



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 N° 0958-2012-GART

Señor
Luis Velasco Bodega
Representante del Subcomité de Transmisores
COES-SINAC
Dirección: Calle Juan de la Fuente N° 453, Urb. San Antonio
Miraflores

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

Referencia : 1) Carta STCOES N° 020-2012 recibido el 14/11/2012
2) D.0511-2012-GART


De mi mayor consideración:

Tengo al agrado de dirigirme a usted para hacerle llegar adjunto las observaciones de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN al Estudio Técnico-Económico presentado por el Subcomité de Transmisores 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 Ormeño Salcedo
Gerente
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria

Adjunto: Informe N° 0610-2012-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
TECNICO ECONOMICO PRESENTADO
POR EL SUBCOMITE DE
TRANSMISORES DEL COES-SINAC
PARA LA REGULACIÓN DE MAYO 2013**



Lima, diciembre de 2012

ÍNDICE

I.	INTRODUCCION	4
	MODIFICACIONES DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS	4
	PRESENTACIÓN DE LA PROPUESTA DEL SUBCOMITÉ DE TRANSMISORES DEL COES-SINAC Y OBSERVACIONES DE OSINERGMIN	5
II.	OBSERVACIONES AL ESTUDIO DEL SUBCOMITÉ	6
	OBSERVACIONES GENERALES	6
	RED DE ENERGÍA DEL PERÚ	7
	1. Valor Nuevo de Reemplazo	7
	2. Costos de Operación y Mantenimiento	10
	ETESSELVA	14
	3. Valor Nuevo de Reemplazo	14
	4. Costos de Operación y Mantenimiento	16
	REDESUR	19
	5. Valor Nuevo de Reemplazo	19
	6. Costos de Operación y Mantenimiento	20
	TRANSMANTARO	20
	7. Valor Nuevo de Reemplazo	20
	8. Costos de Operación y Mantenimiento	20
	SAN GABAN	21
	9. Valor Nuevo de Reemplazo	21
	10. Costos de Operación y Mantenimiento	22
	ANTAMINA	24
	11. Valor Nuevo de Reemplazo	24
	12. Costos de Operación y Mantenimiento	25
	ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE S.A.	27
	13. Costo de Inversión	27
	14. Costos de Operación y Mantenimiento	28
	LIQUIDACIÓN ANUAL DE CONTRATOS DE CONCESIÓN BOOT, RA Y SGT	28



15. Liquidaciones _____	28
PEAJE POR CONEXIÓN _____	29
16. Factores de Pérdidas Marginales _____	29
17. Ingreso Tarifario _____	29
18. Peajes _____	30
19. Fórmulas de Actualización _____	30
20. Cargos Unitarios Adicionales de Compensación _____	30



I. INTRODUCCION

MODIFICACIONES DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

Mediante la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada el 23 de julio de 2006, se modificó, entre otros, el Artículo 51° del Decreto Ley N° 25844¹, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante “LCE”), el mismo que establece la oportunidad de presentación de los estudios técnico-económicos de las Propuestas de Precios en Barra, quienes se encuentran autorizados a efectuar dicha presentación y el contenido de los mencionados estudios.

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:

- I. La demanda de potencia y energía del sistema eléctrico para el período de estudio;
- II. El programa de obras de generación y transmisión;
- III. Los costos de combustibles, Costos de Racionamiento y otros costos variables de operación pertinentes;
- IV. La Tasa de Actualización utilizada en los cálculos;
- V. Los costos marginales;
- VI. Precios Básicos de la Potencia de Punta y de la Energía;
- VII. Los factores nodales de energía;
- VIII. El Costo Total de Transmisión considerado;
- IX. Los valores resultantes para los Precios en Barra; y,
- X. 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 TRANSMISORES DEL COES-SINAC Y OBSERVACIONES DE OSINERGMIN

Con fecha 14 de noviembre de 2012, el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC (en adelante "SUBCOMITE") presentó ante OSINERGMIN su Estudio Técnico – Económico para la determinación de los Precios en Barra correspondiente al período mayo 2013 – abril 2014 (en adelante el "Estudio"), el cual fue complementado con información remitida mediante carta STCOES N° 024-2012 del 23 de noviembre de 2012.

El presente documento contiene las Observaciones al Estudio efectuadas por OSINERGMIN, de conformidad con lo dispuesto por el Artículo 52° de la LCE²; por la norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados"; 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 a la absolución que se realice de las observaciones aquí presentadas.

La respuesta a las observaciones que se formulan deberá ser remitida tanto en forma impresa como en medio magnético a fin de permitir su evaluación dentro de los límites de tiempo establecidos en las normas para el desarrollo del proceso³. De esta manera los cálculos justificatorios que se realicen deberán venir acompañados de las respectivas planillas de cálculo, en medio óptico o magnético, que le permitan a OSINERGMIN efectuar la rápida evaluación de las mismas.



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

Los responsables deberán absolver las observaciones y/o presentar un nuevo estudio, de ser necesario. Absueltas las observaciones o vencido el término sin que ello se produjera, OSINERG procederá a fijar y publicar las tarifas y sus fórmulas de reajuste mensuales, antes del 30 de abril de cada año.

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

II. OBSERVACIONES AL ESTUDIO DEL SUBCOMITÉ

Los sustentos e información que se presenten serán evaluados a fin de verificar la consistencia y trazabilidad de la propuesta, así como el cumplimiento de la normatividad pertinente y del criterio de eficiencia que exige el marco regulatorio para la regulación de las instalaciones de transmisión.

En el presente documento se presentan las observaciones a la propuesta de peaje contenida en el Estudio, sin perjuicio que de modificarse el Sistema de Transmisión se deba incluir (o excluir) nuevas instalaciones en el cálculo tarifario.

Los resultados presentados estarán sujetos a las actualizaciones que correspondan a las siguientes etapas del procedimiento regulatorio establecido, en sus diversos componentes, tales como: tipo de cambio, índice de precios al por mayor, índice WPSSO3500, liquidación anual, costos de módulos estándares de transmisión, entre otros, según el caso.

OBSERVACIONES GENERALES

– **Falta de sustento**

En términos generales no se acompaña toda la documentación fuente que sustente los valores obtenidos en el Estudio.

– **Falta vinculación de hojas de cálculo**

Las hojas de cálculo en formato Excel que se acompañan al Estudio no se encuentran debidamente vinculadas, lo que dificulta la trazabilidad de los valores propuestos.



– **Uniformización de parámetros**

El SUBCOMITE no ha uniformizado los parámetros (como por ejemplo: tipo de cambio e IPM) utilizados en los archivos de cálculo de O&M para todas las empresas transmisoras y en el archivo para el cálculo de peajes “Fita May 13 SINAC.xls”; por un lado se utiliza un tipo de cambio de 2,594 S./US\$ que corresponde al 29 de setiembre 2012 y por otro se utiliza un tipo de cambio de 2,587 que corresponde al 28 de setiembre 2012.

– **Actualización de valores presentados**

Los resultados presentados estarán sujetos a las actualizaciones que correspondan a las siguientes etapas del procedimiento regulatorio establecido, en sus diversos componentes, tales como: Tipo de Cambio, Índice de Precios al Por Mayor, Índice WPSO3500, liquidación anual, costos de Módulos estándares de transmisión, entre otros, según el caso.

RED DE ENERGÍA DEL PERÚ

1. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO

- 1.1 El Valor Nuevo de Reemplazo (en adelante “VNR”) total propuesto se ha incrementado en 8,40% con respecto al vigente. Al respecto, se requiere se explique en detalle las razones de los valores propuestos, dado que existen algunas instalaciones donde se observa incrementos de más de 20% y otros de hasta 50% conforme se muestra en la Tabla N° 1.

