SUBCOMITE ha adjuntado copia del correo electrónico con fecha 26/10/2010 por parte de EGEMSA, en donde se indica la indisponibilidad de la C.H. Machupicchu por 10 días durante el mes de setiembre de 2011, por trabajos de conexonado que permitan evacuar parte de la energía producida por la central en su segunda fase; sin embargo, ésta ha sido considerada dentro del plan de mantenimiento del año 2011. Dicho mantenimiento no debe ser incluido en el archivo "sinac.man", al no tener la aprobación de la Dirección de Operaciones del COES-SINAC, que es requisito indispensable a fin de evaluar su impacto en el sistema.

SINAC.MAN					
CH-2101	2013	3	3	5	19
CH-2102	2013	4	2	5	19
CH-2006	2013	11	5	5	19
CH-2004	2013	11	6	5	19
CH-2301	2011	9	10	5	19
CH-2901	2011	4	3	5	19
CH-2901	2011	10	1	5	19
CH-2901	2012	4	3	5	19
CH-0605	2012	7	16	5	19
CH-0605	2012	8	25	5	19
FIN					

2. En el libro "MANTENIMIENTOS_TERMICOS_12_13.xls" se considera un valor de 0,96 para la disponibilidad de la C.T. Santo Domingo de Olleros; sin embargo, en el archivo "sinac.gtt" aparece una disponibilidad de cero (0). Tampoco se incluye información referente a la futura C.T. Fénix.
3. En el mismo libro se está utilizando un reporte de potencia generada por los grupos térmicos "PGGsi000.CSV" distinto al presentado en su propuesta.

21. MODIFICACIÓN DE SERIES HIDROLÓGICAS

Con relación a las series hidrológicas, el SUBCOMITE en el Estudio propone: actualizar la información hidrológica hasta el año 2009, establecer los costos variables por sólidos en suspensión de la C.H. Cañón de Pato y reducir las series de caudales naturales del periodo 1965-2009 a 1992-2009. Al respecto, se observa que el Estudio no presenta el debido sustento que permita a OSINERGMIN evaluar, en su conjunto, las modificaciones propuestas. En consecuencia, en la medida en que las observaciones efectuadas en este acápite sean absueltas por el SUBCOMITE, OSINERGMIN evaluará la consistencia de la propuesta para la modificación de las series hidrológicas.



21.1 Actualización de la Serie Hidrológica del año 2009

21.1.1 Observaciones al Estudio Hidrológico Central Hidroeléctrica Platanal - CELEPSA

En el Estudio Hidrológico de la Central Hidroeléctrica Platanal, presentado por la empresa CELEPSA, se indica que ha realizado la simulación de las descargas de los embalses Paucarcocha y Capillicas, que forman parte del sistema hidráulico asociado a esta central, presentándose sólo los resultados finales de estas simulaciones, y no adjuntándose los archivos de los cálculos empleados para los mismos.

En este sentido, el SUBCOMITE deberá solicitar y presentar todos los archivos de los cálculos empleados en la simulación, o en caso que se hubiera empleado un modelo, señalar el nombre del modelo que fue utilizado junto con los archivos de datos y de resultados; así mismo, en estos archivos se deben especificar los criterios de satisfacción de demandas, reglas de operación de los embalses y los resultados obtenidos.

21.1.2 Observaciones al Estudio Hidrológico y Cálculo de Potencia Garantizada - Central Hidroeléctrica Poechos 2

En el Estudio Hidrológico y cálculo de potencia garantizada de la Central Hidroeléctrica Poechos 2, presentado por la empresa SINERSA, se indica que se ha realizado la simulación del balance hídrico del embalse Poechos simulando la operación de las centrales hidroeléctricas Poechos 1 y Poechos 2, presentándose sólo los resultados finales de estas simulaciones, y no adjuntándose los archivos de los cálculos empleados para los mismos.

En este sentido, el SUBCOMITE deberá solicitar y presentar todos los archivos de los cálculos empleados en la simulación, o en caso que se hubiera empleado un modelo, señalar el nombre del modelo que fue utilizado junto con los archivos de datos y de resultados; así mismo, en estos archivos se deben especificar los criterios de satisfacción de demandas, reglas de operación de los embalses y los resultados obtenidos.

21.1.3 Observaciones Estudio Hidrológico de Aprovechamiento del Río Blanco y/o Quebrada Santa Cruz - Central Hidroeléctrica Santa Cruz II

En el Estudio Hidrológico de la Central Hidroeléctrica Santa Cruz I, presentado por la empresa Hidroeléctrica Santa Cruz S.A.C., se muestra toda la información hidrológica utilizada, los análisis de consistencia a que fue sometida esta información, los estudios de máximas avenidas, así como las bases y premisas para efectuar la transposición de caudales medios mensuales de sitio con información a sitios de interés sin información, entre otros; sin embargo, en lo que respecta al Estudio Hidrológico de la Central Hidroeléctrica Santa Cruz II, aparentemente vendría a ser el mismo que el Estudio Hidrológico de la Central Hidroeléctrica Santa Cruz I, debido a tener el mismo análisis y resultados.



- En este sentido, el SUBCOMITE debe revisar el Estudio Hidrológico de la Central Hidroeléctrica Santa Cruz II, en vista que se observa que en algunos puntos como, por ejemplo, los numerales 2.3.6 y 2.4 del referido estudio, se hace referencia a la C.H. Santa Cruz I y no a la C.H. Santa Cruz II como correspondería, lo que no permite realizar un seguimiento y revisión del estudio.

