



PERU

Presidencia
del Consejo de Ministros

Organismo Supervisor de la Inversión
en Energía y Minería - OSINERGMIN

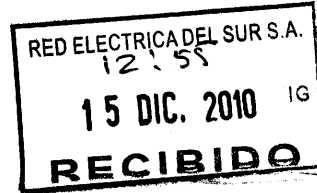
CARGO

"Año de la Consolidación Económica y Social del Perú"

Lima, 15 de diciembre de 2010

OFICIO N° 0840-2010-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 2011

Referencia : 1. Oficio s/n de fecha 12 de noviembre de 2010
2. D.0545-2010-GART

De mi mayor consideración:

Tengo al agrado de dirigirme a usted para hacerle llegar adjunto las observaciones de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGMIN al Estudio Técnico-Económico presentado por el Subcomité de Transmisores del COES-SINAC para la Fijación de Precios en Barra del período mayo 2011 – abril 2012.

A fin de cumplir con el cronograma establecido por OSINERGMIN para el desarrollo de la regulación tarifaria, agradeceremos se sirva alcanzarnos, a más tardar el 14 de enero de 2011, la respuesta a las observaciones que se formulan, tanto en forma impresa como en medio magnético, a fin de permitir su evaluación dentro de los límites de tiempo establecidos en las normas para el desarrollo del proceso. De esta manera los cálculos justificatorios que se realicen deberán venir acompañados de las respectivas planillas de cálculo, en medio óptico o magnético, que le permitan a OSINERGMIN efectuar la rápida evaluación de las mismas.

Atentamente,



V. Ormeño Salcedo
Víctor Ormeño Salcedo
Gerente

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria

Adjunto: Informe N° 0431-2010-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

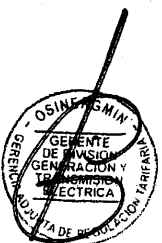
Of. 840
Luis Velasco



Osinergmin
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
GERENCIA ADJUNTA DE REGULACIÓN TARIFARIA
☒ AV. CANADA N° 1460 - SAN BORJA
☎ 224 0487 224 0488 - FAX 224 0491

Informe N° 0431-2010-GART

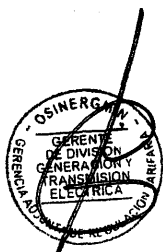
OBSERVACIONES AL ESTUDIO TECNICO ECONOMICO PRESENTADO POR EL SUBCOMITE DE TRANSMISORES DEL COES-SINAC PARA LA REGULACIÓN DE MAYO 2011



Lima, diciembre de 2010

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	8
	3. Liquidaciones	14
	ETSELVA	14
	4. Costos de Operación y Mantenimiento	14
	REDESUR	19
	5. Valor Nuevo de Reemplazo	19
	6. Costos de Operación y Mantenimiento	19
	7. Liquidaciones	19
	TRANSMANTARO	20
	8. Valor Nuevo de Reemplazo	20
	9. Costos de Operación y Mantenimiento	20
	10. Liquidaciones	20
	ISA PERU	21
	11. Liquidaciones	21
	SAN GABAN	21
	12. Costos de Operación y Mantenimiento	21
	ANTAMINA	25
	13. Valor Nuevo de Reemplazo	25
	14. Costos de Operación y Mantenimiento	25
	PEAJE POR CONEXIÓN	30
	15. Factores de Pérdidas Marginales	30



16. Ingreso Tarifario _____	30
17. Peajes _____	30
18. Fórmulas de Actualización _____	30
19. 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.

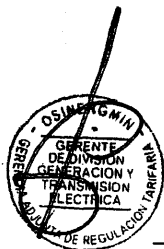
Por efecto de adecuarse a las referidas modificaciones del Artículo 51° de la LCE resultó necesario modificar el Procedimiento de Fijación de Tarifas en Barra, previsto en el Anexo A de la Resolución OSINERG N° 0001-2003-OS/CD, que aprueba la norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados",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

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

- 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.



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

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

Con fecha 12 de noviembre de 2010, 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 periodo mayo 2011 – abril 2012 (en adelante el "Estudio").

El presente documento contiene las Observaciones al Estudio efectuadas por OSINERGMIN, de conformidad con lo dispuesto por el Artículo 52° de la LCE²; por la norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", aprobada por Resolución OSINERG N° 0001-2003-OS/CD; y por el principio de transparencia establecido en la Ley N° 27332 – Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos –.

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

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

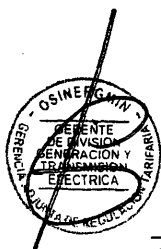
La respuesta a las observaciones que se formulan deberá ser remitida tanto en forma impresa como en medio magnético a fin de permitir su evaluación dentro de los límites de tiempo establecidos en las normas para el desarrollo del proceso³. De esta manera los cálculos justificatorios que se realicen deberán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

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

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

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

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



II. OBSERVACIONES AL ESTUDIO DEL 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 WPSO3500, liquidación anual, costos de módulos estándares de transmisión, entre otros, según el caso.

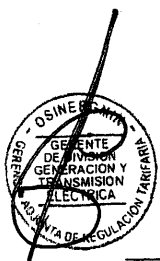
OBSERVACIONES GENERALES

– **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 (tipo de cambio, 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 11 SINAC T.xls", por un lado se utiliza un tipo de cambio de 2,798 S./US\$ que corresponde al 29 de octubre de 2010 y por otro se utiliza un tipo de cambio de 2,788 que corresponde al 30 de setiembre de 2010.

- **Actualización del salario básico**

El salario básico consignado en la hoja "M-507", corresponde a S/. 550,00 nuevos soles; sin embargo, de acuerdo al D.S. N° 011-2010-TR publicado el 11 de noviembre del presente año, dicho monto se incrementó en S/. 50,00 nuevos soles a los trabajadores sujetos al régimen laboral de la actividad privada. Al respecto, es necesario se revise y/o modifique según lo establecido en dicho decreto.

- **Inclusión de Instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión**

En el Estudio no se incluyen instalaciones de transmisión que forman parte del Sistema Garantizado de Transmisión y que se tiene previsto que ingresen antes de abril de 2012, como es el caso de los siguientes proyectos:

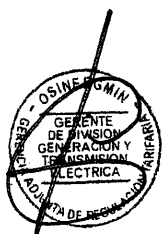
- LT 220 kV Paragsha – Carhuamayo
- LT 220 kV Carhuamayo - Conococha
- LT 220 kV Conococha – Huallanca
- LT 220 kV Huallanca – Cajamarca

Así mismo, el SUBCOMITE deberá solicitar información a las empresas transmisoras que no son integrantes del COES-SINAC, pero que vienen desarrollando proyectos de transmisión que se encuentran dentro del Plan de Transmisión y que han sido adjudicadas por PROINVERSION como instalaciones que pertenecen al Sistema Garantizado de Transmisión, con la finalidad de evaluar su inclusión o no en el presente proceso regulatorio.

