



PERÚ

Presidencia
del Consejo de Ministros

Organismo Supervisor de la Inversión
en Energía y Minería - OSINERGMIN

CARGO

“Año de la Integración Nacional y el Reconocimiento de Nuestra Diversidad”

Lima, 28 de diciembre de 2012

OFICIO Nº 0957-2012-GART

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

SN Power Perú S.A.
28 DIC. 2012
RECIBIDO

Asunto : Observaciones al Estudio Técnico-Económico presentado por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC para la Regulación de Mayo 2013

Referencia : 1. Carta SCG_136_2012 recibido el 14/11/2012
2. D. 0511-2012-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 2013 – abril 2014.

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 30 de enero de 2013, 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 Ormeno Salcedo
Victor Ormeno Salcedo
Gerente Adjunto de Regulación Tarifaria
OSINERGMIN

Adjunto: Informe Nº 0609-2012-GART

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

 **Osinergmin**

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 2013**



Lima, diciembre de 2012

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	6
	3. Pérdidas de Transmisión	8
	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	13
	8. Programa de Obras de Transmisión	15
	COSTOS VARIABLES DE CENTRALES TÉRMICAS	15
	9. COSTOS VARIABLES COMBUSTIBLES	15
	10. Tasa de Gastos Financieros por Stock de Combustibles	16
	11. Consumos de Gas Natural	16
	12. Actualización de Precios de Gas Natural	16
	13. Modificaciones de potencia efectiva y consumos específicos	16
	14. Modificación de Poderes Calóricos	17
	15. Costo Variable No Combustible (CVNC)	18
	PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA	18
	16. Modificación en los Archivos de Datos del Modelo PERSEO	18
	17. Representación de Congestión en el Ducto de Transporte de Gas Natural de Camisea	23
	18. Programa de Mantenimiento Mayor de Centrales Hidroeléctricas y Termoeléctricas	23
	19. Modificación de Series Hidrológicas	24



20. Modificación de Capacidad de líneas de transmisión _____	27
PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA _____	27
21. Observación General _____	27
22. Observaciones Específicas _____	27
FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES _____	29
23. Factores de Pérdidas Marginales de Energía _____	29
FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN _____	30
24. Fórmula de Actualización de los Precios Básicos de Energía y Potencia _____	30



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

Mediante la Resolución OSINERGMIN N° 080-2012-OS/CD, se aprobó la norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados”, la cual incorpora como Anexo A.1 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.

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.



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

Con fecha 14 de noviembre de 2012, 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 2013 (en adelante el "Estudio").

El presente documento contiene las Observaciones al Estudio efectuadas por OSINERGMIN, de conformidad con lo dispuesto por el Artículo 52º de la LCE²; por la norma Procedimientos 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 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 52º**.- 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 122º (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 53º y 71º 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:

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



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

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

1. MODELO DE PROYECCIÓN

1.1 Modelo Econométrico utilizado en el Estudio

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

Al respecto, se debe manifestar que dado que la demanda del año 2012 corresponde a demanda histórica, no es necesario aplicar modelo econométrico alguno para efectos de lo dispuesto en el Artículo 47° de la 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 2012 y no la obtenida del modelo ARIMA contenido en su propuesta.

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

2. REVISIÓN DE DATOS DEL MODELO DE PROYECCIÓN

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



- 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.

(...)

2.1 Con relación al PBI

Para los años 2012, 2013 y 2014, el SUBCOMITE ha tomado la proyección del crecimiento del PBI del Reporte de Inflación elaborado por el Banco Central Reserva del Perú (BCRP) en el mes de junio de 2012⁵; dado que los supuestos del comportamiento de la economía local y mundial van cambiando periódicamente, corresponderá actualizar las proyecciones de PBI en base a los informes más recientes del BCRP, como es el Reporte de Inflación del mes de diciembre 2012.

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

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

2.2 Con relación a la Población

El SUBCOMITE debe considerar las proyecciones de crecimiento de la población no mediante supuestos (pues aplica una tasa de 1,33% durante el periodo de evaluación) sino recabando la información de aquellas entidades, como el INEI, que efectúan este tipo de estimaciones⁶.