Tabla N° 1 Diferencias entre el VNR Propuesto y el Vigente

CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	VNR_VIGENTE (US\$)	VNR_2013 (US\$)	DIF. %
L-2280	Zorritos	Zarumilla	3 798 064	3 798 064	0,00%
L-2248	Talara	Piura Oeste	7 907 092	8 354 888	5,66%
SE Talara	Reactor 20 MVAR		836 507	1 008 333	20,54%
SE Piura Oeste	Reactor 20 MVAR		612 862	794 727	29,67%
L-2236	Chiclayo Oeste	Guadalupe	6 751 103	6 846 885	1,42%
SE Chiclayo Oeste	SVC +/- 30 MVA		3 256 871	3 604 671	10,68%
L-2234	Guadalupe	Trujillo Norte	8 037 718	8 159 003	1,51%
SE Guadalupe	Transformador 220/60/10kV: 60MVA		4 978 592	4 195 985	-15,72%
SE Guadalupe	Reactor 20 MVAR		805 114	780 793	-3,02%
SE Trujillo Norte	SVC +30/-20 MVAR		3 230 941	3 660 602	13,30%
L-2215	Chimbote 1	Paramonga Nueva	15 898 707	16 193 519	1,85%
SE Chimbote	Bancos 20 + 15 MVAR		280 679	432 335	54,03%
L-2213	Paramonga Nueva	Huacho	4 661 235	4 843 040	3,90%
L-2253	Parte de Celda en Paramonga Nueva		151 155	157 049	3,90%
SE Paramonga Nueva	Reactor 40 MVAR		963 565	925 349	-3,97%
L-2212	Huacho	Zapallal	9 532 392	11 551 722	21,18%
L-2003/2004	Chavarria	Santa Rosa	2 885 031	3 895 952	35,04%
SE San Juan	Bancos 30 + 15 MVAR		3 865 449	3 272 509	-15,34%
L-1120	Paragsha II	Huánuco	6 767 613	6 767 613	0,00%



CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	VNR_VIGENTE (US\$)	VNR_2013 (US\$)	DIF. %
SE Huánuco	Banco 2.2 MVAR		123 586	148 668	20,30%
L-1121	Huánuco	Tingo María	7 425 440	8 975 488	20,87%
SE Tingo María	Banco 2.2 MVAR		116 685	129 412	10,91%
L-1029	Cerro Verde	Repartición	2 867 470	3 488 992	21,67%
L-1030	Repartición	Mollendo	4 514 345	5 456 355	20,87%
L-1006	Tintaya	Azángaro	9 241 617	11 361 929	22,94%
SE Tintaya	SVC +/- 15 MVA		1 329 302	1 191 405	-10,37%
L-1004	Dolorespata	Quencoro	940 103	1 324 660	40,91%
L-2224	Celda en SE Pachachaca		837 549	837 549	0,00%
C.Control Principal	Lima		863 704	863 704	0,00%
C.Control Respaldo	Arequipa		98 296	98 296	0,00%
TOTAL			113 578 787	123 119 497	8,40%

- 1.2 Para obtener el área de terreno de las diferentes subestaciones, no se ha empleado la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión desde la cual es posible obtener las longitudes de los terrenos necesarios para una subestación de potencia en función a los módulos de obras civiles generales. Al respecto, se requiere que expliquen las razones por las cuales no se ha utilizado la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para dicho fin.
- 1.3 En la hoja "Revisión costo terreno" del archivo "VNR-REP-2013.xls", se presenta el cálculo para el área de terreno en cada subestación, el cual depende de la cantidad de Elementos, sin embargo, en algunos casos no se ha tenido en cuenta la cantidad real de Elementos para dicho cálculo; a modo de ejemplo podemos citar que en la SET Talara, se observa un solo transformador y no 3 conforme indica REP. Al respecto, es necesario que los datos contenidos en las diferentes hojas o archivos presentados guarden la coherencia respectiva.
- 1.4 El costo unitario de los terrenos (US\$/m²) mostrados en la hoja "Revisión costo terreno" del archivo "VNR-REP-2013.xls", se encuentra en valores, no permitiendo realizar su trazabilidad. Al respecto, se requiere mayor sustento en detalle sobre el costo unitario utilizado en la valorización de los terrenos de las subestaciones de potencia.
- 1.5 No se adjuntan todos los archivos a los cuales se hace el llamado de vinculación en los archivos de cálculo del VNR y COyM presentados como parte del Estudio, lo que no permite su trazabilidad. La relación de dichos archivos se muestra en la Tabla N° 2.

Tabla N° 2 Archivos vinculados no incluidos en el Estudio

Archivos BASE	Archivos Vinculados	Estado
VNR-REP-2013.xls	VALORIZACION DE SUBESTACIONES 2012.xls	No se incluye
	VALORIZACION DE LINEAS DE TRANSMISION 2012.xls	No se incluye
Propuesta.xlsx	05-Tarifas (A1).xlsx	No se incluye
	05-Tarifas (A2).xlsx	No se incluye
	05-Tarifas (A3).xlsx	No se incluye
	05-Tarifas (A5).xlsx	No se incluye



Archivos BASE	Archivos Vinculados	Estado
	05-Tarifas (A6).xlsx	No se incluye
	05-Tarifas (A7).xlsx	No se incluye
	05-Tarifas (A8).xlsx	No se incluye
	05-Tarifas (A9).xlsx	No se incluye
	05-Tarifas (A10).xlsx	No se incluye
	05-Tarifas (A11).xlsx	No se incluye
	05-Tarifas (A15).xlsx	No se incluye
RA (May13-Abr14).xls	Recalculo RA (May08-Abr09).xls	No se incluye
	RA (May11-Abr12 (6.5.2011).xls	No se incluye
	2010_rep.xls	No se incluye
	RA (May11-Abr12 (22.08.2011).xls	No se incluye
	RA (May10-Abr11) Rec. Recons..xls	No se incluye
	Recalculo RA (May08-Abr09).xls	No se incluye
	RA (May12-Abr13) v2 .xls	No se incluye
	Ingresos_REP_Final_2012_Liq02 rev2.xlsx	No se incluye
Estimación del Peajes SST.xls	05-Tarifas (A1).xlsx	No se incluye
	05-Tarifas (A2).xlsx	No se incluye
	05-Tarifas (A3).xlsx	No se incluye
	05-Tarifas (A5).xlsx	No se incluye
	05-Tarifas (A6).xlsx	No se incluye
	05-Tarifas (A7).xlsx	No se incluye
	05-Tarifas (A8).xlsx	No se incluye
	05-Tarifas (A9).xlsx	No se incluye
	05-Tarifas (A10).xlsx	No se incluye
	05-Tarifas (A11).xlsx	No se incluye
	05-Tarifas (A15).xlsx	No se incluye
	2012-REP.xlsx	Generación demanda.xlsx
mantaro Lima.xlsx		No se incluye
SEPANU.xlsx		No se incluye
Ingreso tarifario.xlsx		No se incluye
IT SPT.xlsx		No se incluye
PC SPT.xlsx		No se incluye
Generación.xlsx		No se incluye
REP PC SSTySCT.xlsx		No se incluye

Al respecto, es necesario se revise y adjunte la relación de archivos faltantes conforme al cuadro anterior.

- 1.6 Se ha considerado la nueva SET Pariñas cuyo ingreso se prevé para el 15 de febrero 2014. Asimismo, según se indica en la Ampliación 13 del Contrato de Concesión, en dicha SET serán implementadas dos celdas de línea (para las líneas hacia las subestaciones de Talara y Piura Oeste) y una celda de acoplamiento de barras; sin embargo, conforme se observa en la hoja "Pariñas" del archivo "VNR-REP-2013.xls", se



está considerando adicionalmente, la celda de línea a Zorritos (L-2249) cuando dicha celda está ubicada en la SET Talara. Al respecto, se requiere que expliquen las razones por las cuales se está considerando dicha celda en la nueva SET Pariñas, dado que ello origina distorsiones en la prorrata de los costos comunes e indirectos.

- 1.7 No se ha considerado la totalidad de elementos existentes y previstos hasta abril 2014 en la valorización de las subestaciones. A modo de ejemplo podemos mencionar que en las SET's Talara y Piura Oeste se prevé el ingreso de una celda de línea en 220 kV para la segunda terna LT 220 kV Piura Oeste-Talara cuya fecha de puesta en operación comercial está prevista para agosto 2012 según se indica en el Contrato de Concesión. Al respecto, se requiere que expliquen las razones por las cuales no se está considerando la totalidad de elementos que entraron y que están próximos a entrar en operación comercial desde la última actualización del VNR.
- 1.8 No se han asignado correctamente los Módulos Estándares de transmisión a los elementos que forman parte de las subestaciones de potencia. A modo de ejemplo podemos mencionar que en la SET Piura Oeste existen dos transformadores 220/60/10 kV, 50 MVA y un transformador de 220/60/10 kV, 100 MVA; sin embargo en la aplicación de los Módulos, para el transformador "T32-261", se considera el módulo "TP-220060010-045CO1E" que corresponde a una potencia de 45 MVA. Al respecto, se requiere que expliquen las razones por las cuales se están aplicando dichos módulos o en defecto revisar y corregir en las subestaciones que correspondan.
- 1.9 Si bien no corresponde realizar la actualización del VNR del centro de control hasta la Fijación Tarifaria de mayo 2014, ello es necesario únicamente para determinar los inductores de asignación a la actividad de transmisión de REP (% de participación al SPT y al SST), que están ligados directamente en el cálculo del Costo de Operación y Mantenimiento. Al respecto, es necesario se explique por qué no han considerado la valorización del centro de control a fin de actualizar los inductores de asignación a la actividad de transmisión principal.
- 1.10 Las observaciones descritas en los párrafos anteriores deben ser extensivas para todo el archivo de cálculo, dado que a manera de ejemplo sólo se ha indicado los casos puntuales. En ese sentido, es necesario se revise la totalidad de todos los archivos presentados y donde corresponda realizar las correcciones respectivas.

2. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

- 2.1. Algunos rubros que componen los Costos de Operación y Mantenimiento (en adelante "COyM") experimentan incrementos que no están debidamente sustentados, como por ejemplo: los costos de operación de centros de control, gestión, entre otros, que, en total originan un incremento de 4,26% respecto al COyM vigente. Al respecto, es necesario se indique las razones por las cuales se originan dichos incrementos. La Tabla N° 3, se presenta un resumen de dichas variaciones.



Tabla N° 3 Variación de COyM

Rubro	Propuesta REP	Vigente (*)	Variación
OPERACIÓN	254 690	258 417	-1,44%
Operación CC	41 804	32 495	28,65%
Operación de Subestaciones	212 886	225 922	-5,77%
MANTENIMIENTO	1 488 104	1 440 633	3,30%
Líneas de Transmisión	1 063 545	1 028 574	3,40%
Subestaciones	358 494	347 418	3,19%
Mantenimiento CC y TEL	66 065	64 641	2,20%
GESTIÓN	2 275 036	2 147 831	5,92%
Personal	1 066 345	1 004 768	6,13%
No Personales	1 208 691	1 143 063	5,74%
Costos No Personales sin Seguros	869 831	774 912	12,25%
SEGUROS	338 860	368 151	-7,96%
SEGURIDAD	191 754	190 841	0,48%
Sub Total COyM	4 209 584	4 037 722	4,26%

(*) Costos determinados y aprobados con la Resolución OSINERGMIN 057-2012-OS/CD

- 2.2. Los costos unitarios de diversos recursos (Mano de Obra, Materiales, Maquinaria y Equipos), empleados para la determinación del COyM, que se consignan en la hoja "M-002" del archivo "COyM REP-2013", se encuentran en valores. Al respecto, se solicita incluir el sustento de los mismos mediante revistas, boletín CAPECO, cotizaciones, etc. que validen los valores consignados.
- 2.3. En el cálculo del ITF, desarrollado en la hoja "ITF" del archivo "COyM ANTAMINA-2013", no se ha actualizado el IGV que corresponde al 18% desde el año 2011. Al respecto, es necesario se explique las razones por las cuales se sigue considerando el factor "1,19" en dicho cálculo.

Operación de Centros de Control

- 2.4. El análisis de costos unitarios de operación de centros de control desarrollado en la hoja "M-403" del archivo "COyM REP-2013", se encuentra en valores lo que no permite verificar el sustento de la remuneración mensual del operador de centro de control y el auxiliar técnico. Al respecto, es necesario se incluya el sustento de los mismos.
- 2.5. Los costos unitarios de operación de centros de control mostrados en la hoja "M-404-CC" del archivo "COyM REP-2013", están siendo afectados por el factor "1,0539", el cual según indica REP, corresponde a gastos mensuales. Al respecto, se solicita incluir el sustento de dicho factor o en su defecto corregir donde corresponda.



Operación de Subestaciones

- 2.6. Los costos de operación de las subestaciones consignados en la hoja "M-405" del archivo "COyM REP-2013", están multiplicados por el factor "1,034", el cual no está sustentado. Al respecto, se solicita incluir el sustento de dicho factor o en su defecto corregir donde corresponda.
- 2.7. Los costos unitarios de operación de subestaciones consignados en la hoja "M-401" del archivo "COyM REP-2013", se encuentran en valores lo que no permite verificar el sustento de los precios unitarios de los recursos. Al respecto, es necesario se incluya el sustento de los mismos.
- 2.8. La cantidad de maniobras mostradas en el cuadro de la hoja "AUX-405" del archivo "COyM REP-2013" no presenta sustento alguno. Al respecto, es necesario se presente el sustento de dichos valores; considerando que los mismos deben coincidir con la frecuencia anual de operación programada y no programada utilizada para generar las actividades de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo.

Mantenimiento de Líneas de Transmisión

- 2.9. Los costos de mantenimiento anual de líneas de transmisión consignados en la hoja "M-102" del archivo "COyM REP-2013", están multiplicados por el factor "1,034". Al respecto, se solicita incluir el sustento de dicho factor o en su defecto corregir donde corresponda.
- 2.10. Los costos de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo consignados en la hoja "M-101-LT" del archivo "COyM REP-2013", se encuentran en valores lo que no permite verificar la trazabilidad de los mismos. Al respecto, se solicita incluir el sustento de dichos valores presentando el desarrollo de costos de cada una de las actividades de mantenimiento.

Por otro lado, teniendo en cuenta la versión COyM 2012, se ha podido verificar que no se consideran las siguientes actividades:

- Perfilado de aisladores.
- Reparación de averías eléctricas.

Al respecto, es necesario que REP revise y actualice las actividades de mantenimiento de líneas de transmisión, o en su defecto, es necesario se explique por qué no se está considerando dichas actividades.

- 2.11. No se ha presentado el análisis de los costos unitarios que están asociados a cada una de las actividades de mantenimiento tales como inspección ligera, limpieza de aisladores, reparación de conductores, entre otros. Al respecto, es necesario se desarrolle y presente el análisis de los costos unitarios debidamente formulados y vinculados.



Mantenimiento de Subestaciones

- 2.12. Los costos de mantenimiento de subestaciones consignados en la hoja "M-202-01" del archivo "COyM REP-2013", se encuentran en valores lo que no permite verificar la trazabilidad de los mismos. Al respecto, se solicita incluir el sustento de dichos valores presentando el desarrollo de costos de cada una de las actividades.

Asimismo, es necesario que REP revise, anule o reemplace las actividades de mantenimiento, las frecuencias, alcances y metrados asociados a cada una de estas.

- 2.13. No se ha presentado el análisis de los costos unitarios referidos a cada una de las actividades de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo, tales como programa de termovisión, limpieza de aisladores, limpieza de canaletas, mantenimiento de tableros eléctricos, entre otros. Al respecto, es necesario se desarrolle y presente el análisis de los costos unitarios debidamente formulados y vinculados.
- 2.14. Es necesario que se tome en cuenta las observaciones 1.6 y 1.7 para desarrollar los costos de mantenimiento en las subestaciones de potencia.

Mantenimiento de Centros de Control y Telecomunicaciones

- 2.15. Los costos de mantenimiento de centros de control y telecomunicaciones consignados en la hoja "M-303" del archivo "COyM REP-2013", están multiplicados por el factor "1,034". Al respecto, se solicita incluir el sustento de dicho factor o en su defecto corregir donde corresponda.
- 2.16. Los costos unitarios de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo consignados en las hojas "M-301-01" y "M-302-01" del archivo "COyM REP-2013", se encuentran en valores lo que no permite verificar la trazabilidad de los mismos. Al respecto, se solicita incluir el sustento de dichos valores presentando el desarrollo de costos de cada una de las actividades.

Gestión

- 2.17. El porcentaje de dedicación a la transmisión consignado en la hoja "M-502", figura 105% cuando éste debe totalizar 86% según los factores consignados en la hoja "Índices". Dicho error se debe principalmente a que la aplicación del total de transmisión a los cargos gerenciales y administrativos ha sido modificado de 75% a 97%. Al respecto, es necesario se explique las razones por las cuales se realizó dicha modificación o en su defecto corregir donde corresponde.
- 2.18. La estructura de personal consignada en la hoja "M-501" del archivo "COyM REP-2013", ha sufrido modificaciones en lo que respecta al abogado del área legal (01 abogado adicional) y al analista para el mantenimiento HW/SW (01 analista adicional). Al respecto, es necesario que se explique en detalle las razones por las cuales se ha optado por incrementar personal en dichos cargos.