RED DE ENERGÍA DEL PERÚ

1. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO

- 1.1 En los Informes N° 0151-2009-GART y N° 0127-2010-GART, que sustentan las Resoluciones OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD y OSINERGMIN N° 079-2010-OS/CD respectivamente, se fijaron los VNR de las instalaciones pertenecientes al SPT de REP, los que ascienden a US\$ 113 578 787 por lo que no corresponde su actualización hasta mayo 2013 y mayo 2014, respectivamente.



Sin embargo, para efectos de 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 para determinar los Costos de Operación y Mantenimiento, es necesario realizar las valorizaciones considerando la entrada en operación de los nuevos elementos que fueron aprobados dentro del actual Plan de Inversiones y los elementos que se originan producto de las ampliaciones de REP en el periodo de la presente regulación hasta abril 2012.

A modo de ejemplo se indica que, debido a la Ampliación N° 6 de REP que comprende el proyecto "Segundo circuito Línea de Transmisión 220 kV Chiclayo Oeste – Piura Oeste y Ampliación de las subestaciones asociadas", los porcentajes asociados al SST y al SPT se modifican al considerar dicho proyecto.

Al respecto, para determinar los Costos de Operación y Mantenimiento es necesario determinar los nuevos inductores considerando todos los proyectos cuya puesta en operación está prevista hasta abril 2012.

2. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

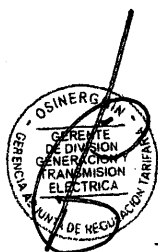
- 2.1. No se adjuntan todos los archivos a los cuales se hace el llamado y/o vinculación desde el archivo de cálculo del COyM (Anexo 8.1.xlsx) presentados como parte del Estudio, lo que no permite su trazabilidad. En el Cuadro N° 1 se muestra la relación de los archivos vinculados que no han sido incluidos en el Estudio.

Cuadro N° 1

Archivos vinculados no incluidos en el Estudio

Archivo	Archivos Vinculados	Estado
Anexo 8.1.xlsx	Costo Recurso Personal.xls	No se incluye
	COyM ETESELVA-2009.XLS	No se incluye
	MODULO DE MANTENIMIENTO LL.TT.xls	No se incluye
	MODULO DE MANTENIMIENTO DE TELECOMUNICACIONES.xls	No se incluye
	MODULO DE MANTENIMIENTO SS.EE.xls	No se incluye
	RECURSOS DE MANTENIMIENTO.XLS	No se incluye
	VNR-REP-2010 V-1.xlsx	No se incluye
	VNR-REP-2010.xls	No se incluye

- 2.2. Algunos rubros que componen el COyM experimentan incrementos superiores al 16% respecto a los considerados en la regulación vigente, los cuales no están debidamente sustentados. Asimismo, el rubro de "Personal", referente a costos de "Gestión", experimenta un incremento superior al 30%, cuando dicho costo, por economía de escala, debería



conservar los valores vigentes dado que las empresas Red de Energía del Perú S.A., Consorcio Transmántaro S.A. e Interconexión ISA Perú S.A. se encuentran bajo la misma administración. En el Cuadro N° 2 se muestra el resumen de las variaciones entre lo propuesto por REP y lo vigente, requiriéndose que se sustente en detalle las razones de dichas variaciones.

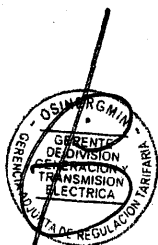
Cuadro N° 2

Variación del COyM

RUBRO	PROPUESTA REP 2011	VIGENTE (1)	VARIACIÓN (%)
OPERACIÓN	241 463	235 821	2,39%
Operación CC	56 240	54 926	2,39%
Operación de Subestaciones	185 224	180 895	2,39%
MANTENIMIENTO	1 543 980	1 319 787	16,99%
Líneas de Transmisión	1 146 556	938 212	22,21%
Subestaciones	317 819	303 064	4,87%
Mantenimiento CC y TEL	79 605	78 510	1,39%
GESTIÓN	2 357 127	1 987 631	18,59%
Personal	1 226 842	920 922	33,22%
No Personales	1 130 284	1 066 709	5,96%
Costos No Personales sin Seguros	815 819	752 244	8,45%
SEGUROS	314 465	314 465	0,00%
SEGURIDAD	153 198	141 072	8,60%
Sub Total COyM	4 295 768	3 684 311	16,60%

(1) Costos determinados y aprobados con la Resolución OSINERGMIN 079-2010-OS/CD.

- 2.3. 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 "Anexo 8.1", se encuentran en valores. Al respecto, se solicita incluir el sustento de los mismos.
- 2.4. Los costos unitarios de operación de centros de control y costos de operación de las subestaciones mostrados en las hojas "M-404-CC" y "M-405" del archivo "Anexo 8.1", están multiplicados por el factor "1,02392812", el cual no está debidamente sustentado. Al respecto, se solicita incluir el sustento de dicho factor o en su defecto corregir donde corresponda.

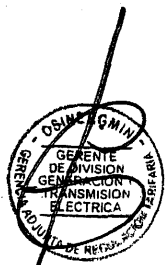


- 2.5. Para determinar los costos de Operación y Mantenimiento de Centro de Control y Mantenimiento en Telecomunicaciones, la empresa REP utiliza el porcentaje de 19,42 % como participación correspondiente al SPT; sin embargo, dicho porcentaje corresponde al VNR del año 2006, tal como se aprecia en la hoja "Datos" del Archivo "Anexo 8.1". Al respecto, es necesario explicar las razones por las cuales no se han considerado los nuevos inductores de asignación a la actividad de transmisión de REP.
- 2.6. Los costos de Mantenimiento en Líneas de Transmisión, Subestaciones y Centro del Control, mostrados en las hojas "M-102", "M-203" y "M-302-01", respectivamente, están multiplicados por el factor "1,02392812", el cual no está debidamente sustentado. Al respecto, se solicita incluir el sustento de dicho factor o en su defecto corregir donde corresponda.
- 2.7. En el Cuadro N° 3 se muestran en forma resumida las hojas del archivo "Anexo 8.1.xls" que presentan problemas, cuyos comentarios se muestran en la columna "Estado". Al respecto, se requiere que se limpien, enlacen y formulen cada una de las hojas. Asimismo, de existir información que no tiene vinculación alguna para obtener los resultados correspondientes a COyM, ésta debe ser eliminada a fin de realizar una revisión rápida y dar validez al archivo.

Cuadro N° 3

Hojas observadas que carecen de sustento

Nombre_Hoja	Título	Estado
M-003-LT-01, M-003-SE-01	ANÁLISIS DE COSTOS UNITARIOS DE LAS ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO LÍNEAS DE TRANSMISIÓN y SUBESTACIONES DE POTENCIA	Los precios unitarios de los recursos no tienen sustento por mostrarse solo en valores. Asimismo dichos precios no coinciden con los precios unitarios de los recursos indicados en la hoja "M-002".
M-004-LT-01	RESUMEN DE LAS ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO	La hoja se encuentra vacía sin valor alguno. Al respecto es necesario mostrar el resumen de las actividades de mantenimiento o en su defecto indicar el archivo u hoja donde se describe dicho rubro.
M-004-SSEE-01, M-004-SSEE, M-004-CC, M-004-TE	RESUMEN DE LAS ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES DE POTENCIA, CENTRO DE CONTROL y TELECOMUNICACIONES	Las actividades de mantenimiento no cuentan con el análisis de costos unitarios sustentado. Asimismo, dichos costos no se encuentran debidamente vinculados. Al respecto, es necesario limpiar las hojas e incluir los archivos que sustentan los costos.
M-101-LT, M-101-LT-01	MÓDULO DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	Los costos unitarios de cada actividad mostrados en la hoja "M-101-LT-01" carecen de sustento por presentarse solo en valores, asimismo los costos anuales de mantenimiento mostrados en dicha hoja no coinciden con los costos anuales mostrados en la hoja "M-101-LT". Al respecto, para evitar este tipo de errores es necesario presentar los archivos debidamente vinculados y conseguir una mejor trazabilidad de los mismos.