Adicionalmente, se deberá incluir en estos estudios hidrológicos, el diagrama topológico de la cuenca del río Blanco y de cuencas vecinas, donde se debe especificar claramente, la ubicación de estaciones hidrométricas involucradas en el estudio, la ubicación de las bocatomas de captación del caudal a ser utilizadas por las centrales hidroeléctricas Santa Cruz I y Santa Cruz II, la ubicación de las centrales antes señaladas; así mismo se debe incluir un plano de la cuenca del río Blanco con la delimitación de las zonas de vida ó ecosistemas señalados en el punto 2.1.8.1 de los estudios hidrológicos presentados.

21.1.4 Estudios hidrológicos faltantes

En el Estudio no se ha presentado los siguientes estudios hidrológicos:

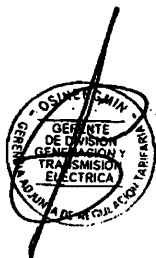
- "Estudio Hidrológico del Sistema Hídrico de ELECTROANDES, 1965-2009"
- "Estudio Hidrológico del Sistema Hídrico de Cahua S.A. 1965-2009", que incluye el Sub Sistema Cahua.
- "Estudio Hidrológico del Sistema Hídrico de Cahua S.A. 1965-2009", que incluye el Sub Sistema Jequetepeque.
- "Estudio Hidrológico del Sistema Hídrico de Cahua S.A. 1965-2009", que incluye el Sub Sistema Pariac.
- "Estudio Hidrológico del Sistema Hídrico de Cahua S.A. 1965-2009", que incluye el Sub Sistema Arcata.

En este sentido, el SUBCOMITE deberá presentar el estudio hidrológico de las cuencas que administran ELECTROANDES y CAHUA, con la finalidad de poder revisar y validar los caudales naturales propuestos para el año 2009 en los puntos de interés de los sistemas hidráulicos asociados a sus centrales hidroeléctricas

21.2 Reducción las series históricas del periodo 1965-2009 a 1992-2009

En el folio 27 del Estudio, el SUBCOMITE reitera su propuesta de reducir las series históricas del periodo 1965-2009 a 1992-2009, señalando que el sustento se encuentra en los estudios que presentó en anteriores fijaciones pasadas y que ahora sólo presenta un resumen en el Anexo F3 del Estudio.

Al respecto, el resumen presentado por el SUBCOMITE reitera las conclusiones y recomendaciones del informe denominado: "Análisis de Series Históricas de Caudales utilizados para la producción hidro energética del Perú", elaborado por el Dr. Wilson Suarez y presentado en el proceso de Fijación Tarifaria anterior, sin presentar información nueva o un nuevo sustento, por lo que se reitera las observaciones planteadas a través del Informe N° 0545-



- 2009-GART y que no fueron absueltas en su totalidad; como se describe en el Anexo F.1 del Informe N° 0127-2010-GART.

22. MODIFICACIÓN DE CAPACIDAD DE LINEAS DE TRANSMISION

El SUBCOMITE menciona que ha considerado en el Estudio, a partir de enero de 2012, 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 2011; 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.

Cabe señalar que para las líneas repotenciadas a 180 MVA, el SUBCOMITE ha considerado como potencia máxima el valor de 162 MW; sin embargo, líneas similares a las repotenciadas tienen una capacidad de 176 MW, por lo tanto se debe explicar las razones por las que el SUBCOMITE considera este valor.

Adicionalmente, el SUBCOMITE ha considerado como sustento, para las capacidades de las líneas de transmisión Mantaro - Socabaya y Paramonga - Chimbote, los estudios COES-SINAC/DEV-194-2007 y COES-SINAC/DEV-210-2007, 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 2012, 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

23. OBSERVACIÓN GENERAL

El SUBCOMITE deberá seguir estrictamente el "Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia", aprobado mediante Resolución



- OSINERG⁶ N° 260-2004-OS/CD⁶, 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.

Asimismo, se debe tener en cuenta lo indicado en el numeral 5.9 del "Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia".

24. OBSERVACIONES ESPECÍFICAS

24.1 Actualización de Costos

En el Estudio no se sustenta la aplicación del índice de inflación para la actualización de los costos propuestos de la Central Termoeléctrica en los rubros: Transporte local, Montaje electromecánico, Pruebas y puesta en marcha, Supervisión, Adquisición de terreno, Obras Preliminares y Cerco, Obras civiles, Suministro de sistema de combustible y Suministro de sistema contra incendio; así como de los costos propuestos de Conexión Eléctrica en los rubros: Transporte local, Obras civiles, Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local, Supervisión y Gastos Generales - Utilidad Contratista.

De igual modo, en el caso del precio FOB de la conexión eléctrica no se ha presentado el sustento de la necesidad del equipamiento adicionalmente propuesto (Transformadores Auxiliares - Media Tensión, Transformadores Auxiliares - Baja Tensión y Automatismo), ni la fuente de costos utilizada.

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 reconocidos en la "Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión" dado que sintetiza la información de precios de mercado reconocidos por el regulador.

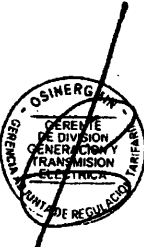
24.2 Costo Fijo de Operación y Mantenimiento

La propuesta se limita a actualizar los costos reconocidos en la regulación del año 2010, mediante la aplicación de un factor por variación de un índice de precios americano, sin tomar en cuenta lo dispuesto por el "Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia",

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

24.3 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.

 6 Así como las modificaciones de los Artículos 4°, 5°, 6° y 7° del Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia, aprobadas mediante la Resolución OSINERGMIN N° 525-2007-OS/CD, publicada el 30 de agosto de 2007.

FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES

25. 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

26. 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.

