

SUBCOMITE DE GENERADORES DEL COES

ESTUDIO TECNICO ECONOMICO DE DETERMINACION DE PRECIOS DE POTENCIA Y ENERGIA EN BARRAS PARA LA FIJACIÓN TARIFARIA DE MAYO DE 2012

ABSOLUCION DE OBSERVACIONES

VOLUMEN I

27 de Enero de 2012

OSINERGMIN Organismo Adjunto de Regulación Tarifaria
HORA: <i>9</i>
27 ENE, 2012
<i>0766 2011-516</i> REGISTRO: EXPEDIENTE
LA RECEPCION DEL DOCUMENTO NO INDICA CONFORMIDAD

INDICE

I	INTRODUCCION.....	4
II	CONSIDERACIONES GENERALES.....	4
III	OBSERVACIONES GENERALES.....	5
	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	
	1. MODELO DE PROYECCION.....	5
	2. REVISION DE DATOS DEL MODELO DE PROYECCION.....	6
	3. PERDIDAS DE TRANSMISION.....	8
	4. PERDIDAS DE DISTRIBUCION.....	8
	5. PROYECCION DE LA DEMANDA DE CARGAS INCORPORADAS Y CARGAS ESPECIALES.....	9
	CENTRALES EXISTENTES Y PROGRAMA DE OBRAS	
	6. EVALUACION DE LA CARTERA DE PROYECTOS DE LOS INTEGRANTES DEL COES-SINAC.....	16
	7. EVALUACION DE LA CARTERA DE PROYECTOS DE NO INTEGRANTES DEL COES-SINAC.....	17
	8. PROGRAMA DE TRANSMISION.....	20
	COSTOS VARIABLES DE CENTRALES TERMICAS	
	9. TASA DE GASTOS FINANCIEROS POR STOCK DE COMBUSTIBLES.....	23
	10. CONSUMO DE GAS NATURAL.....	23
	11. ACTUALIZACION DE LOS PRECIOS DE GAS NATURAL.....	23
	12. MODIFICACION DE POTENCIA EFECTIVA Y CONSUMOS ESPECIFICOS.....	24
	13. MODIFICACIONES DE PODERES CALORIFICOS.....	24
	14. INFORMACION DE LA CENTRAL FENIX.....	25
	15. COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE.....	25
	PRECIO DE LA ENERGIA	
	16. DATOS DEL MODELO PERSEO.....	26
	17. REPRESENTACION DE CONGESTION EN EL DUCTO DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL DE CAMISEA.....	28
	18. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO MAYOR DE CENTRALES HIDROELECTRICAS	29
	19. MODIFICACION DE SERIES HIDROLOGICAS.....	31
	20. MODIFICACION DE CAPACIDAD DE LINEA DE TRANSMISION.....	34
	PRECIO BASICO DE LA POTENCIA	
	21. OBSERVACION GENERAL.....	35

22. OBSERVACIONES ESPECÍFICAS.....	36
------------------------------------	----

FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES

23. FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES DE ENERGIA.....	40
24. FORMULAS DE ACTUALIZACION.....	40

I INTRODUCCION

El OSINERGMIN con oficio N° 0432-2011-GART, de fecha 29 de diciembre de 2011, hizo llegar al Subcomité de Generadores el informe N° 0432-2011-GART conteniendo las observaciones al Estudio Técnico Económico que el referido Subcomité presentó para la Fijación de Precios en Barra del periodo mayo 2012 – abril 2013.

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

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

II Consideración General

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

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

Por lo expuesto anteriormente el periodo de estudio para la Fijación de Tarifas en Barra mayo 2012 comprende los meses entre **MAYO 2011 y ABRIL 2014.** Cabe recalcar que este fue el periodo que se tomo en cuenta para la evaluación de los diferentes proyectos ya sean de oferta o demanda.

III Observaciones Generales

-En el estudio se encuentran algunas diferencias de información que se presenta en la versión impresa con respecto a la información magnética que lo acompaña:

Respuesta:

Respecto a la separación de los cuadros mostrados en el Cuadro numeral 4.3 se procedió a separarlos en tres grupos, el primero: PROYECTOS CENTRALES HIDROELECTRICAS Y AFIANZAMIENTOS HIDRAULICOS, el segundo en PROYECTOS CENTRALES TERMOELECTRICAS y el tercero PROYECTOS DE ENERGIA RENOVABLE Y PEQUEÑAS CCHH. Procederemos con la inclusión de los títulos en el informe de cada cuadro que por omisión no fueron ubicados, asimismo precisamos que dicha separación está explícita con sus respectivos títulos en la hoja electrónica Excel cuadro5.7.xls (libro "Proyectos") del Anexo A del informe del Estudio.

Respecto al cuadro No 4.5 de Balance de Oferta precisamos que el balance energético que se presentó corresponde al balance energético visto desde el registro de generación del COES, este criterio se sigue porque dicho registro es la referencia fundamental para contrastar la demanda del año inicial (en este caso 2011) y esta oferta es consistente con la demanda contrastada, la cual tiene un descuento de la producción y potencia de los generadores RER y autoprodutores.

Respecto a la inclusión de la C.T. Tablazo se ha procedido con su inclusión en dicho cuadro.

PROYECCION DE LA DEMANDA

1. MODELO DE PROYECCION

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) proyecta la demanda de los meses de octubre, noviembre y diciembre del año 2011 en base a un modelo ARIMA y, ii) realizar las proyecciones para los años 2011-2013 utilizando las tasas de crecimiento obtenidas del Modelo de Corrección de Errores (MCE) aprobado para su aplicación a partir de la regulación de mayo 2006

Al respecto, se debe manifestar que dado que la demanda del año 2011 corresponde a demanda histórica, no es necesario aplicar modelo econométrico alguno para efectos de lo dispuesto en el Artículo 47 de la 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 definitivamente la demanda histórica real y ejecutada en el año 2011 y no la obtenida del modelo ARIMA contenido en su propuesta

Asimismo, en el MCE se debe tomar como información histórica los datos de los años 1981 a 2011 y no solamente de los años 1981 a 2010, como se ha considerado en su propuesta de la 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 precios en Barra.

Respuesta:

Efectivamente, el uso del modelo ARIMA se debe a lo indicado por el OSINERGMIN y en esta ocasión la propuesta tarifaria considera la demanda histórica real y ejecutada en el año 2011.

En cuanto a la información histórica, se está considerando la información histórica disponible del 1981 al 2011. La información del 2011 que todavía no está disponible a la fecha (ventas y tarifas) será utilizada en cuanto este disponible.

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, 2012 y 2013, el SUBCOMITE ha tomado la proyección del crecimiento del PBI del Reporte de Inflación elaborado por el Banco Central Reserva del Perú (BCRP) en el mes de setiembre de 2011; al respecto, es importante señalar 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 informe de Inflación de diciembre 2011.

De otro lado, para el año 2014, el SUBCOMITE ha tomado la proyección del crecimiento del PBI igual a la del año 2013, al no tener otra referencia. En este caso, también se deberá actualizar esta proyección de acuerdo con los informes más recientes del BCRP.

Por lo expuesto, el SUBCOMITE deberá tomar la información de la referida publicación para la proyección del PBI de los años 2011 a 2014.

Respuesta

A la fecha de la elaboración del Estudio se utilizó la información disponible más actualizada y que se adjuntó en la Propuesta.