Asimismo, el SUBCOMITE indica que tanto para la información histórica como para la estimación 2012-2015 se excluye al departamento de Tumbes debido a que la demanda asociada a dicho departamento se representa de manera externa al modelo como carga incorporada. Bajo ese mismo criterio la población asociada a los departamentos de Madre de Dios (Puerto Maldonado), Loreto (Yurimaguas), San Martín (Tarapoto-Moyobamba-Bellavista), Lambayeque (Cutervo) y Piura (Talara), cuyas demandas son consideradas como cargas incorporadas en el modelo, también debieron haber sido excluidas. En este sentido, el SUBCOMITE debe aclarar este punto.

2.3 Con relación a la Tarifa del Año 2012

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



⁵ Expectativas macroeconómicas de crecimiento del PBI de los Analistas Económicos, Cuadro 12 de la Página 44 del Reporte de Inflación – Junio 2012.

⁶ Estimaciones y Proyecciones de Población Departamental, por Años Calendario y Edades Simples 1995 - 2025 Pág. 191 (publicado por el INEI)

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

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

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

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

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.

4. PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN

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

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 a los proyectos de Expansión de la concentradora Cuajone, concentradora Toquepala, Planta Electrolítica de la refinería de Cobre y Fundición de Ilo, Proyecto Tía María y concentradora Los Chancas de Southern Perú, así como los proyectos Constancia, Minas Conga y Minera El Brocal no se ha presentado el sustento de sus proyecciones de cargas, dado que el SUBCOMITE solamente se ha limitado a considerar la información proporcionada en la fijación anterior.
- Con relación al proyecto Conga de la empresa Yanacocha, el SUBCOMITE ha considerado el ingreso del Proyecto en el año 2013; sin embargo es conocido que debido a los conflictos sociales ocurridos en la zona, la empresa Yanacocha tomó la decisión de suspender dicho proyecto e incluso en el portal del Ministerio de Energía y Minas (“Cartera estimada de Proyectos Mineros”⁷) se tiene previsto para el año 2017 como fecha de inicio de operaciones. En ese sentido, corresponde solicitar nuevamente la ficha del Proyecto Conga y con ello confirmar si la fecha de entrada del mismo es en el 2013 o queda fuera del periodo de estudio.
- Con relación al proyecto Tía María de la empresa Southern Perú, el SUBCOMITE ha considerado el ingreso del Proyecto en el año 2013; sin embargo es conocido que debido a los conflictos sociales ocurridos en la zona, la empresa Southern Perú tomó la decisión de revisar el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del proyecto, por lo que de acuerdo con el portal del Ministerio de Energía y Minas (“Cartera estimada de Proyectos Mineros”) se tiene previsto para el año 2015 como fecha de inicio de operaciones. En ese sentido, corresponde solicitar nuevamente la ficha del Proyecto Tía María y con ello confirmar si la fecha de entrada del mismo es en el 2013.
- Con relación al proyecto Las Bambas, según consta en el folio 10 del Estudio, el SUBCOMITE ha considerado una demanda de 98 GWh para el año 2013 cuando según lo declarado por la minera Xstrata, y que consta en el folio 122, tiene prevista una demanda de 16,29 GWh para el mismo año. En este sentido, se deberá revisar los valores considerados en la



⁷ Cartera estimada de de proyectos mineros (Información actualizada a setiembre de 2012 por la Dirección de Promoción Minera – MINEM)

proyección de la demanda de energía de dicho proyecto, así como consultar a la empresa sobre los riesgos de demora en el desarrollo del mismo debido a los problemas el proyecto de transmisión Cotaruse - Machupicchu.