- 2.19. No se han actualizado los costos de gestión de personal (remuneración mensual) consignados en la hoja "M-501" del archivo "COyM REP-2013". Al respecto, es necesario se actualice dichos costos debidamente vinculados, tomando como referencia el tipo de empresa.
- 2.20. En la hoja "M-504" del archivo "COyM REP-2013", todos los conceptos de los Costos de Gestión no Personales (en nuevos soles) presentan valores que no están debidamente sustentados. Asimismo, en la hoja "M-510" se tienen los mismos conceptos que en la hoja "M-504", es decir en ambas hojas se determinan los costos de Suministros Diversos, Servicios de Terceros, Tributos y Cargas Diversas de Gestión y ambos están siendo sumados para obtener los Costos no Personales. Al respecto, se solicita incluir el sustento de dichos valores y/o se indique la forma cómo se determinan estos. Asimismo, es necesario se explique porque se está considerando la suma de dos rubros que tienen los mismos conceptos.

ETESSELVA

3. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO

- 3.1 El VNR total propuesto se ha incrementado en 78,5% con respecto al vigente. Por ello, se requiere se explique en detalle las razones del incremento del VNR para cada uno de los rubros considerados, cuyo resumen se muestra a continuación.

Tabla N° 4 Diferencias entre el VNR Propuesto y el Vigente

COMPONENTE	VNR Propuesto (A)	VNR Vigente (B)	Variación (%) (A/B)-1
Subestaciones	9 282 364	4 071 960	128,0%
Líneas de Transmisión	24 346 730	15 067 200	61,6%
Centro de Control y	411 041	264 048	55,7%
Telecomunicaciones	296 610	142 263	108,5%
Stock de Repuestos	515 567	-	-
Inversión no Eléctrico	30 501	-	-
TOTAL	34 882 813	19 545 471	78,5%

- 3.2 No se sustenta el dimensionamiento de los componentes del sistema definido como Sistema Económicamente Adaptado. Al respecto, se requiere que se revise y se efectúen las correcciones que sean pertinentes. Por ejemplo:

- No se explica las razones por las cuales el cálculo de VNR sólo considera dos tramos en la L.T. Vizcarra-Paramonga Nueva, cuando el VNR vigente considera cuatro tramos, tampoco se explican las razones por las que en la evaluación de costos de dicha línea se considera un conductor de 600 mm² (RESUMEN LLTT.xls), cuando el VNR vigente considera cuatro tramos: dos en la sierra



con un conductor de 592 mm², un tramo en la sierra con un conductor de 500 mm² y un tramo en la costa con un conductor de 500 mm².

- No se explican las razones por las que en la evaluación de costos, se considera un transformador de 50 MVA en la Subestación Tingo María, cuando el VNR vigente considera un transformador de 40 MVA.
- 3.3 Los costos de inversión empleados no corresponden a los módulos estándares aprobados por OSINERGMIN; por lo tanto, se requiere su revisión y modificación de acuerdo a los valores vigentes de dichos módulos.
- 3.4 De otro lado, no deben modificarse los costos de los componentes considerados para los módulos estándares vigentes, como por ejemplo, aranceles, tableros de protección, control y medida, etc.
- 3.5 No se ha considerado la totalidad de elementos en la valorización de las subestaciones Paramonga Nueva, Vizcarra y Tingo María. Es necesario que todos los elementos que integran una subestación sean considerados a fin de poder efectuar la prorrata correspondiente de los costos comunes y servicios auxiliares. Al respecto, se requiere que expliquen las razones por las cuales no se está considerando la totalidad de elementos que entraron y que están próximos a entrar en operación comercial desde la última actualización del VNR.
- 3.6 Los costos unitarios de los terrenos (US\$/m²) mostrados en la hoja "RESUMEN" del archivo "RESUMEN DE MODULOS.xls", se encuentran en valores, no permitiendo realizar la trazabilidad de los mismos. Al respecto, se requiere mayor sustento en detalle sobre el costo unitario de los terrenos utilizados en la valorización de las subestaciones de potencia.
- 3.7 Para obtener el área de terreno de las diferentes subestaciones, no se ha empleado la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión desde la cual es posible obtener las longitudes de los terrenos necesarios para una subestación de potencia en función a los módulos de obras civiles generales. Al respecto, se requiere que expliquen las razones por las cuales no se ha utilizado la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para dicho fin.
- 3.8 En la hoja "RESUMEN" del archivo "RESUMEN DE MODULOS.xls", se presenta en valores el área de los terrenos de las subestaciones, no permitiendo realizar su trazabilidad; cabe señalar que los terrenos para las subestaciones de Tingo María y Paramonga Nueva difieren de los valores presentados por la empresa REP. Se requiere que se presente el sustento del área de terreno, teniendo en cuenta que ésta debe corresponder a dimensiones de subestaciones adaptadas a la demanda.
- 3.9 Sin perjuicio de las observaciones anteriores, se ha detectado que las hojas de cálculo contienen errores (#REF) y no están debidamente vinculadas. Por ejemplo:



- La hoja I-601 del libro Formulario 501-601.xls, hace referencia al archivo C:\Trabajos\Eteselva\2012\SPT\COYM 2013\Datos Osinergmin\[FORMULARIOS ETESELVA-osinergmin.xls]Resumen', que no se encuentra en dicha ruta.
 - Las hojas del libro RESUMEN METRADOS ETE.xls, hacen referencia al archivo [F-I-401-OC-SE.xls]Hoja1, que no se encuentra en las carpetas alcanzadas por ETESELVA.
 - En el archivo RESUMEN METRADOS ETE.xls, las celdas contienen error (#REF).
- 3.10 No se han actualizado los porcentajes de participación de la celda de línea en la subestación Paramonga Nueva; esta celda es compartida con la empresa REP y en función de la actualización del VNR se deben actualizar los porcentajes de participación de las empresas en dicha celda.

4. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

- 4.1. Los rubros que componen los Costos de Operación y Mantenimiento, experimentan incrementos mayores al 100% respecto a los costos determinados en la fijación tarifaria 2012. La Tabla N°5 muestra el resumen de las variaciones entre lo propuesto por ETESELVA y los costos vigentes. Al respecto, se requiere el sustento en detalle de las razones de dichas variaciones.

Tabla N° 5 Variación Costos de O&M

Rubro	Propuesta ETESELVA	Vigente (1)	Variación (%)
OPERACIÓN	118 989	70 909	67,8%
Operación CC	44 804	37 861	18,3%
Operación de Subestaciones	74 185	33 048	124,5%
MANTENIMIENTO	270 701	193 907	39,6%
Líneas de Transmisión	131 164	100 421	30,6%
Subestaciones	75 934	38 965	94,9%
Mantenimiento CC y TEL	63 603	54 521	16,7%
GESTIÓN	528 193	371 437	42,2%
Personal	400 703	199 007	101,4%
No Personales	127 490	172 430	-26,1%
Costos No Personales sin Seguros	46 975	117 052	-59,9%
SEGUROS	119 925	55 379	116,6%
SEGURIDAD	37 311	24 171	54,4%
Sub Total COyM	1 122 095	660 425	69,9%
% COyM/VNR	3,22%	3,38%	-4,8%

(1) Costos determinados y aprobados con la Resolución OSINERGMIN 057-2012-OS/CD



En el cuadro se puede apreciar que el porcentaje del COyM respecto al VNR propuesto por ETESELVA resulta igual a 3,22% siendo el vigente 3,38%, sin embargo, si se compara el COyM propuesto considerando el VNR vigente se tiene un valor de 5,74%, es decir, que el porcentaje se aumenta cerca del doble con respecto al COyM vigente.