En esta ocasión, la información más reciente publicada por el BCR es el informe de Inflación del mes de Diciembre de de 2011 (fecha posterior a la de la Presentación del Estudio) en la que se observa las siguientes proyecciones de PBI (sección analistas económicos):

Proyección de PBI

2011	2012	2013
6.8%	5.4%	5.5%

Estos valores han sido utilizados en la nueva proyección. A la fecha no existen proyecciones recientes de PBI para el año 2014, por lo tanto se ha recurrido a otra fuente, que es el Informe: Marco Macroeconómico Multianual 2012-2014 del Ministerio de Economía y Finanzas, en el cual se muestra un porcentaje de crecimiento del PBI de 6%.

2.2 Con relación a la Tarifa del Año 2011

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

Respuesta

El Subcomité está de acuerdo con el OSINERGMIN sobre actualizar el precio indicado en cuanto se disponga el referido informe.

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

Se deberá 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 sub-transmisión; así como, las ventas correspondientes a las cargas incorporadas y especiales para el año 2011, considerando el informe "Procesamiento y Análisis de la Información Comercial de las Empresas de Electricidad al Cuarto Trimestre de 2011", que publicará OSINERGMIN en su página Web.

Respuesta

A la fecha de la elaboración del Estudio se utilizó la mejor información disponible. Los factores de participación considerados corresponden a la Regulación Tarifaria fijada por el OSINERGMIN en Mayo de 2011.

El Subcomité está de acuerdo que se deberán modificar los factores a usar en la estimación de las ventas de los distribuidores en AT y MAT, las pérdidas por transmisión, distribución, porcentajes de consumo propio así como las ventas de las cargas incorporadas y especiales para el año 2011 considerando el referido informe en cuanto se encuentre disponible.

3. PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN

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

Respuesta:

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

4. PÉRDIDAS DE DISTRIBUCIÓN

Los porcentajes de pérdidas de distribución para los años del 2011 al 2014 se han estimado en base a una tendencia lineal considerando los valores históricos de los últimos diez años (2001-2010). Al respecto, se recomienda que, para fines de una mejor predicción, el tamaño de la serie considere, además, la pérdida de distribución real del año 2011.

Respuesta:

Debemos precisar que a la fecha la información para determinar el nivel de pérdidas de distribución del año 2011 no ha sido publicada oficialmente, por lo cual se ha considerado la información utilizada por OSINERGMIN en la Fijación Tarifaria del año 2011. Cuando se encuentre disponible la información se procederá con su actualización.

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 del estado de avance del proyecto (por 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, fuentes de suministro eléctrico (contratada o no), factores que favorecen o desfavorecen la ejecución del proyecto, etapa de desarrollo, tipo de yacimiento, producción reservas, entre otros.

Respuesta

Durante la elaboración del estudio presentado por el Subcomité en Noviembre de 2011 (en adelante "la Propuesta") y con el objeto de recopilar toda la información necesaria para la elaboración de la Propuesta, el Subcomité solicitó, no solamente a las empresas integrantes del COES SINAC, sino también a empresas no-integrantes del COES SINAC que por diversos medios hicieron conocer de sus proyectos.

Para la presente etapa del Estudio, el Subcomité ha procedido con reiterar la solicitud de la información respectiva a los titulares de los diferentes proyectos industriales que requieran mayor sustento y se ha utilizado la información actualizada recibida. El siguiente cuadro resume las comunicaciones cursadas y en el anexo del volumen II se presentan las cartas enviadas, así como las respuestas recibidas en esta etapa del Estudio.

N° Carta	Compañía	Proyecto	Respuesta
SCG_002_2012	SOCIEDAD MINERA EL BROCAL S.A.	Ampliación Colquijirca	
SCG_003_2012	MINERA CHINALCO PERU S.A	Proyecto Toromocho	
SCG_004_2012	QUIMPAC	Proyectos de Ampliación	Si
SCG_005_2012	MARCOBRE S.A.C.	Proyecto Mina Justa	Si
SCG_006_2012	VOTARANTIM METAIS-CAJAMARQUILLA S.A.	Proyecto de ampliación Ref. de Zinc Cajamarquilla	
SCG_007_2012	SHOUGANG HIERRO PERU S.A A.	Proyecto Ampliación Marcona	Si
SCG_008_2012	MINSUR S.A.	Proyecto Pucamarca y su carga San Rafael	
SCG_009_2012	MINERA YANACOCCHA S.R.L.	Proyecto Ampliación Yanacocha, Minas Conga y Chaquicocha	Si
SCG_010_2012	COMPAÑÍA MINERA MISKI MAYO S.A.	Proyecto Ampliación Bayovar	
SCG_011_2012	ANTAMINA	Proyecto de Ampliación Antamina	
SCG_012_2012	ANGLO AMERICAN QUELLAVECO	Proyecto Quellaveco	Si
SCG_013_2012	CEMENTOS PACASMAYO	Proyectos de ampliación	Si
SCG_014_2012	ELECTRO SUR ESTE S.A.A.	Demanda Puerto Maldonado	Si
SCG_015_2012	ELECTRO ORIENTE S.A.	Demanda Tarapoto, Moyobamba, Bellavista, Bagua, Jaén, Joya, San Camilo, Siguan	
SCG_016_2012	CONSORCIO ENERGETICO DE HUANCAMELICA S.A.	Proyectos de Ampliación	
SCG_019_2012	AUTORIDAD AUTÓNOMA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE TRANSPORTE	Demanda Tren Eléctrico	
SCG_020_2012	GOLD FIELDS LA CIMA S.A.A.	Ampliación (en Cerro Corona y otros)	Si

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 la minera El Brocal, en el folio 9 del Estudio, se considera su ingreso para el año 2012 con 31MW; sin embargo, en las fichas que describen todos los proyectos de esta empresa, no se presenta la ficha de este proyecto. En este sentido, corresponde solicitar la ficha del proyecto de expansión de la minera y con ello confirmar la fecha de entrega del mismo en el año 2012.

Respuesta

Hemos procedido a solicitar la información a dicha compañía minera, mas al no tener respuesta hemos procedido a utilizar la fuente de la empresa de generación que mantiene un vínculo comercial (San Gabán) que fue adjuntada en la Propuesta.

•**Con relación a las cargas especiales, se deberá presentar el sustento porque el Subcomité se ha limitado a considerar información de la fijación anterior.**

- Electroandes
- Shougesa
- Callali (Conenhua)
- Minera MINSUR (San Rafael)
- Minera Yanacocha
- Cerro Corona
- Bayóvar
- Cajamarquilla

Respuesta

Se ha solicitado información a todas las empresas mencionadas, mas no se ha recibido la información de respuesta en la mayoría de los casos.

ELECTROANDES, el titular de transmisión de la zona, SNPpower, nos alcanzó la previsión de las proyecciones de las cargas conformantes de dicha zona.

SHOUGESA

Se ha recibido respuesta donde se informa que su ampliación entraría en el 2014 y los valores esperados de su demanda de electricidad.

Minsur (San Rafael), Minera Yanacocha, Cerro Corona, Bayóvar

Se han mantenido los valores considerados en la fijación anterior en vista que no se recibieron las respuestas a nuestras solicitudes de información para el periodo 2011-2014, y se considera que estos proyectos no tienen incrementos significativos durante este horizonte de estudio.

Cajamarquilla

Los valores se han actualizado en la Propuesta de acuerdo a la carta Votorantim carta 4CJ001-008/2011, la cual fue adjuntada en la Propuesta en la componente Ampliación refinería Cajamarquilla.