- Con relación al proyecto Shahuindo, según consta en el folio 113 del Estudio, la minera Sulliden ha declarado un factor de carga de 90%; sin embargo, en la hoja de cálculo “Modelo Demanda.xls” el SUBCOMITE ha considerado un valor de 95%. En este sentido, corresponde corregir o aclarar dicha diferencia.
- Con relación al proyecto de expansión “Concentradora Cerro Verde 2”, según consta en el folio 119 del Estudio, la minera CERRO VERDE ha declarado una potencia base de 112 MW para el año 2015; sin embargo, según consta en el folio 80 el SUBCOMITE ha considerado un valor de 122 MW. En este sentido, corresponde corregir o aclarar dicha diferencia.
- Asimismo, corresponde solicitar información de avances a los proyectos que acorde a la “Cartera estimada de Proyectos Mineros”⁸ presentado por el MINEM cuentan con sus Estudios de Impacto Ambiental (EIA) aprobados y cuyo probable inicio operaciones se encuentre dentro del periodo 2013 - 2015:
 - ❖ Proyecto de Ampliación Lagunas Norte
 - ❖ Proyecto Invicta
 - ❖ Proyecto Mallay
 - ❖ Proyecto Marcobre (Mina Justa)
 - ❖ Proyecto Pucamarca
 - ❖ Proyecto Breapampa
 - ❖ Proyecto Alpamarca – Rio Pallanga
- Con relación al proyecto Chucapaca acorde a lo señalado en la “Cartera estimada de Proyectos Mineros” presentada por el MINEM, aún se encuentra en etapa de exploración y no cuenta con un EIA aprobado, por lo que el SUBCOMITE debería reconsiderar el ingreso de dicha carga en el horizonte de estudio.
- Con relación a las cargas especiales, se deberá presentar el sustento del porqué el SUBCOMITE se ha limitado a considerar la información proporcionada en la fijación anterior:
 - ❖ Southern Perú
 - ❖ Cerro Verde
 - ❖ Callalli (CONENHUA)
 - ❖ Cerro Corona
 - ❖ Bayóvar
- Con relación a la carga especial HUARON, según consta en folio 79 del Estudio, el SUBCOMITE ha considerado el valor de la potencia en horas fuera de punta cuando lo correcto es consignar los valores de demanda en horas de punta.



⁸ Cartera estimada de de proyectos mineros (Información actualizada a setiembre de 2012 por la Dirección de Promoción Minera – MINEM)

- Con relación a las cargas especiales “ELECTROANDES”, cuyo suministrador es SN POWER, se aprecia que las previsiones de crecimiento de la demanda de las cargas de dicha zona, principalmente DOE RUN y Minera Volcan, son muy optimistas (mayor a 100%), por lo que se pide al SUBCOMITE que solicite el sustento respectivo de estos aumentos de cargas a las empresas propietarias de dichos proyectos.
- Con relación a las cargas incorporadas, se deberá presentar el sustento de las siguientes cargas, dado que el SUBCOMITE solamente se ha limitado a considerar la información proporcionada en la fijación anterior:
 - ❖ Joya, San Camilo y Siguas
 - ❖ Pucallpa
 - ❖ Bagua - Jaén
 - ❖ Puerto Maldonado
 - ❖ Yura - Cachimayo
- Para la carga incorporada correspondiente al sistema Tarapoto – Moyobamba – Bellavista, según consta en el folio 79 del Estudio, los valores consignados en la proyección de demanda para el periodo 2012 no se ajustan a las ventas reales ocurridas durante el presente año pues están afectas a una tasa de crecimiento de 14% con respecto al año anterior 2011. En este sentido, el SUBCOMITE debe reconsiderar la información enviada por Electro Oriente o caso contrario solicitar la misma.
- Por otro lado, se deberá presentar el sustento de los aportes de las centrales termoeléctricas de La Pampilla, Oquendo y Atocongo, así como de las centrales hidroeléctricas Yauli – Sacsamarca y Pías, para el horizonte del Estudio (2012 – 2015).
- Los consumos propios de las centrales hidroeléctricas Mantaro y Restitución que aparecen en la hoja de cálculo “Modelo Demanda.xls” no coinciden con los incluidos en el archivo “Resumen.xls” que registra los consumos propios de las CCHH para el año 2011 (Anexo C2 del Estudio). En este sentido, corresponderá corregir o explicar la diferencia de estos valores.