- 4.2. Respecto a la línea de transmisión 220 kV Vizcarra – Paramonga Nueva, la empresa ETESELVA considera para su propuesta de VNR dos tramos (109,37 km en zona sierra y 35,96 km en zona costa) y para el cálculo del COyM considera cuatro tramos (Tramo 1 de 43,14 km; tramo 2 de 36,58 km, tramo 3 de 62,26 km y tramo 4 de 3,28 km). Al respecto se requiere uniformizar los criterios empleados en la determinación del VNR con los usados para el cálculo del COyM.
- 4.3. Por otro lado, cabe señalar que para determinar el costo de mantenimiento de la línea 220 kV Vizcarra – Paramonga, ETESELVA ha considerado cuatro tramos de línea, los cuales no corresponden a los valores vigentes de su VNR; por ejemplo, para el tramo de la costa considerado en el VNR fijado el año 2009, la longitud es de 51,58 km, mientras que ETESELVA emplea 43,14 km para el mismo tramo. Al respecto, es necesario se explique en detalle la partición de tramos utilizados para determinar los costos de mantenimiento, toda vez que dichos costos varían en función al módulo aplicado por cada tramo.
- 4.4. Se han modificado las actividades de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo consideradas para las líneas de transmisión en la propuesta para la fijación tarifaria 2013. Dichas modificaciones incrementaron los costos de mantenimiento en 30,6% respecto al costo fijado en la regulación 2012. Al respecto, es necesario que se revise dichas actividades y se sustente en detalle cada una de las mismas.
- 4.5. En los cálculos para determinar el análisis de costos unitarios de las actividades de mantenimiento para líneas de transmisión mostrados en el archivo “Formularios M-003-LT” para costa y sierra, se ha detectado que en algunos casos no existe coherencia en la distribución de materiales, equipos y herramientas además de la cantidad y rendimiento. A modo de ejemplo se señalan algunos casos: en equipos y herramientas, en diferentes partidas se considera además del teléfono celular satelital un radio portátil; el rendimiento considerado para mantenimiento de faja de servidumbre en la sierra es de 8 vanos/día y en la costa de 10 vanos/día, el rendimiento en la costa debería ser mayor que en la sierra; etc. En ese sentido, se requiere completar los análisis de costos unitarios de la actividad de mantenimiento para la selva, y revisar los rendimientos para las diversas actividades de mantenimiento, así como de la cantidad de recursos empleados en las mismas o en su defecto sustentar las utilizadas.
- 4.6. El cálculo de porcentajes de asignación de los costos de subestaciones (Archivos Formulario M-202.xls, en el libro “REPARTO”), deberá ser actualizado en función a las observaciones realizadas respecto al cálculo del VNR de ETESELVA.
- 4.7. En los cálculos para determinar el análisis de costos unitarios de las actividades de mantenimiento para las subestaciones de potencia



mostrados en el archivo "Formularios M-003-SE" para costa, sierra y selva, se ha detectado que en algunos casos no existe coherencia en la distribución de materiales, equipos y herramientas además de la cantidad y rendimiento. A modo de ejemplo se señalan algunos casos: en la partida pruebas al transformador de potencia cuyo rendimiento es una unidad por día se considera como mano de obra a un ingeniero, un técnico electricista y dos auxiliares técnicos y como equipos y herramientas, entre otros, se considera 8 escaleras lo cual no resulta concordante con la cantidad de mano de obra considerada y con el rendimiento establecido para dicha partida. En ese sentido, se requiere la revisión de los rendimientos para las diversas actividades de mantenimiento, así como de la cantidad de recursos empleados en las mismas o en su defecto sustentar las utilizadas.

- 4.8. La estructura de personal consignada en la hoja "M-501" del archivo "gastos gestion_mod.xls", ha sufrido modificaciones en lo que respecta a la inclusión de una Recepcionista de Sede en la Unidad de Logística. Al respecto, es necesario se explique en detalle las razones por las cuales se ha optado por incrementar personal en dicha unidad.
- 4.9. Los tiempos de dedicación por actividad principal (%), mostrados en la hoja "M-502" del archivo "gastos gestión_mod.xls" para el rubro "Transmisión", respecto a los costos de gestión comunes entre las empresas que conforman el Grupo Aguaytía, han sido determinados en función al valor de la infraestructura de cada negocio; por otro lado, para los costos del personal de las áreas operativas, se han considerado los inductores de acuerdo al valor del VNR del sistema de transmisión (principal y secundario).

Cabe indicar que en la regulación tarifaria 2012, para determinar los costos de gestión comunes (personal correspondiente a las áreas de dirección y gerenciales) entre las empresas que conforman el Grupo Aguaytía, estos se han asignado en función a los ingresos que cada negocio genera a dicho grupo empresarial, es decir que el peso de la gestión que realiza cada personal de dirección y gerencia sea reflejado en las ventas; sin embargo, ETESELVA considera que el 30,6% (proporción al valor de inmuebles) de la remuneración al personal directivo y gerencial corresponde al negocio de la transmisión que sólo le genera un 5,18% de ingresos respecto al total (negocios de transmisión, generación y planta de gas) y para el negocio que le genera el 55,05% de ingresos considera el 35,2% de la remuneración al personal observándose de esta manera que no es factible determinar el tiempo de dedicación en función al valor de la infraestructura tal como lo realizó ETESELVA.

La Tabla N° 6, muestra las variaciones de los tiempos de dedicación considerados en la regulación del año 2012 y lo que propone la empresa ETESELVA.

Tabla N° 6 Tiempo de Dedicación por Actividad Principal

Regulación	Generación	Transmisión	
		Principal	Secundaria
Costos de personal: Dirección, Gerencias y Gestión Comunes			



Regulación	Generación	Transmisión	
		Principal	Secundaria
FITA 2013	34,25%	12,11%	18,49%
FITA 2012	39,77%	1,50%	2,40%
Diferencia (%)	-13,88%	707,33%	670,42%
Costos de Personal: Áreas Operativas			
FITA 2013		39,58%	60,42%
FITA 2012		37,57%	62,43%
Diferencia (%)		5,35%	-3,22%

Como se puede observar en el cuadro anterior, se tiene diferencias de hasta 700% debido a las consideraciones adoptadas por la empresa ETESELVA.

- 4.10. Los tiempos de dedicación por actividad principal (%) mostrados en la hoja "M-502" del archivo "gastos gestión_mod.xls", no están afectados por el 75% de acuerdo a la R.M. N° 197-94-EM/VME, denominada "Aprueban el Manual de Costos para Empresas de Concesionarias y/o Autorizadas". Al respecto, es necesario se explique el uso del 100% del tiempo de dedicación por la actividad de la transmisión sin tomar en cuenta la mencionada resolución ministerial.
- 4.11. El porcentaje utilizado para determinar el seguro correspondiente al rubro transmisión (Prima/Monto asegurado) no corresponde al promedio de mercado que según la evaluación en la regulación del año 2012 está en el orden de 0,246%. Al respecto, es necesario incluir la prima (%) basada en el promedio del mercado.
- 4.12. El factor del ITF determinado en la hoja "ITF" del archivo "gastos gestión_mod.xls" no ha sido afectado por el 70% según informe del tributarista; la empresa ETESELVA ha considerado el 100% de dicho factor. Al respecto, es necesario que se explique la utilización del 100% del factor de ITF o en su defecto corregir donde corresponda.
- 4.13. En el cálculo del ITF, desarrollado en la hoja "ITF" del archivo "COyM ANTAMINA-2013", no se ha actualizado el IGV que corresponde al 18% desde el año 2011. Al respecto, es necesario se explique las razones por las cuales se sigue considerando el factor "1,19" en dicho cálculo.

REDESUR

5. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO

- 5.1. El VNR (VNR1 y VNR2) de REDESUR se ha actualizado empleando valores preliminares de índice "Finished Good Less Food and Energy" (WPSSOP3500) del mes de setiembre de 2012. Al respecto, es importante señalar que este valor deberá actualizarse con el último valor disponible correspondiente a marzo de 2013, de conformidad con



el Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica con modalidad de Contrato BOOT, aprobado por Resolución OSINERG N° 335-2004-OS/CD.

6. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

- 6.1. El valor ajustado del COyM igual a US\$ 2 640 909 que propone REDESUR para la regulación de sus instalaciones, ha sido actualizado utilizando un valor de IPP de 183,70, valor preliminar que corresponde al mes de setiembre de 2012. Al respecto, es importante señalar que este valor deberá ser finalmente actualizado con el último valor disponible correspondiente a marzo del 2013.

TRANSMANTARO

7. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO

- 7.1 El SUBCOMITE, para las instalaciones del SPT, ha propuesto el ajuste de VNR y el ajuste del Monto a Restituir, determinado por TRANSMANTARO, mediante el uso del índice "Finished Good Less Food and Energy" (WPSSOP3500) cuyo valor es preliminar y corresponde a setiembre de 2012, tal como se indica en la hoja "VNR-COyM-EXP" del archivo "TRANSMANTARO_TRM (Marzo-13- Febrero-14).xls". Al respecto, el SUBCOMITE deberá reajustar el VNR considerando el índice final correspondiente, en conformidad con el Addendum N° 5 al contrato BOOT de TRANSMANTARO.
- 7.2 El SUBCOMITE, para las instalaciones del SGT, ha propuesto el ajuste de Costo de Inversión, mediante el uso del índice "Finished Good Less Food and Energy" (WPSSOP3500) cuyo valor es preliminar y corresponde a setiembre de 2012, tal como se indica en la hoja "VNR-COyM-EXP" del archivo "TRANSMANTARO_TRM_Chilca-La Planicie-Zapallal (Marzo-12- Febrero-13).xls". Al respecto, el SUBCOMITE deberá reajustar el VNR considerando el índice final correspondiente, en conformidad con el Anexo 5 del Contrato de Concesión de TRANSMANTARO.

8. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

- 8.1 El SUBCOMITE, para las instalaciones del SPT, ha propuesto, el ajuste de los Costos de Operación y Mantenimiento (COyM), mediante el uso de un índice "Finished Good Less Food and Energy" (WPSSOP3500) cuyo valor es preliminar y corresponde a setiembre de 2012. Al respecto, el SUBCOMITÉ deberá reajustar el COyM considerando el índice final correspondiente, en conformidad con el Addendum N° 4 al contrato BOOT de TRANSMANTARO.
- 8.2 El SUBCOMITE, para las instalaciones del SGT, ha propuesto el ajuste de los Costos de Operación y Mantenimiento (COyM), mediante el uso



de un índice "Finished Good Less Food and Energy" (WPSSOP3500) cuyo valor es preliminar y corresponde a setiembre de 2012. Al respecto, el SUBCOMITE deberá reajustar el VNR considerando el índice final correspondiente, en conformidad con el Anexo 5 del Contrato de Concesión de TRANSMANTARO.

SAN GABAN

9. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO

- 9.1 El VNR propuesto se ha incrementado en 40,77% con respecto al vigente. Al respecto, se requiere que se expliquen en detalle las razones de dicho incremento.
- 9.2 Los costos de inversión empleados no corresponden a los módulos estándares aprobados por OSINERGMIN; por lo tanto, se requiere su revisión y modificación de acuerdo a los valores vigentes de dichos módulos.
- 9.3 De otro lado, no corresponde modificarse los costos de los componentes considerados para los módulos estándares vigentes, como por ejemplo, aranceles, tableros de protección, control y medida, etc.
- 9.4 No se aplican correctamente los módulos estándares, por ejemplo: en la subestación Azángaro se considera un módulo de obras civiles (OC-SIC1E138DB060DB-06) que corresponde a una subestación con 6 celdas de 138 kV, 2 transformadores de 138/60 kV y seis celdas de 60 kV, lo cual excede a la cantidad de equipos que debería considerarse para la subestación adaptada a la demanda. Al respecto, se requiere que se revise y se corrija la aplicación de módulos estándares.
- 9.5 No se ha considerado la totalidad de elementos en la valorización de la subestación Azángaro, por ejemplo no se ha incluido en la valorización el segundo transformador de 47,5 MVA con sus respectivas celdas. Es necesario que todos los elementos que integran una subestación sean considerados a fin de poder efectuar la prorrata correspondiente de los costos comunes y servicios auxiliares. Al respecto, se requiere que expliquen las razones por las cuales no se está considerando la totalidad de elementos que entraron y/o que están próximos a entrar en operación comercial desde la última actualización del VNR.
- 9.6 Se requiere que se presente el sustento del área de terreno y del costo unitario empleados, teniendo en cuenta que estos deben corresponder a dimensiones de subestaciones adaptadas a la demanda.

Cabe señalar que para obtener el área de terreno de las diferentes subestaciones, se emplea la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión, desde la cual es posible obtener las longitudes de los



terrenos necesarios para una subestación de potencia en función a los módulos de obras civiles generales.

- 9.7 Sin perjuicio de las observaciones anteriores, se ha detectado que no se ha presentado el sustento de los costos de inversión propuestos, por ejemplo:
- Los costos unitarios de suministros consignados en el Formulario I-403.
 - Los archivos de “valorización de módulos de celdas” se encuentran consignados sólo en valores, sin ninguna vinculación a cálculos que los sustenten. Por ejemplo: CE-023SIU3C1ESBAL, CE-023SIU3C1ESBCC, CE-023SIU3C1ESBLT, CE-023SIU3C1ESBTR, CE-138SIU2C1ESBRE, etc.
- 9.8 El archivo “Copia de resumen.xls” no puede abrirse para su lectura.

10. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

- 10.1 Los rubros que componen los Costos de Operación y Mantenimiento, experimentan incrementos mayores al 1000% respecto al vigente. La Tabla N° 7 muestra el resumen de las variaciones entre lo propuesto por SAN GABÁN y los costos vigentes. Al respecto, se requiere el sustento en detalle de las razones de dichas variaciones.

Tabla N° 7 Variación Costos de O&M

Rubro	Propuesta SAN GABAN	Vigente (1)	Variación (%)
OPERACIÓN	13 307	1 477	800,7%
Operación CC	8 514	671	1169,4%
Operación de Subestaciones	4 793	807	494,2%
MANTENIMIENTO	18 010	5 814	209,8%
Líneas de Transmisión	0	0	-
Subestaciones	11 502	4 848	137,2%
Mantenimiento CC y TEL	6 508	966	573,8%
GESTIÓN	23 250	11 310	105,6%
Personal	20 493	6 832	200,0%
No Personales	2 757	4 479	-38,4%
Costos No Personales sin Seguros	1 580	2 662	-40,7%
SEGUROS	3 374	1 817	85,8%
SEGURIDAD	2 727	1 500	81,8%
Sub Total COyM	62 247	20 101	209,7%
% COyM/VNR	6,34%	2,88%	120,0%

(1) Costos determinados y aprobados con la Resolución OSINERGMIN 057-2012-OS/CD



Del cuadro anterior, se puede apreciar que el porcentaje del COyM respecto al VNR propuesto por la empresa SAN GABAN resulta igual a 6,34% siendo el vigente 2,88%.

- 10.2 El porcentaje dedicado a transmisión considerado en la regulación del año 2012 para afectar a los costos de operación de centro de control, mantenimiento en telecomunicaciones y centro de control fue de 15,67%, sin embargo la empresa SAN GABAN está considerando el 100% de dicho costo. Al respecto, es necesario se explique en detalle las consideraciones realizadas o en su defecto corregir donde corresponda.
- 10.3 El costo de mantenimiento de subestaciones calculado en la hoja "resumen" del archivo "Formulario M-202.xls" referente al SPT considera un porcentaje de dedicación de 11,57%, sin embargo para el cálculo de operación de subestaciones (Formulario M-405") se utiliza un porcentaje de dedicación al SPT de 10,74%. Al respecto, es necesario que se explique la utilización de diferentes porcentajes de dedicación al SPT concerniente a la subestación Azángaro. Cabe indicar que, debido a esta variación, el costo de mantenimiento de subestaciones propuesto se ha incrementado en 137% respecto a la regulación del año 2012.
- 10.4 Los porcentajes considerados en la regulación del año 2012 respecto al tiempo de dedicación por actividad principal, son menores a los considerados por la empresa SAN GABAN como propuesta para la regulación 2012, ello debido al mismo criterio establecido en la propuesta de ETESELVA comentada en el numeral 4.9 del presente informe.

La Tabla N° 8 muestra las variaciones de los tiempos de dedicación considerados en la regulación del año 2012 y lo que propone la empresa SAN GABAN.

En dicho cuadro se puede observar las variaciones dadas. Al respecto, es necesario sustentar las consideraciones realizadas para determinar los costos de gestión del personal toda vez que debido a este cambio, dichos costos se han incrementado en un 632% respecto a la regulación tarifaria 2012.

Tabla N° 8 Tiempo de Dedicación por Actividad Principal

Regulación	Generación	Transmisión	
		Principal	Secundaria
Costos de personal: Dirección, Gerencias y Gestión Comunes			
FITA 2013	88,99%	0,37%	10,64%
FITA 2012	95,14%	0,10%	3,55%
Diferencia (%)	-6,46%	270,00%	199,72%
Costos de Personal: Gerencia de Operaciones			
FITA 2013		3,36%	96,64%
FITA 2012		0,09%	3,19%
Diferencia (%)		3633,33%	2929,47%



- 10.5 Los tiempo de dedicación por actividad principal (%) mostrados en la hoja "M-502" del archivo "gastos gestión_mod.xls", no están afectados por el 75% de acuerdo a la R.M. N° 197-94-EM/VME, denominada "Aprueban el Manual de Costos para Empresas de Concesionarias y/o Autorizadas". Al respecto, es necesario se explique el uso del 100% del tiempo de dedicación por la actividad de la transmisión sin tomar en cuenta la mencionada resolución ministerial.
- 10.6 El porcentaje utilizado para determinar el seguro correspondiente al rubro transmisión (Prima/Monto asegurado) no corresponde al promedio de mercado que según la evaluación en la regulación del año 2012 está en el orden de 0,246%. Al respecto, es necesario incluir la prima (%) basada en el promedio del mercado.
- 10.7 El factor del ITF determinado en la hoja "alternativas no personales" del archivo "gastos gestión_mod.xls" no ha sido afectado por el 70% según informe del tributarista; la empresa SAN GABAN ha considerado el 100% de dicho factor. Al respecto, es necesario se explique la utilización del 100% del factor de ITF o en su defecto corregir donde corresponda.
- 10.8 En el cálculo del ITF, desarrollado en la hoja "ITF" del archivo "COyM ANTAMINA-2013", no se ha actualizado el IGV que corresponde al 18% desde el año 2011. Al respecto, es necesario se explique las razones por las cuales se sigue considerando el factor "1,19" en dicho cálculo.