Con relación a la carga especial Callali (CONENHUA) según consta en el folio 71 del Estudio, el SUBCOMITE ha considerado un consumo constante de 131 GWh para el periodo 2011-2014, valor similar al registrado en el año

2010; sin embargo, en los archivos de sustento (Anexo B4: Cargas incorporadas, Especiales y Autoproductores) el cliente registra un considerable descenso en su consumo para el presente año y no prevé crecimiento a futuro, por lo cual habría que explicar esta diferencia o solicitar información a la empresa para mejorar la proyección.

Respuesta

De acuerdo al Anexo B4 que se hace referencia en la observación, se extrae este resumen de la energía consumida (enero a julio de 2011) en el cual se muestra una tendencia estable creciente. De otro lado en este punto también existe el consumo asociado a las compañías mineras Ares y Bateas.

Mes	Energía (kWh)
Enero	8,124,084
Febrero	7,204,255
Marzo	8,389,172
Abril	8,169,969
Mayo	8,906,031
Junio	8,993,273
Julio	9,648,514

- Con relación al cliente CORMICA, en los archivos de sustento (Anexo B4: Cargas incorporadas, Especiales y Autoproductores) no se señala como se integran los consumos futuros de este cliente libre dentro del modelo de demanda propuesto.

Respuesta

La demanda del cliente CORMICA está incluida en el componente vegetativo de la demanda, pertenece al sector de la pequeña y mediana industria, por la capacidad que cuenta actualmente y la que contará (3 a 4 MW) su demanda no es representativa para ser modelada como una carga especial o una carga incorporada.

- Con relación a las cargas incorporadas Cementos Norte Pacasmayo y Minera La Poderosa, según consta en el archivo "Modelos Demanda. Xls", el SUBCOMITE ha considerado un consumo constante de 204 GWh para el periodo 2011-2014, similar al registrado en el 2010; sin embargo, tomando en cuenta el estudio Técnico Económico del Plan de Inversiones en Transmisión 2013-2017 presentado por la empresa Hidrandina, en el formato de usuarios mayores de consigna un incremento importante en la demanda del cliente libre Cemento Norte Pacasmayo 2. En este sentido, se debe solicitar información adicional a dicho cliente, para mejorar su proyección.

Respuesta

Se recibió información de Cementos Norte Pacasmayo y se reajustado la demanda de energía de dicho cliente, por tanto los nuevos valores son los siguientes:

Energía (GWh)	2011	2012	2013	2014
Cementos Norte Pacasmayo	190.33	235.61	264.95	264.95

- **Con relación a la información de Yura - Cachimayo, considerada dentro de las cargas incorporadas se esta tomando dentro de la proyección de la demanda de potencia un incremento de 12,6 MW para el año 2011 de 13 MW Para el periodo 2012 – 2014, cuando lo correcto es tomar la previsión remitida por el propio cliente INCASA, que se presenta en los archivos de sustento (Anexo B4: Cargas incorporadas, Especiales y Autoprodutores). En este sentido, se deben revisar los valores considerados en la proyección de la demanda potencia de esta carga.**

Respuesta:

Precisamos que la información de la demanda de Yura - Cachimayo está y estuvo correctamente modelada de acuerdo a la información dada por INCASA, la cual se incluyó en el Anexo B4 que hace referencia la observación. La demanda modelada para Yura-Cachimayo es 9.5 MW (horas de punta) para todo el horizonte tal como se envió en la hoja electrónica "Modelo Demanda.xls". La demanda no es 12.6 (2011) y 13 MW (2012-2014), tal como menciona OSINERGMIN. OSINERGMIN confundió la carga Yura -Cachimayo con la carga de Cementos Yura.

Con relación a las demandas de las cargas incorporadas se deberá presentar sustento de las siguientes cargas, dado que el SUBCOMITE se ha limitado a considerar la información proporcionada en la Fijación Anterior.

- **Joya, San Camilo y Siguas**
- **Bagua-Jaén**
- **Puerto Maldonado**

Respuesta:

- **Joya San Camilo Siguas:**
Al no tener respuesta de los requerimientos de información se ha mantenido la información de la fijación anterior.
- **Bagua-Jaen**
Al no tener respuesta de los requerimientos de información se ha mantenido la información de la fijación anterior.
- **Puerto Maldonado**

Se ha recibido la información de Electro Sur Este donde se muestra la estimación de la demanda de energía de Puerto Maldonado y Mazuco.

Para la carga incorporada correspondiente al sistema Tarapoto Moyobamba Bellavista, según consta en el folio 71 del estudio, los valores consignados en la proyección de demanda 2012 – 2014 son distintos al documento alcanzado por la empresa ELECTRO ORIENTE y que el Subcomité adjunta en los archivos de sustento Anexo B4. En ese sentido el Subcomité debe considerar la información enviada por Electro Oriente, así como solicitar información adicional de la producción prevista para el periodo 2012-2014 de las centrales hidroeléctricas ubicadas en el subsistema Tarapoto Moyabamba Bella vista y Jaén.

Respuesta

Se procedió con la corrección de dicha información. No se ha recibido respuesta respecto a la producción prevista de las referidas centrales hidroeléctricas.

Con relación al proyecto Conga de la empresa Yanacocha, el Subcomité ha considerado el ingreso del Proyecto en el año 2012; sin embargo es conocido que debido a los conflictos sociales ocurridos en la zona, Yanacocha ha tomado la decisión de suspender dicho proyecto. 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 2012 o queda fuera del periodo de análisis.

Respuesta

Efectivamente, se curso nuevamente la comunicación a Yanacocha y se recibió la misma respuesta que fue considerada en la propuesta, sin embargo, dada la conocida situación de conflicto, se ha considerado un desplazamiento de un año respecto a lo informado, es decir, como fecha de ingreso el año 2013 con una capacidad de 5 MW y el 2014 con 30 MW.

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 para el periodo 2011-2014. Además se debe tomar en cuenta lo señalado en la carta dirigida por el cliente Refinería La Pampilla a EDELNOR SSA y

que este se incluyó en su Estudio Técnico Económico del Plan de Inversiones de Transmisión 2013-2017.

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

Respuesta

No se ha recibido mayor información de las referidas centrales por lo que se usa los valores del informe COES para la programación de la operación de enero de 2012.

Así también no hemos recibido información de EDELNOR ni de la “Autoridad Autónoma del Tren Eléctrico”.

Asimismo, los consumos propios de las centrales hidroeléctricas que aparecen en esta hoja de cálculo “Modelo Demanda.xls” no coinciden con los incluidos en el archivo “sinac.chh”. En este sentido, corresponderá corregir o explicar la diferencia de estos valores.

Respuesta

Se procedió a corregir los valores de tres centrales que no correspondían en la hoja de cálculo Modelo demanda.xls.

Asimismo, corresponde solicitar información de avances a los proyectos de ampliación de Quellaveco y Antamina que a la fecha tienen aprobados sus estudios de impacto ambiental y tienen previsto su ingreso los años 2012 y 2014 respectivamente, con la finalidad que el Subcomité realice el análisis correspondiente para determinar la inclusión de los mismos dentro de la proyección de demanda.

Respuesta:

La información incluida en la proyección de la demanda fue de acuerdo a las comunicaciones: del 22 de agosto de 2011 de Antamina, en el que menciona incremento de consumo a partir del 2015, y sobre el Proyecto Quellaveco recibimos la carta MQ09 – CA – 11-0297 de 2011, donde se indica que dicho proyecto está previsto para el 2015, o sea fuera del periodo tarifario.