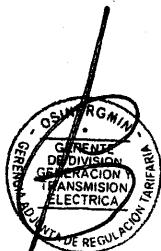
Nombre_Hoja	Título	Estado
M-201, M-201-01	MÓDULO DE MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE SUBESTACIONES	No se ejecuta la macro correspondiente. En efecto no hay forma de verificar la veracidad de los costos de las actividades de mantenimiento mostrados en la hoja "M-201-01" de los equipos que conforman las subestaciones de potencia. Al respecto, es necesario incluir todos los archivos y corregir donde corresponde para la ejecución de la macro.
M-202-01	MÓDULO DE MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE SUBESTACIONES	Los costos unitarios de cada actividad se presentan en valores al igual que toda la información presentada en dicha hoja. Al respecto es necesario limpiar el archivo manteniendo únicamente la información necesaria correctamente vinculada para dar validez al mismo.
M-302-01	MODULO DE MANTENIMIENTO DE CENTRO DE CONTROL DE EMPRESA MEDIANA	Los costos unitarios de cada actividad se presentan en valores imposibilitando realizar el seguimiento y la revisión del mismo. Al respecto es necesario se sustente dichos costos debidamente vinculados.
M-301, M-301-01	MÓDULO DE MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE TELECOMUNICACIONES	La hoja "M-301" presenta errores del tipo "#;DIV/0!", no pudiendo realizar la revisión y ejecutar la macro correspondiente en dicha hoja. Asimismo la costos unitarios de cada actividad mostrados en la hoja "M-301-01" se presentan en valores no pudiendo realizar la trazabilidad de la información y verificar si los resultados son correctos.

- 2.8. La hoja "M-501" del archivo "Anexo 8.1.xls" referida a los Costos de Gestión personal, presenta modificaciones respecto a los valores que se aprobaron con la regulación vigente, la fijación tarifaria 2010; en la mayoría de los casos se ha modificado el código del cargo de acuerdo con el cual se estima el haber mensual del puesto; asimismo, se ha modificado la cantidad de personal en algunos rubros tal como se muestra en el Cuadro N° 4. Al respecto, se requiere el sustento detallado de las modificaciones que originan en el Costo de Gestión Personal un incremento en 32,22% respecto al costo vigente.

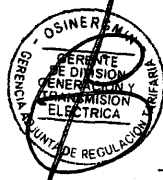
Cuadro N° 4

Diferencias número de personal - Formato M-501

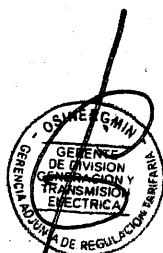
Propuesta (REP 2011)			Vigente (FITA 2010)			DIFERENCIAS
CODIGO	CARGO	N° PER	CODIGO	CARGO	N° PER	
24	Contralor	1	15	Contralor	1	Código
1	Abogado	3	1	Abogado	2	N° de Personal
42	Gerente de Administración y Finanzas	1	22	Gerente de Administración y Finanzas	1	Código
10	Jefe de Oficina de Estrategia y Calidad	1	37	Jefe de Oficina de Estrategia y Comercial	1	Código



Propuesta (REP 2011)			Vigente (FITA 2010)			DIFERENCIAS
CODIGO	CARGO	N° PER	CODIGO	CARGO	N° PER	
85	Coordinador de Estrategia y Calidad	1	2	Coordinador de Estrategia y Calidad	1	Código
10	Jefe de Oficina de Responsabilidad Social	1	37	Jefe de Oficina de Responsabilidad Social	1	Código
10	Jefe de Finanzas	1	37	Jefe de Finanzas	1	Código
85	Coordinador de Finanzas	1	2	Coordinador de Finanzas	1	Código
6	Especialista de seguros	1	2	Especialista de seguros	1	Código
10	Contador General	1	20	Contador	1	Código
6	Especialista Contable	3	13	Analista Contable	2	Código, Cargo y N° Personal
10	Jefe de Tesorería	1	85	Tesorero	1	Código y Cargo
16	Auxiliar administrativo	2	16	Auxiliar administrativo	1	N° de Personal
10	Jefe de Recursos Humanos	1	50	Jefe de Recursos Humanos	1	Código
6	Especialista en RRHH	4	13	Analistas	4	Código y Cargo
10	Jefe de Logística	1	53	Jefe de Logística	1	Código
85	Coordinador de Informática	1	33	Coordinador de Informática	1	Código
85	Coordinador de Almacén	1	6	Coordinador de Almacén	1	Código
42	Gerente de Operaciones	1	24	Gerente de Operaciones	1	Código
10	Jefe de Seguridad Integral y Medio Ambiente	1	52	Jefe de Seguridad Integral y Medio Ambiente	1	Código
69	Supervisor de Seguridad Integral y Medio Ambiente	3	69	Supervisor de Seguridad Integral y Medio Ambiente	2	N° de Personal
10	Jefe de Departamento	1	49	Jefe de Unidad	1	Código y Cargo
6	Especialista	4	34	Analista	3	Código, Cargo y N° Personal
6	Especialista	4	34	Analista	3	Código, Cargo y N° Personal
6	Especialista	1	34	Analista	1	Código y Cargo
10	Jefe de Departamento	1	41	Jefe de Centro de Control	2	Código, Cargo y N° Personal
85	Ing. Supervisor de Turno	8	32	Ing. Supervisor de Turno	8	Código
85	Ing. Supervisor de Transmisión y Despacho	6	32	Ing. Supervisor de Transmisión y Despacho	6	Código