CENTRALES EXISTENTES Y PROGRAMA DE OBRAS

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

6.1 Observación General

En cuanto al programa de obras de generación factibles de entrar en operación, a que se refiere el Artículo 47° de la LCE, se debe analizar la factibilidad técnico-económica de los proyectos que pudieran realizarse en el horizonte de análisis comprendido en el Estudio, lo que involucra considerar el



período comprendido entre enero 2013 y diciembre 2015, y no como erróneamente lo consideran en el Estudio de abril 2013 a marzo de 2015.

Cabe señalar que, durante las regulaciones efectuadas luego de la promulgación del ya derogado Decreto Supremo N° 010-2004-EM y la Ley N° 28447, que modificara el periodo de proyección para el cálculo tarifario, se han dado casos de proyectos que no fueron informados oportunamente en las fijaciones de Precios en Barra, que demuestran que la metodología, que se observa, basada únicamente en declaraciones de parte interesada es insuficiente para los fines de la regulación y que ésta debe ser complementada por el SUBCOMITE con una mayor investigación y análisis de toda la información pertinente.

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

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

6.2 Observaciones Específicas

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

6.2.1 Segunda Etapa de la Central Hidroeléctrica Machupicchu

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

6.2.2 Central Termoeléctrica de Reserva de Planta Talara

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



6.2.3 Central Termoeléctrica de Reserva de Planta ILO

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

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 atrasarse a junio 2013. En este sentido, el SUBCOMITE deberá solicitar la información necesaria de este proyecto, a fin de determinar si efectivamente el ingreso del proyecto tiene un atraso en su desarrollo.

7.3 Ciclo Combinado de C.T. Fénix

La empresa Fénix Power Perú S.A. está desarrollando el proyecto de la Central Termoeléctrica Fénix que, a través de la Resolución Ministerial 359-2010-MEM/DM del 24.08.2010, modificó su contrato de concesión de generación para la puesta en operación de este proyecto en el mes de diciembre de 2012; sin embargo, conforme a los avances de su cronograma de obras se prevé que puede atrasarse debido a una paralización en sus obras por problemas en la



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

7.4 Central Termoeléctrica Santo Domingo de Olleros

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

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

7.5 Central Termoeléctrica de Reserva de Planta Eten

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

7.6 Central Hidroeléctrica Santa Teresa

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

7.7 Central Hidroeléctrica Marañón

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



8. PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN

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

- La fecha de ingreso de algunas instalaciones consideradas para el año 2012 no concuerda con la fecha real de Puesta en Operación Comercial; por ejemplo, la Puesta en Operación Comercial de la Línea Trujillo – Guadalupe – Chiclayo en 220 kV (2do circuito) fue en mayo de 2012 y no en agosto como considera el SUBCOMITE.
- La línea en 220 kV de Machupicchu – Abancay – Cotaruse ha sido considerada con fecha de ingreso diciembre de 2014; sin embargo el Subcomité de Transmisión considera como fecha de ingreso junio de 2014, por lo que se deberá solicitar información sobre los avances del proyecto y la fecha probable de ingreso.
- Por otro lado, el Plan de Transmisión propuesto por el SUBCOMITE no tiene concordancia con el Plan de Transmisión propuesto por el Subcomité de Transmisión, como por ejemplo:
 - Repotenciación de la L.T. 220 kV Piura Oeste-Talara (existente) de 152 MVA a 180 MVA.
 - Repotenciación de la L.T. 220 kV Ventanilla – Zapallal.
 - Repotenciación de la L.T. 220 kV Piura Oeste-Talara (existente) de 152 MVA a 180 MVA.
 - L.T. 220 kV San Juan Chilca de 350 MVA (cuarto circuito).
 - Repotenciación de la L.T.138 kV Paragsha II – Huánuco de 45 MVA a 75 MVA.
 - L.T. 220 kV Ventanilla – Chavarría de 180 MVA (cuarto circuito).