CENTRALES EXISTENTES Y PROGRAMA DE OBRAS

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

6.1 Observación General

En cuanto al programa de obras de generación factibles de entrar en operación, a que se refiere el Artículo 47° de la LCE, se debe analizar la factibilidad técnico-económica de los proyectos que pudieran realizarse en el horizonte de análisis comprendido en el Estudio, lo que involucra considerar el período comprendido entre enero 2012 y diciembre 2014, y no como erróneamente lo consideran en el estudio de abril 2012 a marzo 2014.

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

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

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

Respuesta

Considerando que el horizonte del Estudio es hasta Abril del año 2014, el programa de obras factibles de entrar en operación se basa principalmente en la evaluación del grado de avance de la ejecución de los proyectos en curso.

La ejecución de un proyecto de generación no se puede sub-declarar consistentemente por cuanto la información de desarrollo de los proyectos tales como la obtención de derechos de agua, de estudios ambientales, de factibilidad operativa, de obtención de concesiones y autorizaciones, la obtención de financiamiento es información de dominio público. En vista que el programa de obras de generación contiene primordialmente proyectos termoeléctricos y la mayoría de estos en base a Gas Natural, además de la información antes mencionada se ha verificado la existencia o factibilidad de contratos de suministro y transporte de Gas Natural.

6.2 Observaciones Específicas

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

6.2.1 Central Hidroeléctrica Quitaracsa

La empresa Enersur S.A.A. ha informado en el folio 125 que el proyecto central hidroeléctrica Quitaracsa ingresará en operación en el mes de octubre 2014. es decir dentro del horizonte del presente Estudio. En este sentido, el Subcomité debe sustentar los motivos por los cuales no ha incluido este proyecto dentro del plan de obras.

Respuesta

El periodo de horizonte tarifario es hasta abril de 2014

6.2.2 Central Hidroeléctrica Cheves

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

Respuesta

Esta central ingresará a operación después del periodo tarifario (abril 2014). Se adjunta documentación de sustento.

7. EVALUACION 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.

Respuesta

Se curso cartas solicitando al respectiva informacion a diversos proyectos de generación, conforme se detallo en la propuesta inicial, debido a que la gran mayoría no ha respondido se ha considerado las fechas previstas por el COES en sus programas de operación de mediano plazo. Por la importancia y magnitud del caso se reitero las solicitudes de informacion a los proyectos más relevantes conforme se muestra en el siguiente cuadro:

N° Carta	Compañía	Proyecto	Respuesta
SCG_016_2012	BPZ ENERGY	Proyecto Central Termoeléctrica Nueva Esperanza	Si
SCG_017_2012	FENIX POWER PERU S.A.	Proyecto Central Termoeléctrica Fénix	
SCG_018_2012	EMPRESA DE GENERACIÓN HUANZA S.A.	Proyecto Central Hidroeléctrica Huanza	
	SN POWER	Cheves	Si

Se recibió respuesta, únicamente, de BPZ Energy, y de SN POWER respecto al proyecto Cheves, la misma que se presenta en el anexo.

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

7.1 CT 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 No 271-2011-MEM/DM tiene la autorización para implementarlo en un plazo de 41 meses. En este sentido, es necesario que el SUBCOMITE solicite la información pertinente y realice el análisis correspondiente para determinar la inclusión del presente proyecto en el programa de obras.

Respuesta:

Se ha recibido información reciente de BPZ ENERGY INC. en la que señalan que la referida central entrara en operación en el 2014 pero posterior a abril, es decir fuera del periodo tarifario, por lo tanto no ha sido considerada en esta actualización de la propuesta.

7.2 CH Huanza

La empresa de generación Huanza S.A está desarrollando el proyecto de la Central Hidroeléctrica Huanza que, a través de la Resolución Suprema 022-2010 – EM del 21.02.2010, modificó su contrato de concesión de generación para la puesta en operación de este proyecto en el mes de febrero de 2013, sin embargo conforme a los avances de su cronograma de obras se prevé que puede adelantarse a setiembre 2012. En este sentido, el SUBCOMITE deberá solicitar la información necesaria de este proyecto, a fin de determinar si efectivamente el ingreso del proyecto puede adelantarse.

Respuesta:

No se ha recibido información adicional por el representante del proyecto respecto al adelanto de fecha de ingreso. Así que consideramos la fecha inicialmente propuesta.

7.3 Ciclo Combinado de C.T. Fénix

La empresa Fénix Power Perú S.A. está desarrollando el proyecto de la central Termoeléctrica Fénix que, a través de la Resolución Ministerial 359-2010 MEM/DM del 24.08.2010, modificó su contrato de concesión de generación para la puesta en operación de este proyecto en el mes de diciembre de 2012, sin embargo en el plan de obras se ha considerado su ingreso en marzo de 2013. En este sentido, el SUBCOMITE deberá presentar la información necesaria de este proyecto a fin de confirmar el retraso de su implementación

Respuesta

No se ha recibido información adicional por el representante del proyecto respecto al adelanto de fecha de ingreso. Por lo que se mantiene la fecha inicialmente propuesta.

7.4 Central Termoeléctrica de Reserva de Planta Eten

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

Respuesta

Se ha procedido a corregir dicho valor de acuerdo a la información contenida en la página web de PROINVERSION (de 60 a 200 MW).

7.5 Proyectos de Generación RER

En el estudio no se ha incluido todos los proyectos (RER), que resultaron adjudicados en la “Segunda Subasta de Suministros de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables”, cuyo acto público se llevó a cabo el 23

de agosto del presente año y que ingresarán en el horizonte del presente estudio. En este sentido, el SUBCOMITE deberá incluir los proyectos RER la gringa y Runatullu III que fueron adjudicados en dicha subasta.

Respuesta

No se incluye estos proyectos RER porque el periodo tarifario es hasta abril 2014 y tal como aparece en el Acta de Adjudicación de agosto de 2011, el Proyecto la Gringa ingresa a operación en julio de 2014 y el proyecto Runatullu III en diciembre de 2014.

8. PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN

Con relación a la información del programa de obras de transmisión que se propone en el Cuadro N° 4.4 que se presenta en el folio 17 del Estudio, se observa lo siguiente:

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

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

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

Respuesta:

Se precisa que dichas instalaciones del programa de Obras del COES SINAC, están incluidas y modeladas en el modelo PERSEO, se ha procedido a corregir el cuadro 4.4 del Programa de Obras.

Cuadro Programa de Obras de Transmisión

FECHA DE INGRESO	PROYECTO
Ene 2012	L.T. Huallanca -Conococha 220 kV doble circuito
Feb 2012	Repotenciación de la L.T. 220 kV Pomacocha - Pachachaca de 152 MVA a 250 MVA.
Feb 2012	Repotenciación de la L.T. 220 kV Oroya Nueva - Pachachaca de 152 MVA a 250 MVA.
Mar-2012	Adecuación de SS.EE. Chavarría, San Juan, Ventanilla, Santa Rosa, Zapallal
Abr-2012	Repotenciación de la L.T. 220 kV Trujillo - Guadalupe - Chiclayo de 152 MVA a 180 MVA.
Abr-2012	L.T. 220 kV Trujillo - Guadalupe - Chiclayo de 180 MVA (segundo circuito).
Set-2012	L.T. Zapallal -Chimbote -Trujillo 500 kV
	L.T. 500 kV Mantaro - Caraveli - Montalvo y SS.EE. Asociadas
Set-2012	L.T. Piura Oeste -Talara 220 kV (2) Segundo Circuito
Set-2012	L.T. Pomacocha Carhuamayo 220 kV
Set-2012	S.E Chiclayo Oeste: Ampliación de la capacidad de transformación, instalación de un transformador 220/60/10/0.38 kV 100/100/30 MVA
Set-2012	S.E.Huacho: Ampliación de la capacidad de Transformación instalación de un transformador 220/60/10/kV 50/50/25 MVA. Incluye la conexión de la L.T Zapallal paramonga Nueva en la S.E Huacho
Oct-2012	S.E Guadalupe: Ampliación de la capacidad de transformación, instalación de un transformador 220/60/10/kV 50/50/25 MVA
Oct-2012	Resistencia de neutro en el transformador de la S.E. Chilca Nueva
Dic-2012	S.E. Industriales Nueva 220/60 180 MVA – LDS
Dic-2012	L.T. 220 kV Alimentación a la S.E.Industriales (XLPE 1200 mm ² 0.5 km) Luz del Sur
Dic-2012	L.T. La Planicie -Industriales (Doble Terna) 220 kV
	Machu Picchu-Abancay –Cotaruse 220 kV