Propuesta (REP 2011)			Vigente (FITA 2010)			DIFERENCIAS
CODIGO	CARGO	N° PER	CODIGO	CARGO	N° PER	
42	Gerente de Transmisión	1	29	Gerente de Transmisión	1	Código
10	Jefe de Unidad	1	44	Jefe de Unidad	1	Código
85	Coordinador de Mantenimiento LL.TT.	1	70	Supervisores de Mantenimiento LL.TT.	3	Código y N° Personal
85	Coordinador de Mantenimiento SS.EE.	1	71	Supervisores de Mantenimiento SS.EE.	4	Código y N° Personal
6	Supervisores de Mantenimiento de LL.TT. Y SS.EE.	8	71	Supervisores de Equipos Protección	2	Código, Cargo y N° Personal
79	Técnico Mantenimiento LL.TT.	4	79	Técnico Mantenimiento LL.TT.	3	N° de Personal
85	Coordinador de Mantenimiento LL.TT.	1	70	Supervisores de Mantenimiento LL.TT.	4	Código, Cargo y N° Personal
85	Coordinador de Mantenimiento SS.EE.	1	71	Supervisores de Mantenimiento SS.EE.	4	Código, Cargo y N° Personal
6	Supervisores de Mantenimiento de LL.TT. Y SS.EE.	8	71	Supervisores de Equipos Protección	2	Código, Cargo y N° Personal
10	Jefe de Unidad	1	44	Jefe de Unidad	1	Código
85	Coordinador de Mantenimiento LL.TT.	1	70	Supervisores de Mantenimiento LL.TT.	4	Código, Cargo y N° Personal
85	Coordinador de Mantenimiento SS.EE.	1	71	Supervisores de Mantenimiento SS.EE.	3	Código, Cargo y N° Personal
6	Supervisores de Mantenimiento de LL.TT. Y SS.EE.	8	71	Supervisores de Equipos Protección	2	Código, Cargo y N° Personal
80	Técnico Mantenimiento SS.EE.	4	80	Técnico Mantenimiento SS.EE.	3	N° de Personal
10	Jefe de Unidad	1	44	Jefe de Unidad	1	Código
85	Coordinador de Mantenimiento LL.TT.	1	70	Supervisores de Mantenimiento LL.TT.	3	Código, Cargo y N° Personal
85	Coordinador de Mantenimiento SS.EE.	1	71	Supervisores de Mantenimiento SS.EE.	3	Código, Cargo y N° Personal
6	Supervisores de Mantenimiento de LL.TT. Y SS.EE.	8	71	Supervisores de Equipos Protección	2	Código, Cargo y N° Personal
79	Técnico Mantenimiento LL.TT.	4	79	Técnico Mantenimiento LL.TT.	3	N° de Personal
80	Técnico Mantenimiento SS.EE.	4	80	Técnico Mantenimiento SS.EE.	3	N° de Personal
10	Jefe de Departamento	1	44	Jefe de Departamento	1	Código



- 2.9. En la hoja "M-504" del archivo "Anexo 8.1.xls", todos los conceptos de los Costos de Gestión no Personales (en nuevos soles) presentan valores que no están debidamente sustentados; asimismo, en el concepto "Otros Tributos" se está sumando internamente el valor "26360,72844" el cual no se encuentra sustentado. Al respecto, se solicita incluir el sustento de dichos valores y/o se indique la forma como se determinan estos.

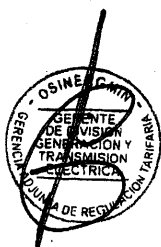
3. LIQUIDACIONES

- 3.1 Se requiere presentar copia de las facturaciones mensuales debidamente canceladas de la empresa REP, para sustentar el cálculo de Liquidación Anual de marzo 2010 – febrero 2011, presentado en el cuadro del numeral 5.1.1 del Anexo A1 de la propuesta tarifaria del SUBCOMITÉ. Asimismo, en el cálculo del Peaje por Conexión y el Peaje Unitario por Conexión al SPT, el SUBCOMITÉ deberá emplear los valores de la Liquidación Anual que resulten de la aplicación del Procedimiento para la Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del Contrato de Concesión Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN – ETESUR, aprobado por Resolución OSINERG N° 336-2004-OS/CD. Además, se deberán tener en cuenta las modificaciones al contrato de acuerdo a las minutas suscritas el 31 de marzo y 26 de julio de 2006.
- 3.2 El SUBCOMITÉ no ha presentado el sustento que respalde la Remuneración Anual por Ampliaciones (RAA) mostrada en su propuesta. Se solicita presentar la información que sustente los montos de inversión, costos de operación y mantenimiento, así como, las fechas de entrada en operación comercial de las instalaciones involucradas en la Ampliación N° 5, Ampliación N° 6, Ampliación N° 7 y Ampliación N° 8 para la determinación de la RAA.

ETESSELVA

4. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

- 4.1. Los rubros que componen los Costos de Operación y Mantenimiento, experimentan incrementos mayores al 70% respecto a los costos determinados en la fijación tarifaria 2010. El Cuadro N° 5 muestra el resumen de las variaciones entre lo propuesto por ETESSELVA y los costos vigentes. Al respecto, se requiere el sustento en detalle de las razones de dichas variaciones.



Cuadro N° 5
Variación Costos de O&M

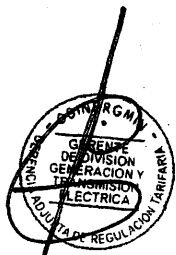
Rubro	Propuesta ETESELVA 2011	Vigente FITA 2010 (1)	Variación (%)
OPERACIÓN	120 368	80 573	49,39%
Operación CC	44 367	39 757	11,59%
Operación de Subestaciones	76 002	40 816	86,21%
MANTENIMIENTO	270 465	184 821	46,34%
Líneas de Transmisión	133 283	90 453	47,35%
Subestaciones	75 164	40 319	86,42%
Mantenimiento CC y TEL	62 018	54 050	14,74%
GESTIÓN	603 728	340 513	77,30%
Personal	362 104	185 323	95,39%
No Personales	241 624	155 190	55,70%
Costos No Personales sin Seguros	174 428	101 784	71,37%
SEGUROS	67 196	53 406	25,82%
SEGURIDAD	33 190	28 458	16,63%
Sub Total COyM	1 027 751	634 365	62,01%
% COyM/VNR	5,26%	3,25%	62,01%

(1) Costos determinados y aprobados con la Resolución OSINERGMIN 079-2010-OS/CD.

En el cuadro se puede apreciar que el porcentaje del COyM respecto al VNR propuesto por ETESELVA resulta igual a 5,26% siendo el vigente 3,25%.

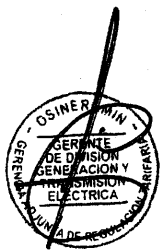
- 4.2. La hoja "REPARTO" del archivo "Formulario "M-202.xls", se muestra sólo en valores, lo que imposibilita la trazabilidad y la verificación de la actualización de la información. Además, los costos mostrados en dicha hoja no coinciden con la valorización efectuada en la regulación del año 2010 para efectos de determinar los inductores; de igual forma el VNR de cada elemento valorizado en cada SET no coincide con la regulación del año 2009; y por tanto los porcentajes de asignación correspondientes al SPT no son los correctos. Al respecto, es necesario que se realicen las vinculaciones respectivas con la finalidad de no cometer errores involuntarios en la actualización de costos y corregir en todas las hojas y/o archivos que se encuentran afectas por éste.

- 4.3. Los Costos de Mantenimiento de Telecomunicaciones y Centros de Control mostrados en la hoja "M-405" del archivo "Formulario M-401.xls" presentan costos diferentes a los mostrados en la hoja "Asignación" del



archivo "Formulario M-303.xls". Al respecto, es necesario se expliquen en detalle las razones por las cuales se está considerando costos diferentes o en su defecto corregir donde corresponda.