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. COSTOS VARIABLES COMBUSTIBLES

En el Cuadro No. 5.1 – Precio Base Combustibles Líquidos del SEIN, se está considerando el precio del combustible Diesel N° 2 de las plantas de Callao y Mollendo, con un Impuesto Selectivo al Consumo (ISC) equivalente a S/. 1,20



por galón; sin embargo, los precios de dichos combustibles corresponde al Diesel B5 S-50 (bajo azufre), que tienen un ISC diferente (S/. 1,01 por galón).

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

10. TASA DE GASTOS FINANCIEROS POR STOCK DE COMBUSTIBLES

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

11. CONSUMOS DE GAS NATURAL

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

12. ACTUALIZACION DE PRECIOS DE GAS NATURAL

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

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

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

13. MODIFICACIONES DE POTENCIA EFECTIVA Y CONSUMOS ESPECIFICOS

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

- Turbo gas de Piura con D6, es diferente el consumo específico y explicar si la denominación D6 es un nuevo tipo de combustible.
- Grupos Diesel de Piura, es diferente el consumo específico.
- Grupos Diesel de Chiclayo, es diferente el consumo específico.



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

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

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

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

14. MODIFICACIÓN DE PODERES CALORÍFICOS

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



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

15. COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE (CVNC)

15.1 Empleo de Procedimientos COES

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

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

En este sentido, el SUBCOMITE debe solicitar al COES que le alcance la información de las unidades generadoras que han actualizado su estudios de CVNC de acuerdo con lo establecido en la modificación del Procedimiento Técnico N° 34, con la finalidad de ser incluidas en la presente regulación, mientras que para el resto de unidades deberán considerarse los CVNC utilizados en las anteriores regulaciones, y no las establecidas con el anterior Procedimiento Técnico N° 34.

PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA

16. MODIFICACIÓN EN LOS ARCHIVOS DE DATOS DEL MODELO PERSEO

16.1 Ejecutable utilizado en la simulación

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

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



16.2 Archivo GTT

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

Así mismo, el SUBCOMITE ha considerado los grupos térmicos de las centrales Chilca I y Kallpa como tres unidades de ciclo combinado independientes, diferenciándose de la representación realizada en anteriores fijaciones, en la que consideraba tres grupos térmicos trabajando como turbinas a gas de ciclo simple, y que al entrar en operación en ciclo combinado, se consideraba en el modelo un único grupo térmico en ciclo combinado, retirándose de operación las unidades de ciclo simple.

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

16.3 Archivo CHH

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

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

16.4 Archivo HID

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



SERIE	NOMBRE	CUENCA / RIO	PERIODO	OBSERVACION PERIODO 1965-2010
QN-ta1	Afluente a Yuracmayo	Rimac-Sta. Eulalia	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-ta2	Caudal Intercuenca al Rimac (Tamboraque)	Rimac-Sta. Eulalia	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-sh1	Afluente Equivalente de Lagunas	Rimac-Sta. Eulalia	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-sh2	Intercuenca Sta. Eulalia	Rimac-Sta. Eulalia	1965 – 2010	Cambio en año 2008