Mar 2013	Reactor en serie entre las SS.EE Chilca nueva y Chilca REP
Abr 2013	Tintaya-Socabaya 220 kV (doble circuito) y subestaciones asociadas
Ago 2013	L.T. 500 kV Chilca - Marcona - Montalvo y SS.EE. Asociadas
Dic 2013	L.T. 500 kV -Trujillo - La Niña e instalaciones complementarias
Ene 2014	L.T. 220 kV -Cajamarca Norte – Carhuaquero
Ene 2014	L.T. 220 kV -Onocora – Tintaya
Ene 2014	L.T. 220 kV Machupicchu -Quencoro-Onocora y SS.EE asociadas

Del cuadro anterior se ha retirado el proyecto LT Machupicchu-Abancay-Cotarusi por no contar con los permisos necesarios, en vista que atraviesa una zona de protección de restos arqueológicos.

Igualmente, el proyecto LT 500 KV Mantaro-Caraveli-Montalvo ha sido excluido debido a problemas de financiamiento del concesionario.

- **La fecha de ingreso de algunas instalaciones consideradas para el año 2011 no concuerda con la fecha real de operación comercial de la Línea Chilca - La Planicie – Zapallal en 220 kV fue en junio 2011 y no en marzo como considera el Subcomité.**

Respuesta

Se ha verificado la fecha de ingreso de las Líneas de Transmisión y se ha procedido a corregir la fecha de ingreso de dicha línea.

- **El Plan de Obras, está considerando instalaciones que no entraron en operación el año 2011, por ejemplo, la S.E. Industriales 220/60/10/ kV cuya ejecución está a cargo de la empresa Luz del Sur S.A.A, fue considerada para julio de 2011 y según información remitida por la empresa al Subcomité de Transmisores del COES – SINAC, se tiene previsto su ingreso para diciembre 2012.**

Respuesta

Se ha procedido a actualizar dicha información con la información del Subcomité de Transmisores.

- **Por otro lado el Plan de Transmisión propuesto por el Subcomité de Generación no tiene concordancia con el Plan de Transmisión Propuesto por el Subcomité de Transmisión.**

Respuesta

Se ha procedido a homologar la información del Plan de Transmisión con la información remitida por el Subcomité de Transmisores a OSINERGMIN en su propuesta Tarifaria presentada en noviembre de 2011

COSTOS VARIABLES DE CENTRALES TÉRMICAS

9. TASA DE GASTOS FINANCIEROS POR STOCK DE COMBUSTIBLES

El valor de la tasa Libor presentado por el SUBCOMITE deberá ser actualizado al mes de marzo de 2012, conforme al artículo 50 de la LCE. Así mismo en el folio 6 del Estudio se señala como fuente el informativo Caballero Bustamante de la primera quincena del mes de octubre de 2011, sin embargo no se adjunta dicho sustento.

Respuesta

Se ha actualizado la tasa libor al 05 de enero 2012 conforme a lo publicado en el Diario Gestión. En Anexos del Volumen II se muestra la nota respectiva.

10.- CONSUMOS DE GAS NATURAL

Para la estimación del precio de gas natural de mercado interno, conforme lo establece el Artículo 6° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, el SUBCOMITE no ha considerado el consumo de gas natural para todo el año 2011. Por lo expuesto, se solicita al SUBCOMITE actualizar los consumos de gas natural.

Respuesta

Se ha actualizado la estimación del precio de gas natural considerando el consumo del gas natural de todo el 2011.

11. ACTUALIZACIÓN DE LOS 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 de gas natural en boca de pozo, cuando lo correcto es aplicar las formulas de actualización de precio como al resto de centrales. En este sentido, se debe corregir el cálculo del referido precio.

Respuesta:

Los precios de gas natural (cuadro 5.3 del Informe) fueron actualizados a enero 2012 con la información disponible en la página del OSINERGMIN así como con las fórmulas de actualización que procesa el COES.

Respecto al precio de gas de la CT Las Flores, se ha recibido la información de EGENOR con el respectivo detalle.

12. MODIFICACION DE POTENCIA EFECTIVA Y CONSUMOS ESPECÍFICOS

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

- Turbo vapor 3, Ciclo Combinado y la turbina a gas de ciclo simple de la C.T Chilina.
- Grupo Diesel Mirless 3 de la C.T. Mollendo

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

Así también, la información de los archivos “C2 Resultados Recientes de Potencia efectiva.xls” y “Cuadro5.7.xls” no guardan concordancia en los resultados de potencia efectiva y consumos específicos presentados en el Estudio.

Por esta razón, se solicita la presentación del sustento correspondiente de los valores de potencia efectiva y consumos específicos presentados en el Estudio.

Respuesta

Sobre la C.T. Chilina, se adjuntan los informes de las pruebas de potencia efectiva y rendimiento efectuadas por el COES de sus unidades TV3 y CC Chilina.

Sobre la potencia efectiva de TG1 de Kallpa no hemos recibido el informe de este ensayo pero se está utilizando los valores empleados por el COES en la determinación de las transferencias de potencia y energía entre sus integrantes.

13. MODIFICACIÓN DE PODERES CALORÍFICOS

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

Respuesta:

Los valores de poder calorífico fueron tomados de la hoja de cálculo de costos variables del COES y se han actualizado a la primera semana del mes de enero 2012.

14. INFORMACION DE LA CENTRAL TERMICA FENIX

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

Respuesta:

No se recibió el esusento por parte de la empresa Fénix Power. El valor de CVNC fue tomado del estudio de la regulación anterior fijado por OSINERGMIN.

15. COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE (CVNC)

15.1 Empleo de Procedimientos COES

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

Al respecto, el Procedimiento Técnico N°34 fue modificado a través de la Resolución OSINERGMIN N° 214-2010-OS/CD publicada en el diario El Peruano el 28.08.2010, con el objetivo de mejorar y precisar las metodologías para la determinación de los CVNC, y con ello, evitar las diversas interpretaciones que realizan las generadoras al referido procedimiento. Asimismo, en la referida resolución se estableció que en un plazo de ciento ochenta (180) días calendario 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 estudio CVNC de acuerdo con lo establecido en la modificación de 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 No 34.

Respuesta

Se adjunta en anexo del volumen II el listado de empresas y las fechas de aprobación de sus respectivos estudios de CVNC.

De otro lado, se ha mantenido los CVNC resultantes de aplicar el procedimientos N° 34 del COES –SINAC debidamente aprobados por el MINEM y son los que actualmente utiliza el COES en la operatividad del mercado mayorista.

PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA

16. MODIFICACIÓN EN LOS ARCHIVOS DE DATOS DEL MODELO PERSEO

16.1 Archivo GTT

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

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

Respuesta:

Precisamos que tales unidades estuvieron modeladas fuera de servicio en el modelo PERSEO, por lo que no tienen implicación alguna en el precio básico de energía. De todas formas se ha procedido a efectuar un proceso de "limpieza" de dichas unidades en el archivo sinac.gtt.

16.2 Archivo CMB

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

Respuesta:

Precisamos que tales costos de combustibles son de unidades de generación que estuvieron modeladas fuera de servicio en el modelo PERSEO, por lo que no tienen implicación alguna en el precio básico de energía. De todas formas se ha procedido a efectuar un proceso de "limpieza" de dichos combustibles en el archivo "sinac.cmb".

16.3 Archivo EMB

El SUBCOMITE ha considerado dentro del archivo "sinac.emb" volúmenes iniciales de embalses que son iguales a sus volúmenes máximos; esta situación ya ha sido tratada en la regulación anterior, donde el mismo SUBCOMITE manifestó los problemas de infactibilidad que se presentan

en la optimización del Modelo Perseo cuando los volúmenes iniciales ingresados son cercanos al volumen máximo de los embalses.

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

Respuesta

En relación a las infactibilidades encontradas con la utilización del modelo PERSEO, efectuamos el mejor esfuerzo para lograr convergencia, precisamos que la infactibilidad se origina por:

- Las restricciones a demandas de agua y riego y con series hidrologías con comportamiento seco,
- El proceso de convergencia de las pérdidas eléctricas en la red de transmisión, debido a que el algoritmo de pérdidas ante situaciones de baja oferta de generación no converge, ello se agrava aún cuando se tiene un volumen inicial cerca de su cota máxima al cual al término del periodo de simulación debe ser el mismo volumen.

La forma tradicional de resolver esta situación fue reducir los porcentajes de demandas de riego y agua potable, los cuáles en la escala valorativa del uso del agua no son coherentes, pues la generación de energía eléctrica está en segundo orden. Por ello reducimos los volúmenes iniciales a valores de volúmenes que no alteren significativamente o desvirtúen el proceso de simulación.

16.4 Archivo CHH

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

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

Respuesta:

Adjuntamos nuevamente la hoja de cálculo con los consumos propios del Complejo Mantaro. Respecto a la central Yaupi, se ha modificado dicho coeficiente debido a los ensayos recientes de potencia efectiva de la central Yaupi, el cual se adjunta.

16.5 Archivo LIN

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

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

Respuesta:

Respecto a las instalaciones de transmisión que están fuera de servicio, efectivamente fueron modelados fuera de servicio en el modelo PERSEO. Precisamos que dichas instalaciones no tienen influencia sobre el proceso de simulación.

De otro lado se incluyó en el archivo sinac.lin la absolución de la observación del numeral 8.

16.6 Archivo HID

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

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

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

Respuesta

Se ha incluido en el archivo sinac.hid la información histórica de los afluentes desde el año 1965 hasta el 2009 del afluente a las lagunas Santa Eulalia (QN-sh1 y QN-sh2). De acuerdo a los informes hidrológicos entregados por las empresas EDEGEL y Buenaventura del proyecto de Huanza.

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

El SUBCOMITE ha implementado una representación de la congestión en el ducto de transporte del gas natural de Camisea dentro del programa de operación para el año 2014, dado que el Decreto de Urgencia N° 049-2008, que establece que los costos marginales se

determinen sin restricciones en producción o transporte de gas natural, vence en diciembre de 2013; de acuerdo con el Decreto de Urgencia No 079-2010; sin embargo, no se ha presentado la información sobre los volúmenes contratados a firme que tienen las empresas generadoras para los referidos años.

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

Respuesta:

Precisamos que los volúmenes contratados fueron entregados en el Anexo H4 ("Determinación de Mantenimientos"), en la hoja electrónica Excel "Determinación Reglas despacho.xls" en el libro "Contratos". Sin embargo adjuntamos nuevamente dicha información.

Se ha dirigido una nueva comunicación a TGP mas no ha respondido a la fecha. Sin embargo tal retraso de la ampliación es modelada asumiendo que la primera etapa ingresa en julio de 2013 y la segunda en julio 2014, bajo el criterio de que la ampliación opera al final de la ventana declarada por TGP para cada etapa (declaración hecha en carta de fecha 16 de agosto de 2011).

18. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO MAYOR DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

18.1 Observaciones Generales

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

Debido a las razones expuestas, el SUBCOMITE, debe modificar el archivo de mantenimiento que sirve de entrada al modelo PERSEO para considerar el Programa de Mantenimiento Mayor y no el ejecutado para el año 2011.

Respuesta

Entre las labores del COES se encuentra la de establecer los programas de operación a largo plazo, haciendo el mejor uso de los recursos a fin de lograr el menor costo operativo. En ese sentido los programas de mantenimiento mayor del COES obedecen a esa intención.

Sin embargo, cabe mencionar que al momento de la elaboración de los programas de mantenimiento, no se dispone de la información relevante, es decir, no son conocidas todas las variables necesarias para la estimación de las actividades.

Por ejemplo en el caso de las centrales térmicas sus mantenimientos se determinan de acuerdo a las horas de operación equivalente que tiene la unidad.

Es decir los mantenimientos son programados dependiendo de si las horas de operación de la unidad llegaron a ciertos valores límite o no, suceso que depende de ciertos factores como por ejemplo la demanda. La ocurrencia de una de una demanda mayor o menor a la programada, puede originar un adelanto o retraso respectivamente de las actividades de mantenimiento.

Lo mismo sucede con los ciclos hidrológicos que no solo afectan a la operación de las hidráulicas, la disponibilidad de mano de obra especializada para los mantenimientos, las variaciones en los precios de los combustibles, etc, los que además también pueden afectar la duración de la actividad de mantenimiento.

En ese contexto, la inclusión del año n-1 dentro de los procesos tarifarios, obedece a la intención de la ley de asociar las proyecciones futuras en demanda y oferta con lo que viene ocurriendo, es decir, disminuir el grado de alejamiento. En ese sentido la inclusión del programa de mantenimiento ejecutado del año n-1 es concordante.

Lo que no es concordante es utilizar solo parte de lo que ocurrió, es decir, no se puede utilizar la demanda realmente ocurrida y no utilizar los mantenimientos realmente ocurridos.

En ese sentido el Subcomité ha mantenido su posición de utilizar el programa de mantenimiento ejecutado para el año 2011 (hasta el mes de octubre 2011, según nos informó el COES) como entrada para el modelo Perseo. Por falta de información para los meses de Noviembre y Diciembre, se utilizó el programa de mantenimiento mayor aprobado.

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

En los archivos presentados por el SUBCOMITE se observa que, en el caso del programa de mantenimiento considerado para las centrales de generación en los años 2013 y 2014, se ha repetido el programa de mantenimiento de los años 2011 y 2012, respectivamente, por lo cual carece de sustento ya que existen actividades de mantenimiento previstas en esos años que no son realizadas periódicamente todos los años y en algunos casos pueden corresponder a mantenimientos correctivos por fallas en los equipos.

Adicionalmente, se tiene que la información contenida en el archivo "PMM 2012-2013-2014 (LISTA)-14102011.xls" no guarda relación con los mantenimientos consignados en el archivo del modelo Perseo correspondiente (sinac.man), lo que no ha permitido revisar en detalle qué mantenimiento se está incluyendo definitivamente en el Estudio.