- 4.4. Para determinar el costo de mantenimiento de la línea de transmisión 220 kV Vizcarra – Paramonga Nueva, la empresa ETESELVA solo ha considerado dos tramos de línea como longitud total del mismo, cuando para esta línea, según la revisión en la fijación tarifaria 2009, se determinó cuatro tramos. Al respecto, es necesario se explique en detalle la partición de tramos utilizados para la determinar los costos de mantenimiento, toda vez que dichos costos varían en función al módulo aplicado por cada tramo.
- 4.5. Se han modificado las actividades de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo consideradas para las líneas de transmisión en la fijación tarifaria 2011. Dichas modificaciones incrementaron los costos de mantenimiento en 81% respecto al costo fijado en la regulación 2010. Al respecto, es necesario que se revise dichas actividades y se sustente en detalle cada una de las mismas.
- 4.6. 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, 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 equipos y herramientas de la partida "Inspección Minuciosa" en la costa se considera hacha y machete al igual que para la selva; en diferentes partidas se considera además del teléfono celular satelital un radio portátil; en el rubro de mantenimiento de faja de servidumbre se considera 16H/M en motosierra para las tres zonas, cuando en la costa, y sierra, el uso de dicha herramienta debe ser menor que en la selva, por la diferencia en la presencia de vegetación existente entre ellas; el rendimiento considerado para mantenimiento de faja de servidumbre en sierra y selva 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 y mucho mayor que en la selva; el rendimiento utilizado para la costa en la partida mantenimiento de las trochas carrozables debe ser mayor que en la sierra y mucho mayor que en la selva; etc. 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.
- 4.7. Los costos de mantenimiento de subestaciones (Archivos Formulario M-201.xls y Formulario M-202.xls) no están considerando los porcentajes correspondientes al uso común del elemento entre diferentes titulares. Asimismo, no se está realizando un reparto adecuado de los costos comunes entre todos los elementos pertenecientes a la SET. A modo de ejemplo se tiene que en la SET Vizcarra la celda de línea a Paramonga Nueva, cuyos titulares son ANTAMINA y ETESELVA en la proporción de 80 y 20% respectivamente, se está considerando el 100% del costo total a favor de ETESELVA, por otro lado los costos comunes se han repartido únicamente entre dos elementos de la SET

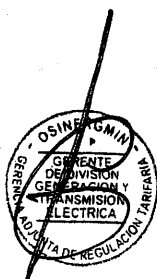


Vizcarra (Celda de línea Tingo María y Celda de línea a Paramonga Nueva) cuando deberían prorratearse entre todos los elementos que conforman la subestación. Al respecto, es necesario se explique la forma de cálculo para determinar los costos de mantenimiento en las subestaciones Paramonga Nueva, Vizcarra y Tingo María debido a que por estas inconsistencias los costos se han incrementado en 80,51%, 724,83% y 59,03% respectivamente.

- 4.8. 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 la partida mantenimiento electromecánico del transformador de potencia cuyo rendimiento es de 1Trafo/día, se considera 4 H/M de camioneta 4x4 doble cabina, sin embargo en la partida pruebas al transformador de potencia se considera 8 H/M aún cuando ambas partidas tienen el mismo rendimiento; en la partida limpieza de vegetación del patio de llaves se tienen los mismos rendimientos (1SET/día) para la costa sierra y selva, sin embargo en la costa el rendimiento debería ser mayor que en la sierra y mucho mayor que en la selva. 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.

- 4.9. Los tiempo 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 y 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 2010, 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 5,6% de ingresos respecto al total (negocios de transmisión, generación y planta de gas) y para el negocio que le genera el 56,45% 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.

El Cuadro N° 6, muestra las variaciones de los tiempos de dedicación considerados en la regulación del año 2010 y lo que propone la empresa ETESELVA.

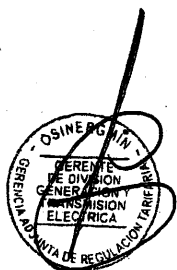
Cuadro N° 6

Tiempo de Dedicación por Actividad Principal

Regulación	Generación	Transmisión	
		Principal	Secundaria
Costos de personal: Dirección, Gerencias y Gestión Comunes			
FITA 2011	34,25%	12,11%	18,49%
FITA 2010	37,94%	1,70%	2,50%
Diferencia (%)	-9,7%	611,6%	638,2%
Costos de Personal: Áreas Operativas			
FITA 2011		39,58%	60,42%
FITA 2010		12,11%	17,83%
Diferencia (%)		226,7%	238,9%

Como se puede observar en el cuadro anterior, se tiene diferencias de hasta 600% debido a las consideraciones adoptadas por la empresa ETESELVA.

- 4.10. 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.
- 4.11. Según la póliza multiriesgo N° 1301-515503 adjuntada en el anexo 3 del informe presentado por el COES, se muestra como monto asegurado US\$ 246 587 500 dólares y no US\$ 246 588 000 dólares tal como se indica en la hoja "SEGUROS" del archivo "gastos gestión_mod.xls". Asimismo, 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 2010 está en el orden de 0,247%. Al respecto, es necesario, primero corregir el monto asegurado y segundo incluir la prima (%) basada en el promedio del mercado.



- 4.12. El cuadro de remuneraciones básicas mostrado en la hoja "PROMEDIO ESTUD_Dólar" del archivo "gastos gestión_mod.xls" se encuentra a enero 2010. Al respecto, es necesario que se actualicen dichos costos con la última información disponible.
- 4.13. 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.

REDESUR

5. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO

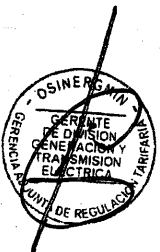
- 5.1. El VNR (VNR1 y VNR2) de REDESUR se ha actualizado empleando valores preliminares de índice "Finished Good Less Food and Energy" (WPSSOP3500) del mes de setiembre de 2010. Al respecto, es importante señalar que este valor deberá actualizarse con el último valor disponible correspondiente a marzo de 2011, 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\$ 2 477 287 que propone REDESUR para la regulación de sus instalaciones, ha sido actualizado utilizando un valor de IPP de 174,70, valor preliminar que corresponde al mes de setiembre de 2010. Al respecto, es importante señalar que este valor deberá ser finalmente actualizado con el último valor disponible correspondiente a marzo del 2011.

7. LIQUIDACIONES

- 7.1. En el cálculo del Peaje por Conexión y Peaje Unitario por conexión al SPT, la propuesta del SUBCOMITÉ para REDESUR ha empleado valores provisionales de facturación y demanda para los meses de octubre de 2010 a febrero de 2011; sin embargo, para efectuar la liquidación anual de ingresos se requiere de la información correspondiente al periodo marzo de 2010 a febrero de 2011, según lo establecido en 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 (En adelante "Procedimiento de Liquidación BOOT").
- 7.2. Con la finalidad de sustentar su propuesta de liquidación anual de ingresos del Sistema Principal de Transmisión de REDESUR (Anexo C



- del Estudio), el SUBCOMITE deberá presentar la información señalada en los numerales 6.1 y 6.2 del Procedimiento de Liquidación BOOT.
- 7.3 El SUBCOMITE deberá suministrar información de ingresos mensuales y facturaciones correspondientes a los SST de Puno y Tacna, de acuerdo a lo señalado en los numerales 6.1 y 6.2 del Procedimiento de Liquidación BOOT.