ANTAMINA

11. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO

- 11.1 No es posible verificar la fuente de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión utilizada en la valorización de las instalaciones de ANTAMINA. Al respecto, con la finalidad de permitir la trazabilidad de los archivos de valorización, se requiere que todos los archivos se presenten debidamente formulados y con su vinculación respectiva.
- 11.2 No se han actualizado los porcentajes de participación en el costo total de las celdas de línea en la SET Vizcarra que son compartidas por las empresas ANTAMINA y ETESELVA. Al respecto, es necesario actualizar dicha proporción, dado que las utilizadas corresponden al año 2011.
- 11.3 Para determinar los costos indirectos, se han aplicado los porcentajes de supervisión, gastos administrativos y financieros sólo a los componentes en moneda nacional y extranjera del costo básico del elemento. Al respecto, se requiere que expliquen las razones por las cuales no se aplica dichos porcentajes a los componentes aluminio y cobre, para las SET's Punta Lobitos y Yanacancha.



- 11.4 Para obtener el área de terreno de las diferentes subestaciones, no se ha empleado la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión desde la cual es posible obtener las longitudes de los terrenos en función a los módulos de obras civiles generales. Al respecto, se requiere que expliquen las razones por las cuales no se ha utilizado la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para dicho fin.
- 11.5 No se ha presentado el costo unitario de los terrenos (US\$/m²); el costo total de terreno indicado en las hojas de valorizaciones no tiene sustento alguno. Al respecto, se requiere mayor sustento en detalle sobre el costo unitario utilizado en la valorización de los terrenos de las subestaciones de potencia.

12. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

- 12.1 Los rubros que componen el COyM han experimentado incrementos de hasta 22 % respecto a los costos vigentes. Al respecto, se requiere que se expliquen las razones de estos incrementos.

Cuadro N° 4: Variación de COyM

Rubro	Propuesta ANTAMINA 2013	Vigente	Variación (%)
OPERACIÓN	1 000	984	1,67%
Operación CC	119	136	-12,46%
Operación de Subestaciones	881	848	3,94%
MANTENIMIENTO	6 996	7 020	-0,35%
Líneas de Transmisión	0	0	-
Subestaciones	6 824	6 824	0,00%
Mantenimiento CC y TEL	172	196	-12,46%
GESTIÓN	11 465	10 397	10,27%
Personal	7 885	7 025	12,24%
No Personales	3 581	3 372	6,18%
Costos No Personales sin Seguros	1 768	1 648	7,28%
SEGUROS	1 813	1 724	5,13%
SEGURIDAD	1 878	1 535	22,38%
Sub Total COyM	21 339	19 936	7,04%

Especial cuidado requiere el costo de gestión y seguridad donde se observan mayores diferencias.

- 12.2 Los costos unitarios de diversos recursos (Mano de Obra, Materiales, Maquinaria y Equipos), empleados para la determinación del COyM, que se consignan en la hoja "M-002" del archivo "COyM ANTAMINA-2013", se encuentran en valores. Al respecto, se solicita incluir el sustento de los mismos mediante revistas, boletín CAPECO, cotizaciones, etc. que validen los valores consignados.



- 12.3 Los inductores consignados en la hoja "Índices" del archivo "COyM ANTAMINA-2013", no se han actualizado, lo que está originando porcentajes errados en la participación del SPT de ANTAMINA en el cálculo del COyM. Al respecto, es necesario se actualice dicha hoja considerando la actualización del VNR determinado en la hoja "VNR-Total" del archivo "VNR ANTAMINA-2013" y corregir en donde corresponda.
- 12.4 En el cálculo del ITF, desarrollado en la hoja "ITF" del archivo "COyM ANTAMINA-2013", no se ha actualizado el IGV que corresponde al 18% desde el año 2011. Al respecto, es necesario se explique las razones por las cuales se sigue considerando el factor "1,19" en dicho cálculo.

Operación de Centros de Control

- 12.5 El análisis de costos unitarios de operación de centros de control desarrollado en la hoja "M-403" del archivo "COyM ANTAMINA-2013", se encuentra en valores lo que no permite verificar el sustento del haber mensual del operador de centro de control y el auxiliar técnico. Al respecto, es necesario se incluya el sustento de los mismos.
- 12.6 Los costos unitarios de operación de centros de control mostrados en la hoja "M-404-CC" del archivo "COyM ANTAMINA-2013", están siendo afectados por el factor "1,0539", el cual según indica ANTAMINA, corresponde a gastos mensuales. Al respecto, se solicita incluir el sustento de dicho factor o en su defecto corregir donde corresponda.

Operación de Subestaciones

- 12.7 Los costos unitarios de operación de subestaciones consignados en la hoja "M-401" del archivo "COyM ANTAMINA-2013", se encuentran en valores lo que no permite verificar el sustento de los precios unitarios de los recursos. Al respecto, es necesario se incluya el sustento de los mismos.
- 12.8 La frecuencia anual de operación programada y no programada mostrada en el cuadro de la hoja "AUXILIAR OP" del archivo "COyM ANTAMINA-2013" no presenta sustento alguno. Al respecto, es necesario se presente el sustento de dichos valores, considerando que los mismos deben coincidir con la frecuencia anual de operación programada y no programada utilizada para generar las actividades de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo.

Mantenimiento de Subestaciones

- 12.9 Los costos de mantenimiento de subestaciones consignados en la hoja "M-202-01" del archivo "COyM ANTAMINA-2013", se encuentran en valores lo que no permite verificar la trazabilidad de los mismos. Al respecto, se solicita incluir el sustento de dichos valores presentando el desarrollo de costos de cada una de las actividades.



Asimismo, es necesario que ANTAMINA revise las actividades de mantenimiento respecto a las frecuencias, alcances y metrados asociados a cada una de estas.

- 12.10 No se ha presentado el análisis de los costos unitarios referidos a cada una de las actividades de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo, tales como programa de termovisión, limpieza de aisladores, limpieza de canaletas, mantenimiento de tableros eléctricos, entre otros. Al respecto, es necesario se desarrolle y presente el análisis de los costos unitarios debidamente formulados y vinculados.

Mantenimiento de Centros de Control y Telecomunicaciones

- 12.11 Los costos de mantenimiento de centros de control y telecomunicaciones consignados en la hoja "M-303" del archivo "COyM ANTAMINA-2013", están multiplicados por el factor "1,1". Al respecto, se solicita incluir el sustento de dicho factor o en su defecto corregir donde corresponda.
- 12.12 Los costos unitarios de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo consignados en las hojas "M-301-01" y "M-302-01" del archivo "COyM ANTAMINA-2013", se encuentran en valores lo que no permite verificar la trazabilidad de los mismos. Al respecto, se solicita incluir el sustento de dichos valores presentando el desarrollo de costos de cada una de las actividades.

Gestión

- 12.13 No se han actualizado los costos de gestión de personal (remuneración mensual) consignados en la hoja "M-501" del archivo "COyM ANTAMINA-2013". Al respecto, es necesario se actualice dichos costos debidamente vinculados tomando como referencia el tipo de empresa.

ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE S.A.

13. COSTO DE INVERSIÓN

- 13.1 El SUBCOMITE ha propuesto el ajuste de Costo de Inversión, determinado por ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE S.A. (en adelante "ABENGOA" o "ATN"), mediante el uso del índice "Finished Good Less Food and Energy" (WPSSOP3500) cuyo valor es preliminar y corresponde a setiembre de 2012, tal como se indica en la hoja "Costo de Transmisión" del archivo "Calculos_ATN.xlsx". Al respecto, el SUBCOMITE deberá reajustar el VNR considerando el índice final correspondiente, en conformidad con el Anexo 5 del Contrato de Concesión de ABENGOA.



14. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

- 14.1 El SUBCOMITE ha propuesto el ajuste de los Costos de Operación y Mantenimiento (COyM), mediante el uso de un índice "Finished Good Less Food and Energy" (WPSSOP3500) cuyo valor es preliminar y corresponde a setiembre de 2012. Al respecto, el SUBCOMITÉ deberá reajustar el COyM considerando el índice final correspondiente, en conformidad con el Anexo 5 del Contrato de Concesión de ABENGOA.

LIQUIDACIÓN ANUAL DE CONTRATOS DE CONCESIÓN BOOT, RA Y SGT

15. LIQUIDACIONES

- 15.1 Red de Energía del Perú S.A. (REP) no ha adjuntado copia del Acta de Puesta en Operación Comercial de las instalaciones de su Ampliación N° 7, por lo que no se puede considerar la fecha que presenta en su propuesta (12 de enero de 2012).
- 15.2 Se observa que la propuesta de liquidación y de tarifas de REP es aún preliminar debido, entre otros factores, a que el índice de Finished Goods Less Food and Energy (WPSSOP3500) no es aún el definitivo, así como el tipo de cambio del dólar americano. Además, falta completar la información de facturación de los meses desde octubre 2012 a abril del 2013.
- 15.3 Se observa que la propuesta de liquidación y de tarifas de REDESUR es aún preliminar debido, entre otros factores, a que el índice de Finished Goods Less Food and Energy (WPSSOP3500) no es aún el definitivo, así como el tipo de cambio del dólar americano. Además, se requiere completar la información de facturación de los meses desde octubre 2012 a febrero 2013, en cuanto se disponga de la misma.
- 15.4 Se observa que la propuesta de liquidación y de tarifas de TRANSMANTARO es aún preliminar debido, entre otros factores, a que el índice de Finished Goods Less Food and Energy (WPSSOP3500) no es aún el definitivo, así como el tipo de cambio del dólar americano. Además, se requiere completar la información de facturación de los meses desde setiembre 2012 a febrero 2013, en cuanto se disponga de la misma.
- 15.5 Se observa que la propuesta de liquidación y de tarifas de ISA PERU es aún preliminar debido, entre otros factores, a que el índice de Finished Goods Less Food and Energy (WPSSOP3500) no es aún el definitivo, así como el tipo de cambio del dólar americano. Además, se requiere completar la información de facturación de los meses desde setiembre 2012 a febrero 2013, en cuanto se disponga de la misma.
- 15.6 Se observa que la propuesta de liquidación y de tarifas de ATN es aún preliminar debido, entre otros factores, a que el índice de Finished



Goods Less Food and Energy (WPSSOP3500) no es aún el definitivo, así como el tipo de cambio del dólar americano. Además, se requiere completar la información de facturación de los meses desde octubre 2012 a febrero 2013, en cuanto se disponga de la misma.

- 15.7 Se observa que no se incluye en la propuesta de Transmisora Eléctrica del Sur S.A., copia del oficio del Ministerio de Energía y Minas que aprobaría la ampliación de plazo para la puesta en operación comercial de su proyecto. Sin embargo, es del caso señalar que las modificaciones a las condiciones establecidas en Contratos de Concesión suscritos por el Estado, sólo pueden ser realizadas mediante Adendas a dichos contratos.
- 15.8 En general, complementariamente a lo señalado en los numerales anteriores, a fin de realizar el cálculo de liquidación anual de ingresos por el servicio de transmisión eléctrica, se requiere que los concesionarios presente copia de sus facturas, notas de crédito y débito emitidas y debidamente canceladas, correspondientes al periodo de liquidación, de acuerdo a lo señalado en los Procedimientos de Liquidación aprobados mediante Resoluciones OSINERGMIN N° 335-2004-OS/CD, N° 336-2004-OS/CD y N° 200-2010-OS/CD.

PEAJE POR CONEXIÓN

16. FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES

- 16.1 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.

17. INGRESO TARIFARIO

- 17.1 El Ingreso Tarifario IT propuesto por el SUBCOMITE se ha incrementado hasta en 1 139% con respecto al IT calculado en la Fijación Tarifaria de mayo de 2012. Al respecto, se requiere se explique en detalle las razones de los valores propuestos, dado que el IT por empresa se incrementa desde 40% hasta 2 614% conforme se muestra en la Tabla N° 9.

Tabla N° 9 Diferencias entre el IT Propuesto y el Vigente

Empresa	Propuesta SUBCOMITE	FITA 2012	Variación (%)
REP	3 016 341	679 325	344%
SAN GABÁN TRANSMISIÓN	0	0	
ETESELVA	1 288 697	176 842	629%
ANTAMINA	0	0	
REDESUR	25 437	18 175	40%



TRANSMANTARO	27 159 844	1 000 604	2614%
ABENGOA TRANSMISIÓN NORTE	6 816 744	1 989 180	243%
ISA	6 420 519	577 875	1011%
ABENGOA TRANSMISIÓN SUR	10 291 525		
TOTAL IT	55 019 107	4 442 002	1139%

- 17.2 Se deberá actualizar el Cuadro N° 3.5-1 (folio 025 del Estudio) conforme a la absolución de las observaciones efectuadas por OSINERGMIN en el presente documento. Asimismo, OSINERGMIN entiende que los valores de Ingreso Tarifario determinados tienen carácter preliminar.

18. PEAJES

- 18.1 En el Cuadro N° 3.6-1 (folio 026 del Estudio) se presenta el resumen del cálculo del peaje por conexión unitario para el periodo mayo 2013 - abril 2014. De acuerdo con las observaciones precedentes, se deberán recalcular estos valores en función de las modificaciones que se efectúen.

19. FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN

- 19.1 No se han presentado las fórmulas de actualización y sus índices, correspondientes a los Peajes de Conexión al Sistema Principal de Transmisión de cada una de las titulares. Al respecto, se requiere que se presenten dichas fórmulas e índices o se expliquen las razones de su ausencia.

20. CARGOS UNITARIOS ADICIONALES DE COMPENSACIÓN

El SUBCOMITÉ no ha presentado su propuesta de valores unitarios de los siguientes cargos:

- 20.1 Cargo Unitario por Generación Adicional: Correspondiente al Cargo Unitario por Generación Adicional, de acuerdo con lo dispuesto por el Procedimiento "Compensación por Generación Adicional", aprobado por Resolución OSINERGMIN N° 002-2009-OS/CD, en cumplimiento de los Decretos de Urgencia N° 037-2008 y N° 049-2011.
- 20.2 Cargo Unitario por Seguridad de Suministro: Correspondiente al Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro, de acuerdo con lo dispuesto por la norma "Compensación Adicional por Seguridad de Suministro", aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 651-2008-OS/CD y sus modificatorias.
- 20.3 Cargo Unitario por Costos Variables Adicionales respecto del Costo Marginal (CVOA-CMg): Correspondiente al Cargo Unitario por CVOA-CMg de acuerdo con lo dispuesto por la norma "Procedimientos para Compensación de los Costos Variables Adicionales y de los Retiros sin



Contrato", aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 001-2009-OS/CD y sus modificatorias, en cumplimiento de lo dispuesto por el Decreto de Urgencia N° 049-2008.

- 20.4 Cargo Unitario por Costos Variables Adicionales por Retiros sin Contrato (CVOA-RSC): Correspondiente al Cargo Unitario por CVOA-RSC de acuerdo con lo dispuesto por la norma "Procedimientos para Compensación de los Costos Variables Adicionales y de los Retiros sin Contrato", aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 001-2009-OS/CD y sus modificatorias, en cumplimiento de lo dispuesto por el Decreto de Urgencia N° 049-2008.
- 20.5 Cargo Unitario por Prima de Generación con Recursos Energéticos Renovables: Correspondiente al Cargo Unitario por Prima de Generación con Recursos Energéticos Renovables de acuerdo con lo dispuesto por la norma "Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables, aprobada por Resolución OSINERGMIN N° 001-2010-OS/CD y sus modificatorias, en cumplimiento de lo dispuesto en el Decreto Legislativo N° 1002 y el Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, aprobado con Decreto Supremo N° 012-2011-EM, que tienen por finalidad promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables.

Al respecto, se debe señalar que el SUBCOMITÉ deberá coordinar con el COES lo referente al cálculo de los Cargos Unitarios Adicionales de Compensación a fin de incluirlos en el Peaje por Conexión.