SERIE	NOMBRE	CUENCA / RIO	PERIODO	OBSERVACION PERIODO 1965-2010
QN-301	Afluente Viconga	Pativilca	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-304	Toma Cahua	Pativilca	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-401	Caudal de ingreso a la Laguna Parón	Santa	1965 – 2010	Modificación período 1976-2010
QN-402	Caudal de ingreso Laguna Cullicocha	Santa	1965 – 2010	Modificación período 1965-2010
QN-405	Caudales medios mensuales de ingreso a Centrales Pariac (408-403) dada por Cahua	Qda. Pariac - Santa	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-403	Aporte intermedio entre lagunas y la CDP, corregida por nueva serie Pariac.	Santa	1965 – 2010	Modificación período 1965-2010
QN-406	Embalse Aguascocha	Santa	1965 – 2010	Modificación período 1965-2010
QN-408	Embalse Rajucolta	Santa	1965 – 2010	Modificación período 1965-2010
QN-501	Jequetepeque	Jequetepeque	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-603	Cuadales en Cirato (Río Chancay)	Chancay	1965 – 2010	Modificación período 1965-2010
QN-605	Caudales en Cirato (Río Chancay)	Chancay	1965 – 2010	Modificación período 1965-2010
QN-801	Lago Junín	Mantaro	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-802	Malpaso	Mantaro	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-803	Mantaro	Mantaro	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-804	Cutoff	Mantaro	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-805	Taza Vieja, incluye aporte QN-808	Mantaro	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-806	Pomacocha	Mantaro	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-807	Huallacocha Baja	Mantaro	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-809	Rumichaca	Mantaro	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-810	Huallacocha Alta	Mantaro	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-811	S / N	Mantaro	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-812	Moya	Mantaro	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-814	Piñascocha	Mantaro	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-815	Cochas Túnel	Mantaro	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-901	Jaico + Canal Colector	Mantaro	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-902	Altos Machay + Laguna Lechococha	Mantaro	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-903	Matacocha	Mantaro	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-904	Incremental Matacocha-Huangush Alto (Incluye Canal Usupata)	Mantaro	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-905	Incremental Huangush Alto – Huangush bajo	Mantaro	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-906	Incremental Huallamayo – Uchuhuerta-Yuncan	Mantaro	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-907	Toma Manto	Mantaro	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-908	Incremental Lagunas – Toma Uchuhuerta	Mantaro	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-909	Incremental laguna Victoria – Toma Huallamayo	Mantaro	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-910	Laguna Victoria 1	Mantaro	1965 – 2010	Cambio en año 2008



SERIE	NOMBRE	CUENCA / RIO	PERIODO	OBSERVACION PERIODO 1965-2010
QN-911	Laguna Pacchapata	Mantaro	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-1101	Río Tulumayo (C.H. Chimay)	Tulumayo	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-1201	Río Tarma (C.H. Yanango)	Tarma	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-2001	Embalse El Pañe	Chili - Alto Colca	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-2002	Río Bamputañe	Chili - Alto Colca	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-2003	Río Blanquillo	Chili -Alto Colca	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-2004	Río Colca	Chili - Alto Coca	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-2005	Río Colca	Chili – Alto Colca	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-2006	Río Sumbay	Chili –Alto Colca	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-2007	El Fraile	Chili – Alto Colca	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-2008	Embalse Pillones	Chili – Alto Colca	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-2009	Sumbay	Chili – Alto Colca	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-2101	Laguna Aricota	Laguna Aricota	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-2301	Embalse Sibinacocha	Vilcanota	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-2302	Incremental Sibinacocha – Estación Km-105	Vilcanota	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-2401	Afluente lagunas	San Gabán	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-2402	San Gabán	San Gabán	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-2403	Laguna Corani	San Gabán	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-2501	Huisca-Huisca	San Gabán	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-2502	Aporte Intermedio C.H. Misapuquio	San Gabán	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-2601	Laguna Pariguana	San Gabán	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-2602	Laguna Huarahuarco	San Gabán	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-2603	Aporte Intermedio Río Santiago	San Gabán	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-2604	Laguna Vilafranco	San Gabán	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-2701	Embalse Poechos	Embalse Poechos	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-2801	Estación Santa Rosa	Pativilca - Canal	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-2901	Embalse Paucarcocha	Río Cañete	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-2902	Capillucas	Río Cañete	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-3000	Santa Cruz 1	Río Chiamayo	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-2202	Bampunate	Chili - Alto Colca	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-2010	Embalse Chalhuanca	Chili - Alto Colca	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-2404	Pumamayo	San Gabán	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-305	Afluente Yanapampa	Pativilca	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-3001	Afluente Chiamayo	Río Chiamayo	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-3101	Afluente Huasahuasi	Río Huasahuasi	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-3102	Afluente Huacuas	Río Huasahuasi	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-2011	Recupera La Joya	Río Chili	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-306	Afluente Pinto	Pativilca	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-2903	Afluente Nuevo Imperial	Río Cañete	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-606	Afluente Pizarra	Río Chancay	1965 – 2010	Cambio en año 2008
QN-Hu1	Aporte Lagunas Sta. Eulalia 2	Río Rimac/Sta Eulalia	1965 – 2010	Cambio en año 2008



SERIE	NOMBRE	CUENCA / RIO	PERIODO	OBSERVACION PERIODO 1965-2010
QN-Hu2	Aporte Cuenca Huanza	Rio Rimac/Sta Eulalia	1965 – 2010	Cambio en año 2008

En este sentido, El SUBCOMITE deberá presentar el sustento que acredite las modificaciones señaladas en el cuadro anterior.