TRANSMANTARO

8. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO

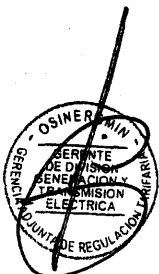
- 8.1 En la regulación del año 2010, la empresa TRANSMANTARO ha considerado la entrada en operación comercial de la Ampliación N° 8 (Adenda 8) referida al reforzamiento de la línea de transmisión en 220 kV Mantaro – Socabaya, en la fecha 11 de abril 2011, sin embargo en la propuesta actual se está considerando la fecha 11 de julio 2011. Al respecto, es necesario que se expliquen las consideraciones tomadas en cuenta para la entrada en operación de dicha ampliación.
- 8.2 El SUBCOMITE 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 2010, tal como se indica en la hoja "VNR-COyM-EXP" del archivo "TRANSMANTARO_TRM (Marzo-10- Febrero-11).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.

9. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

- 6.2. 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 del 2010, tal como se aprecia en la página 19 del Anexo A4 del Estudio. 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.

10. LIQUIDACIONES

- 10.1. En el cálculo del Peaje por Conexión y Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión, la propuesta del SUBCOMITÉ para TRANSMANTARO, ha empleado valores provisionales de facturación y demanda para los meses de octubre de 2010 a febrero de 2011; sin embargo, para efectuar la liquidación anual de ingresos se requiere de la información correspondiente al periodo marzo de 2010 a febrero de 2011, según lo establecido en el Procedimiento de Liquidación BOOT.



- 10.2. Con la finalidad de sustentar su propuesta de liquidación anual de ingresos del Sistema Principal de Transmisión de TRANSMANTARO (Anexo D del Estudio), el SUBCOMITE deberá presentar la información señalada en los numerales 6.1 y 6.2 del Procedimiento de Liquidación BOOT.
- 10.3. Para el caso de las instalaciones del Sistema Garantizado de TRANSMANTARO, el SUBCOMITÉ deberá remitir la información que sustente los montos de inversión y fechas de ingreso en operación previstas en los contratos de concesión correspondientes (incluyendo Adendas modificatorias si fuera el caso).

ISA PERU

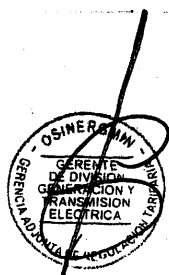
11. LIQUIDACIONES

- 11.1. El SUBCOMITE en el cálculo del Peaje por Conexión y Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión de la empresa Interconexión Eléctrica ISA PERU, ha empleado valores provisionales de facturación y demanda para los meses de octubre de 2010 a febrero de 2011; sin embargo, para efectuar la liquidación anual de ingresos se requiere de la información correspondiente al periodo marzo de 2010 a febrero de 2011, según lo establecido en el Procedimiento de Liquidación BOOT.
- 11.2. Con la finalidad de sustentar su propuesta de liquidación anual de ingresos del Sistema Principal de Transmisión de ISA PERU (Anexo E del Estudio), el SUBCOMITE deberá presentar la información señalada en los numerales 6.1 y 6.2 del Procedimiento de Liquidación BOOT.
- 11.3. El SUBCOMITE deberá suministrar información de ingresos mensuales y facturaciones correspondientes a los SST de Aguaytía - Pucallpa, de acuerdo a lo señalado en los numerales 6.1 y 6.2 del Procedimiento de Liquidación BOOT.

SAN GABAN

12. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

- 12.1. Los rubros que componen los costos de Operación y Mantenimiento, experimentan incrementos mayores al 1000% respecto al vigente. El Cuadro 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.



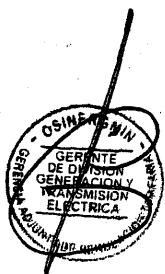
Cuadro N° 7
Variación Costos de O&M.

Rubro	Propuesta SAN GABAN 2011	Vigente FITA 2010 (1)	Variación (%)
OPERACIÓN	13 835	1 383	900,37%
Operación CC	8 582	654	1212,13%
Operación de Subestaciones	5 253	729	620,65%
MANTENIMIENTO	15 734	5 348	194,23%
Líneas de Transmisión	0	0	
Subestaciones	8 993	4 458	101,71%
Mantenimiento CC y TEL	6 741	889	658,12%
GESTIÓN	32 394	11 473	182,36%
Personal	24 415	6 817	258,15%
No Personales	7 979	4 656	71,39%
Costos No Personales sin Seguros	5 790	2 736	111,62%
SEGUROS	2 189	1 920	14,04%
SEGURIDAD	2 553	2 179	17,19%
Sub Total COyM	64 516	20 382	216,54%
VNR	697 285	697 285	0,00%
% COyM/VNR	9,25%	2,92%	15,89%

(1) Costos determinados y aprobados con la Resolución OSINERGMIN 079-2010-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 9,25% siendo el vigente 2,92%.

- 12.2. Los costos del VNR mostrados en la hoja "M-202" del archivo "Formulario "M-202.xls" y que se reflejan en la hoja "ResumenSE" del archivo "Formulario M-401.xls", se muestran sólo en valores, lo que imposibilita la trazabilidad y la verificación de la actualización de la información. Asimismo, dichos costos no coinciden con la valorización efectuada en la regulación del año 2010 para efecto de determinar los inductores; de igual forma, el VNR de cada elemento valorizado en cada SET no coincide con la regulación del año 2009; y por tanto los porcentajes de asignación correspondientes al SPT no son los correctos. Al respecto, es necesario que se realicen las vinculaciones respectivas con la finalidad de no cometer errores involuntarios en la



actualización de costos y corregir en todas las hojas y/o archivos que se encuentran afectas por éste.

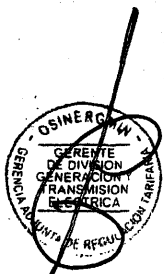
- 12.3. El porcentaje dedicado a transmisión considerado en la regulación del año 2010 para afectar a los costos de operación de centro de control, mantenimiento en telecomunicaciones y centro de control fue de 12,887%, sin embargo la empresa SAN GABAN está considerando el 100% de dicho costo. Al respecto, es necesario se explique en detalle las consideraciones realizadas o en su defecto corregir donde corresponda.
- 12.4. 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 24,13%, sin embargo para el cálculo de operación de subestaciones se utiliza un porcentaje de dedicación al SPT de 11,77%. Al respecto, es necesario que se explique la utilización de diferentes porcentajes de dedicación al SPT concerniente a la subestación Azángaro; asimismo, es necesario vincular el porcentaje determinado en la hoja "resumen" para no cometer errores de este tipo.

Cabe indicar que, debido a esta variación, el costo de mantenimiento de subestaciones se ha incrementado en 102% respecto a la regulación del año 2010.

- 12.5. Los porcentajes considerados en la regulación del año 2010 respecto al tiempo de dedicación por actividad principal, son menores a los considerados por la empresa SAN GABAN como propuesta para la regulación 2011, ello debido al mismo criterio establecido en la propuesta de ETESELVA comentada en el numeral 4.9 del presente informe.