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

Respuesta:

Precisamos que no se ha replicado los mantenimientos del 2010 y 2011 al 2012 y 2013 para el caso de las CCHH, tal como se manifiesta en la observación. El programa de mantenimiento de las CCHH para el periodo 2012 - 2014 es el resultado de un análisis y proyección de la información de mantenimientos del COES. De otro lado el archivo que se hace referencia "PMM 2012-2013-2014 (LISTA)-14102011.xls" constituye la información base para determinar los mantenimientos de las centrales hidroeléctricas del periodo 2013-2014 a ser incluidas en el modelo perseo, y tal como manifestamos en el documento del informe de la propuesta, la información más actualizada para el año 2012 fue el programa de mantenimiento utilizado para determinar la energía firme (hoja electrónica Excel adjuntada en la propuesta GENERACION_ANUAL_2012 PRELIMINAR.xls), toda vez que el informe de preliminar de mantenimiento mayor del COES todavía no se había cerrado.

19. MODIFICACIÓN DE SERIES HIDROLÓGICAS

19.1 Observaciones al Estudio de Actualización de data de Caudales Naturalizados para la generación Hidrológico Central Hidroeléctrica en el Rímac –Periodo 1965 2010 –EDEGEL S.A.A.

De la revisión efectuada a las series de caudales naturalizados del archivo SINAC.HID del modelo PERSEO, propuesto en el Estudio, se desprende que la información correspondiente a las series QN - sh1 y Qnsh-2 no corresponde a la información de caudales naturalizados de estos puntos de control, en vista que la información y los resultados expuestos en el “Estudio de Actualización de Data de Caudales Naturalizados para Generación de Energía Hidroeléctrica por EDEGEL en el Rímac. Periodo 1965 – 2010”, se exponen otros datos para esta serie, los cuales sí corresponden a los datos de las series presentadas anteriores fijaciones para el periodo 1965 – 2009

En este sentido, el SUBCOMITE deberá solicitar la explicación de la diferencia entre las series de caudales propuestos en el archivo sinac.hid del modelo Perseo y las presentadas en el Estudio de Actualización de data de Caudales Naturalizados para Generación de Energía Hidroeléctrica por EDEGEL en el Rímac Periodo 1965-2010

Respuesta

Se adjunta el informe de sustento de EDEGEL

19.2 Observaciones al Estudio Hidrológico de los Ríos santa y chancay – Central hidroeléctrica Cañón del Pato y Central Carhuaquero, Mayo 2011 EGENOR S.A

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

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

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

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

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

- Directorio: CdP_río Santa
- Anexo2: PARAMETROS METEOROLOGICOS
- Datos Meteorológicos:
 - Archivo:2010 Resumen Parámetros Hidrológicos Aguascocha.xls
 - 2010 Resumen Parámetros Hidrológicos Cullicocha.xls
 - 2010 Resumen Parámetros Hidrológicos Limacllan.xls
 - 2010 Resumen Parámetros Hidrológicos Paron.xls
 - 2010 Resumen Parámetros Hidrológicos Rajucolta.xls
- Anexo 7:
 - Archivo: 2008 Evaporación efectiva Paron, Cullicocha, Rajucolta, Aguascocha. xls.
- Otros Archivos:
 - Ilustración4. Mapa de las subcuencas de la cuenca alta. PDF
 - Ilustración7. Esquema de la red de estaciones hidrométricas.PDF
 - Informe de estimaciones satelitales para obtener la precipitación. PDF

Asimismo, en el Directorio REVISION, y sus subdirectores “Carhuaquero_río chancay Lamb” y “ Cdp_ río santa”, ninguno de los archivos se pueden abrir, por lo cual el SUBCOMITE deberá presentar nuevamente todos los archivos contenidos en el Directorio denominado REVISION, que permitan acceder a la información almacenada en ellos.

Respuesta

En Anexo del Informe se adjuntan los sustentos de los estudios hidrológicos alcanzados por EGENOR.

19. 3 Estudios hidrológicos faltantes

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

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

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

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

Respuesta

En dichas series observadas, se ha utilizado el valor promedio para las que faltaban el año 2010. EN otras se ha utilizado la información aplicada de OSINERG en la regulación tarifaria anterior. Este hecho se debe a que tales series pertenecen a centrales donde sus representantes no son integrantes del COES, o aún están en fase de ejecución del proyecto.

De otro lado precisamos que las etiquetas de los códigos de los caudales afluentes se encuentran en el archivo SINAC.AFL del modelo PERSEO.

20. MODIFICACIÓN DE CAPACIDAD DE LINEAS DE TRANSMISION

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

Al respecto, en anteriores regulaciones se observó, entre otras cosas, que se consideraba como capacidades de las instalaciones de transmisión de Red de Energía del Perú S.A. las indicadas en las cláusulas

de su Contrato de Concesión, cuando para efectos de la fijación de tarifas las instalaciones se deben considerar las capacidades reales del sistema y no aquellas que se establezcan para la “no aplicación de compensaciones” cuando se produzca interrupciones con flujos mayores a las capacidades establecidas en un contrato.

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

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

Respuesta

De acuerdo con la reciente extensión del DU 049-2008 se han modelado las líneas sin considerar congestión. Se aclara que se han actualizado las capacidades de transporte de acuerdo al Plan de Mediano Plazo que recientemente fue elaborado por el COES, publicado en su página web. La fuente de datos se encuentra en el archivo ddir.dat del modelo de operación que el COES utiliza. También el COES remitió información actualizada que se adjunta en los anexos del estudio y que han sido considerados en el estudio. Es correcto que las resoluciones mencionadas requieren actualizarse.

PRECIO BASICO DE LA POTENCIA

21. OBSERVACIÓN GENERAL

El SUBCOMITE deberá seguir estrictamente el “Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia”; aprobado mediante Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD, considerando las modificaciones que introduzcan las observaciones 1 al 5 en proyección de demanda del Estudio y la información disponible hasta el momento en que 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 del 2012.

Respuesta:

El Subcomité está siguiendo estrictamente el “Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia” aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 260-2004-OS/CD y sus modificatorias aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 525-2007-OS/CD (en adelante, el “Procedimiento”) y está tomando en cuenta la información más actualizada que esté disponible de parte de los agentes que intervienen en el mercado eléctrico. En ese sentido se tomara en cuenta la nueva proyección de la demanda (levantadas las observaciones 1 al 5).

Respecto del numeral 5.9 del Procedimiento, para el cálculo del Precio Básico de Potencia, el Subcomité está considerando el Margen de Reserva Firme Objetivo fijado por Resolución OSINERGMIN N° 618-2008-OS/CD (MRFO=32.7%), sin considerar el margen adicional a que se refiere el literal f) del Art N° 47 de la LCE para el caso de la reserva insuficiente.

Respecto del numeral 7.1.6 del procedimiento, para el cálculo del CTI_{CT} el Subcomité está considerando todos los rubros que forman parte de la inversión (repuestos iniciales, transporte, obras civiles, etc), así mismo se consideró la tasa TAMEX vigente al momento de presentada la Propuesta, la misma que se actualizará al 31-03-2012 conforme a lo mencionado en el folio 29 de la Propuesta.