16.5 Archivo MAN

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

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

16.6 Archivo TRY

El SUBCOMITE ha modificado las capacidades de las trayectorias try-152, try-153 y try-154. En la fijación tarifaria 2012 se ha considerado capacidad infinita, en la propuesta del SUBCOMITE 2013 se ha considerado como capacidad 5,5 m3/s.

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

16.7 Archivo LIN

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

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

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



17. REPRESENTACIÓN DE CONGESTIÓN EN EL DUCTO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL DE CAMISEA

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

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

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

18. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO MAYOR DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS Y TERMOELÉCTRICAS

18.1 Observación General

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

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



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

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

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

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

19. MODIFICACIÓN DE SERIES HIDROLÓGICAS

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

En el Estudio Hidrológico del Río Santa - Central Hidroeléctrica de Cañón del Pato de EGENOR S.A.A., se presenta toda la información hidrometeorológica empleada, y todos los cálculos efectuados y sustentados en hojas Excel debidamente vinculadas; sin embargo, se ha cambiado la metodología de determinación de las series hidrológicas de caudales medios mensuales naturales de ingreso en los puntos de interés del sistema hidráulico de la cuenca del río Santa, representado por las lagunas Rajucolta, Aguascocha, Cullicocha y Parón, bocatoma de la central y los caudales intermedios entre las lagunas y la bocatoma de la central hidroeléctrica Cañón del Pato, lo que ha traído como consecuencia diferencias en los valores de caudales naturales en los puntos antes mencionados y las series calculadas para anteriores fijaciones tarifarias por el COES-SINAC, período 1965-2011.

Asimismo, en el informe titulado “Estimación de los Caudales Naturales que ingresan a las lagunas Parón, Cullicocha, Rajucolta y Aguascocha”, en su primer párrafo dice a la letra: “*En los estudios realizados previos al estudio hidrológico correspondiente al año 2012, la estimación de los caudales naturales de ingreso a la laguna Parón, Cullicocha, Rajucolta y Aguascocha se*



basó en la metodología desarrollada por la empresa consultora CESEL S.A., quienes estimaron el rendimiento de la lagunas en función de los rendimientos de cuencas vecinas, esto en razón que no se contaba con registros de datos de caudales de descargados ni la variación del nivel de los embalses o el registro era muy corto". Sin embargo en el presente estudio no se adjunta el estudio realizado por la empresa CESEL S.A.

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

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

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

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

19.5 Estudio hidrológico faltante

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

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



20. MODIFICACIÓN DE CAPACIDAD DE LINEAS DE TRANSMISION

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

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

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

PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA

21. OBSERVACIÓN GENERAL

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

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

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

22. OBSERVACIONES ESPECÍFICAS

22.1 Costos de Inversión

En los casos que se sustente la procedencia de la aplicación del factor de ajuste, los indicadores de referencia que se empleen para su determinación



serán actualizados al mes de marzo de 2013, conforme al Artículo 50° de la LCE.

22.1.1 Respetto a los Costos de la Central Termoeléctrica

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

22.1.2 Respetto al Precio y Capacidad Estándar de la Central Termoeléctrica de Punta

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

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

22.1.3 Respetto a los Costos de Conexión Eléctrica

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

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

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

En este sentido, el SUBCOMITE deberá presentar el sustento correspondiente, a la vez que para efectos de los costos de la Conexión Eléctrica se deberá tomar en cuenta los costos de los suministros reconocidos en la "Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión",



vigentes a marzo de 2013, dado que sintetiza la información de precios de mercado reconocidos por el regulador.

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

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

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

22.2 Costo Fijo de Operación y Mantenimiento

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

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

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

22.3 Tasa de interés durante la construcción

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

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

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