El Cuadro N° 8, muestra las variaciones de los tiempos de dedicación considerados en la regulación del año 2010 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 755% respecto a la regulación tarifaria 2010.

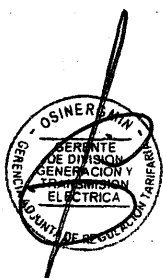


Cuadro N° 8

Tiempo de Dedicación por Actividad Principal

Regulación	Generación	Transmisión	
		Principal	Secundaria
Costos de personal: Dirección, Gerencias y Gestión Comunes			
FITA 2011	89,15%	0,48%	10,36%
FITA 2010	97,79%	0,06%	1,60%
Diferencia (%)	-8,8%	755,7%	548,2%
Costos de Personal: Áreas Operativas			
FITA 2011		4,45%	95,55%
FITA 2010		0,11%	3,06%
Diferencia (%)		4019,5%	3020,4%

- 12.6. 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.
- 12.7. 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 2010 está en el orden de 0,247%. Al respecto, es necesario que se explique las consideraciones adoptadas para el cálculo del rubro "SEGURO" o en su defecto incluir la prima (%) basada en el promedio del mercado.
- 12.8. El cuadro de remuneraciones básicas mostrado en la hoja "PROMEDIO ESTUD_Dólar" del archivo "gastos gestión_mod.xls" se encuentra a enero 2008 al igual que el tipo de cambio utilizado en dicha hoja. Al respecto, es necesario se actualicen dichos valores con la última información disponible.
- 12.9. 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.



- 12.10. En el análisis de costos unitarios para las actividades de mantenimiento en las subestaciones de potencia, la cantidad de los recursos empleados así como el rendimiento de las actividades, utilizados por la empresa SAN GABAN, no coinciden con el análisis de costos unitarios realizado por la empresa ETESELVA. A modo de ejemplo se menciona que, las partidas tales como limpieza manual de aisladores, mantenimiento electromecánico de seccionadores y medición de puesta a tierra, tienen diferentes cantidades en recursos, diferentes rendimientos y, en efecto, diferentes costos. Al respecto, es necesario que el SUBCOMITE revise dicho análisis con la finalidad de uniformizar los informes toda vez que la empresa ETESELVA y la empresa SAN GABAN utilizan los mismos formatos y archivos para determinar el COyM.

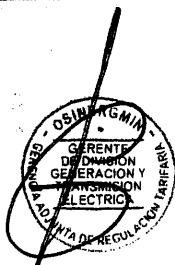
ANTAMINA

13. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO

- 13.1. En el Informe N° 0151-2009-GART, que sustenta la Resolución OSINERGMIN N° 053-2009-OS/CD, se establece que el VNR de las instalaciones del SPT de ANTAMINA, asciende a US \$ 656 170; asimismo, según lo establecido en el Artículo 77 de la LCE, la actualización del VNR se realizará cada 4 años por lo que correspondería ésta al año 2013; sin embargo, la empresa ANTAMINA ha considerado un VNR que no corresponde al aprobado en la regulación del año 2009 para determinar el porcentaje del COyM. Por otro lado, cabe mencionar que la actualización del VNR en la regulación del año 2010 (valorización con los módulos estándares vigentes) se ha realizado únicamente para determinar los inductores, es decir los porcentajes de participación del SPT y SST en el VNR total.

14. COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

- 14.1. Los rubros que componen los Costos de Operación y Mantenimiento han experimentado incrementos de hasta 22 % respecto a la regulación del año 2010. Al respecto, se requiere que se expliquen las razones de este incremento, especialmente en los costos de operación, mantenimiento y gestión de personal.



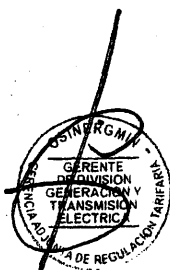
Cuadro N° 9

Variación Costos de O&M

Rubro	Propuesta ANTAMINA 2011	Vigente FITA 2010 (1)	Variación (%)
OPERACIÓN	1,221	1 003	21,78%
Operación CC	195	165	18,12%
Operación de Subestaciones	1,026	838	22,50%
MANTENIMIENTO	7,701	6 441	19,56%
Líneas de Transmisión	0	0	-
Subestaciones	7,513	6 260	20,00%
Mantenimiento CC y TEL	189	181	4,25%
GESTIÓN	11,401	10 015	13,84%
Personal	7,699	6 469	19,02%
No Personales	3,702	3 546	4,40%
Costos No Personales sin Seguros	1,755	1 726	1,68%
SEGUROS	1,947	1 820	6,99%
SEGURIDAD	1,609	1 481	8,60%
Sub Total COyM	21,932	18 940	15,80%
VNR	703,220	656 170	7,17%
% COyM/VNR	3,12%	2,89%	8,05%

(1) Costos determinados y aprobados con la Resolución OSINERGMIN 079-2010-OS/CD.

- 14.2. No se adjuntan todos los archivos a los cuales se hace el llamado y/o vinculación desde el archivo de cálculo del COyM "Anexo 9.1.xlsx", presentados como parte del Estudio, lo que no permite su trazabilidad. Dicha relación se muestra en el Cuadro N° 10.



Cuadro N° 10

Archivos vinculados no incluidos en el Estudio

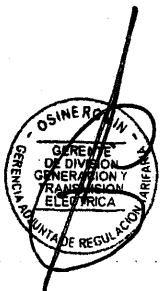
Archivo	Archivos Vinculados	Estado
Anexo 0.1.xlsx	Costo Recurso Personal.xls	No se incluye
	MODULO DE MANTENIMIENTO LL.TT.xls	No se incluye
	MODULO DE MANTENIMIENTO DE CENTRO DE CONTROL.xls	No se incluye
	MODULO DE MANTENIMIENTO DE TELECOMUNICACIONES.xls	No se incluye
	RECURSOS DE MANTENIMIENTO SS.EE.XLS	No se incluye
	RECURSOS DE MANTENIMIENTO.XLS	No se incluye
	REPORTE MINERIA COBRE 2006.xls	No se incluye
	RESUMEN MODULOS ESTANDAR.XLS	No se incluye
	VNR ANTAMINA-2009-osinergmin.xls	No se incluye

14.3. No se presenta la fuente de los precios unitarios de los recursos (Mano de Obra, Materiales, Maquinaria y Equipos) empleados para la determinación del COyM que se consignan en la hoja "M-002" del archivo "Anexo 9.1". Al respecto, se solicita incluir el sustento de los mismos.

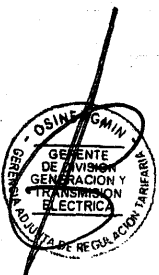
14.4. El porcentaje de participación de la empresa ANTAMINA en la SET Vizcarra determinado en la hoja "Índices" del archivo "Anexo 9.1.xlsx", no contempla el VNR que corresponde a la empresa ISA y el VNR que corresponde a la Minera Santa Luisa, resultando así un porcentaje mayor de participación. En el Cuadros N° 11 se muestran los valores consignados por ANTAMINA y los valores que deberían contemplarse para obtener el porcentaje correcto. Al respecto, es necesario que se explique por qué no se ha contemplado el VNR de las empresas ISA y la minera Santa Luisa para el cálculo de la participación en la SET Vizcarra, o en su defecto corregir donde corresponda.