22. OBSERVACIONES ESPECÍFICAS

22.1 Costos de Inversión

En los casos que se sustente la procedencia de la aplicación del factor de ajuste, los indicadores de referencia que se empleen para su determinación deben corresponder al 31/03/2011. Así mismo, estos factores de ajuste, serán actualizados al mes de marzo de 2012, conforme al Artículo 50° de la LCE.

Respuesta

Al respecto debemos precisar que el Subcomité está aplicando los factores de ajuste a los mismos rubros que el OSINERGMIN aplicó en procesos tarifarios anteriores, así mismo los indicadores de referencia empleados para su determinación corresponden al 31/03/2011 (indicadores base) y al

31/10/2011(indicadores al cierre de la propuesta). De otro lado en el folio 31 de la Propuesta se precisa que los factores serán actualizados al 31/03/2012 conforme lo dispuesto en el Artículo 50º de la LCE.

22.1.1 Respecto a los Costos de la Central Termoeléctrica:

Para determinar el precio FOB de la Central Termoeléctrica se debe emplear las publicaciones de la revista GTWH disponibles al 31 de marzo del 2012 conforme el numeral 7.1.4 del Procedimiento.

Al respecto debemos indicar que al momento del cierre de la Propuesta la revista GTWH – 2011 no se encontraba disponible, como se menciona en el folio 29 de la Propuesta. Para la presente etapa tampoco todavía está disponible la referida publicación pero entendemos que se considerarán las publicaciones disponibles al 31 de marzo del 2012.

22.1.2 Respecto a los Costos de Conexión Eléctrica:

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

Sin perjuicio de la observación anterior, se observa que con la aplicación del costo total de los módulos estándares se están duplicando los rubros adicionales al costo FOB (transporte, seguro marítimo; aranceles, ad-valoren; gastos de desaduanaje, transporte local, obras civiles, ingeniería, montaje, pruebas y puesta en servicio, suministro local; supervisión, gastos generales- utilidad contratista). Por ejemplo: En el caso del transformador de potencia trifásico 220/10 kV, se ha propuesto el valor del módulo de US\$3 357 904,50 el mismo que ya incluye los costos de: desaduanaje, aranceles, flete de suministros, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio, ingeniería de detalle, gastos generales del contratista, utilidades del contratista, etc.

En el caso del precio FOB de la conexión eléctrica, no se ha presentado el sustento de la necesidad del equipamiento adicional respecto al 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 Conexión Eléctrica se deberá tomar en cuenta los costos de los suministros reconocidos en la “Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión

para Sistemas de Transmisión”, vigentes a marzo de 2012, dado que sintetiza la Información de precios de mercado reconocidos por el regulador.

Respuesta

Se procedió a corregir el costo del transformador trifásico 220/10 kV considerando solo el costo del equipo (US\$ 2,990,010.07) en lugar del costo de todo el modulo estándar, con ello se eliminaron las duplicidades indicadas.

Respecto del seccionador de barra 220 kV, el Subcomité no ha incrementado este equipamiento adicional toda vez que el mencionado elemento forma parte del modulo estándar “Modulo de celda tipo convencional, al exterior 220 kV costa urbana (de 0 a 1000 m.sn.m) simple barra línea” aprobados por RESOLUCION OSINERGMIN N° 054-2011-OS/CD, la misma que considera entre otros los siguientes elementos:

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

Respecto del seccionador de barra 10 Kv y generador eléctrico diesel en los servicios auxiliares, al igual que le caso anterior el Subcomité no ha incrementado este equipamiento adicional toda vez que el mencionado elemento forma parte del modulo estándar “Servicios Auxiliares 10 kV costa urbana (0 a 1000 m.s.n.m)”, aprobados por RESOLUCION OSINERGMIN N° 054-2011-OS/CD, la misma que considera entre otros los siguientes elementos:

1. 0	EQUIPOS PRINCIPALES
1.	Transformador trifasico de 100 KVA, 10/0,38-0,22 kV, 75 kVp (BIL)
1.	Seccionador , 10 kV, 75 kVp (BIL), 100 A
1.	Generador eléctrico Diesel de 100 KVA, 0,38-0,22 kV
1.	Banco de baterías, 220 Vcc, 200 A-h.
1.	Cargador rectificador, 220 Vcc, incluye equipamiento y accesorios
1.	Tablero de Servicios Auxiliares de 380/220 Vca, para 100 KVA
1.	Tablero de Servicios Auxiliares de 220 Vcc, para 100 KVA
1.	Banco de baterías, 48 Vcc, 100 A-h.
1.	Cargador rectificador, 48 Vcc, incluye equipamiento y accesorios
1.	Tablero de Servicios Auxiliares de 48 Vcc, para 100 KVA

Así también el modulo estándar “Red Tierra Profunda se ha considerado para representar los costos del rubro Red de Tierra que forma parte del precio FOB de la conexión, puesto que los módulos estándar del OSINERGMIN representan costos actuales de mercado.

En general se ha considerado la “Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión vigentes a marzo 2011(RESOLUCION OSINERGMIN N° 054-2011-OS/CD), dado que estos sintetizan la Información de precios de mercado reconocidos por el OSINERGMIN.

22.2 Costo Fijo de Operación y Mantenimiento

Para determinar el “Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)” y los “Costos Fijos de Operación y Mantenimiento, el SUBCOMITE se limita a actualizar los costos reconocidos en la regulación del año 2011, mediante la aplicación de un factor de ajuste, sin tomar en cuenta lo dispuesto por el Procedimiento.

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

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

Respuesta

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

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

22.3 Tasa de interés durante la construcción

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

Al respecto debemos indicar que se actualizara la tasa TAMEX a marzo del 2012, conforme a lo mencionado en el folio 29 de la Propuesta y en cumplimiento del Artículo 50° de la LCE.

FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES

23. FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES DE ENERGÍA

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

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

Respuesta

El Subcomité está de acuerdo con el OSINERGMIN en cuanto a la determinación de los factores de pérdidas marginales al final del proceso puesto que puede ocurrir variación en los precios de combustibles o por nueva información.

El Subcomité ha considerado el sistema de transmisión, para efectos de cálculo de los Precios en Barra de la energía, según esta indicado en el artículo 128° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

FORMULAS DE ACTUALIZACION

24. FÓRMULA DE ACTUALIZACION DE LOS PRECIOS BASICOS DE ENERGIA Y POTENCIA

En los folios 40 a 42 del Estudio, el SUBCOMITE ha presentado las formulas de actualización para la energía y la potencia, incluyendo los valores iniciales y los coeficientes de los factores contenidos en dichas formulas.

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

Respuesta:

Las formulas de actualización efectivamente son preliminares, los valores definitivos serán aquellos que se determinen al final del proceso.

FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES**23. FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES DE ENERGÍA**

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

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

Respuesta

El Subcomité está de acuerdo con el OSINERGMIN en cuanto a la determinación de los factores de pérdidas marginales al final del proceso puesto que puede ocurrir variación en los precios de combustibles o por nueva información.

El Subcomité ha considerado el sistema de transmisión, para efectos de cálculo de los Precios en Barra de la energía, según esta indicado en el artículo 128° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

FORMULAS DE ACTUALIZACION**24. FÓRMULA DE ACTUALIZACION DE LOS PRECIOS BASICOS DE ENERGIA Y POTENCIA**

En los folios 40 a 42 del Estudio, el SUBCOMITE ha presentado las formulas de actualización para la energía y la potencia, incluyendo los valores iniciales y los coeficientes de los factores contenidos en dichas formulas.

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

Respuesta:

Las formulas de actualización efectivamente son preliminares, los valores definitivos serán aquellos que se determinen al final del proceso.