Cuadro N° 11

EMPRESA	SEGÚN ANTAMINA		OSINERGMIN	
	VNR	% PARTICIPACION	VNR	% PARTICIPACION
ANTAMINA	8 204 908	88,80%	8 204 908	76,58%
ETESSELVA	1 034 480	11,20%	792 547	7,40%
ISA	-	0,00%	858 658	8,01%
SANTA LUISA	-	0,00%	858 658	8,01%
TOTAL	9 239 389	100,00%	10 714 772	100,00%



- 14.5. El porcentaje dedicado al SPT determinado por la empresa ANTAMINA en la hoja "Seguridad" del archivo "Anexo 9.1.xlsx" cuyo valor es de 8,58%, por un lado no contempla el VNR de la empresa ISA y por otro, se está asignando el 100% del VNR correspondiente a la celda de línea a Tingo María a la empresa ETESELVA cuando este tiene únicamente el 72%; al no incluir el 28% del VNR a favor de ANTAMINA, el VNR total asignado a la empresa disminuye, incrementando de esta manera la participación al SPT. Al respecto, es necesario que se explique el cálculo realizado para determinar el porcentaje dedicado al SPT, o en su defecto corregir donde corresponda y en todos los rubros que se encuentren afectados por estos porcentajes.
- 14.6. Los costos unitarios de las actividades de operación de subestaciones mostrados en la hoja "M-402" del archivo "Anexo 9.1.xlsx", están siendo afectados en la formulación por un factor "1,225" que no tiene sustento incrementando su costo real. Por otro lado, en el análisis de costos unitarios de operación de centros de control mostrada en la hoja "M-403-01" del mismo archivo se ha incrementado la cantidad de operadores de 5 a 6 incrementando el costo en 18%.
- Dichos cambios se manifiestan en los incrementos de los costos de operación del centro de control y subestaciones en 18,12% y 22,50%, respectivamente. Al respecto, es necesario que se revise y sustente cada uno de los cambios realizados o en su defecto corregir donde corresponda.
- 14.7. Los costos anuales determinados para el mantenimiento de centro de control y telecomunicaciones en las hojas "M-302-01" y "M-301-01", respectivamente, se muestran en valores y sin formulación, lo que imposibilita realizar el seguimiento y la trazabilidad de los mismos. Al respecto, es necesario que se realicen las vinculaciones y formulaciones respectivas.
- 14.8. En el Cuadro N° 12 se muestran en forma resumida las hojas del archivo "Anexo 9.1.xls" que presentan problemas, cuyos comentarios se muestran en la columna "Estado". Al respecto, se requiere: que se limpien, enlacen y formulen cada una de las hojas. Asimismo, de existir información que no tiene vinculación alguna para obtener los resultados correspondientes al COyM, ésta debe ser eliminada a fin de realizar una revisión rápida y dar validez al archivo.



Cuadro N° 12

Hojas observadas que carecen de sustento

Nombre_Hoja	Título	Estado
M-003-LT-01, M-003-SE-01	ANÁLISIS DE COSTOS UNITARIOS DE LAS ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO LÍNEAS DE TRANSMISIÓN y SUBESTACIONES DE POTENCIA	Los precios unitarios de los recursos no tienen sustento por mostrarse solo en valores. Asimismo dichos precios no coinciden con los precios unitarios de los recursos indicados en la hoja "M-002".
M-004-LT-01	RESUMEN DE LAS ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO	La hoja se encuentra solo en valores. Al respecto es necesario mostrar el resumen de las actividades de mantenimiento debidamente vinculadas y formuladas
M-004-SSEE-01, M-004-SSEE, M-004-CC, M-004-TE	RESUMEN DE LAS ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES DE POTENCIA, CENTRO DE CONTROL y TELECOMUNICACIONES	Las actividades de mantenimiento no cuentan con el análisis de costos unitarios sustentado, Asimismo dichos costos no se encuentran debidamente vinculados. Al respecto, es necesario limpiar las hojas e incluir los archivos que sustentan dichos costos.
M-101-LT, M-101-LT-01	MÓDULO DE MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	Los costos unitarios de cada actividad mostrados en la hoja "M-101-LT-01" carecen de sustento por presentarse solo en valores. Por otro lado la macro de la hoja "M-101-LT" no se ejecuta. Al respecto, es necesario se limpien dichos archivos y se presenten debidamente vinculados.
M-201, M-201-01	MÓDULO DE MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE SUBESTACIONES	No se ejecuta la macro correspondiente, en efecto no hay forma de verificar la veracidad de los costos de las actividades de mantenimiento mostrados en la hoja "M-201-01" de los equipos que conforman las subestaciones de potencia. Al respecto, es necesario incluir todos los archivos y corregir donde corresponde para la ejecución de la macro.
M-202-01	MÓDULO DE MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE SUBESTACIONES	Los costos unitarios de cada actividad se presentan en valores al igual que toda la información presentada en dicha hoja. Al respecto es necesario limpiar el archivo manteniendo únicamente la información necesaria correctamente vinculada para dar validez al mismo.
M-302-01	MODULO DE MANTENIMIENTO DE CENTRO DE CONTROL DE EMPRESA MEDIANA	Los costos unitarios de cada actividad se presentan en valores imposibilitando realizar el seguimiento y la revisión del mismo. Al respecto es necesario se sustente dichos costos debidamente vinculados.
M-301, M-301-01	MÓDULO DE MANTENIMIENTO DE EQUIPOS DE TELECOMUNICACIONES	La hoja "M-301" presenta errores no pudiendo realizar la revisión y ejecutar la macro correspondiente en dicha hoja. Asimismo la costos unitarios de cada actividad mostrados en la hoja "M-301-01" se presentan en valores no pudiendo realizar la trazabilidad de la información y verificar si los resultados son correctos.



- 14.9. Con la finalidad de determinar el seguro correspondiente a la actividad de transmisión, es necesario que se incluya dentro del INFORME la copia de póliza multiriesgo relacionado con la empresa ANTAMINA.

PEAJE POR CONEXIÓN

15. FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES

- 15.1. 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.

16. INGRESO TARIFARIO

- 16.1. Se deberá actualizar el Cuadro N° 3.5-1 (folio ST COES – 024 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.

17. PEAJES

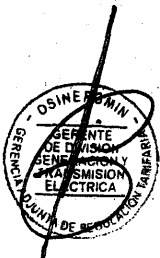
- 17.1. En el archivo de cálculo "Fita May 11 SINAC T.xls" no se han actualizado varios de los parámetros que se utilizan en el cálculo del peaje por conexión unitario, como es el caso de la proyección de máxima demanda para el año 2011, realizada por el Subcomité de Generadores del COES-SINAC en su propuesta tarifaria. En este caso por error están considerando la máxima demanda del año 2010.
- 17.2. En el Cuadro N° 3.7-1 (folio ST COES – 025 del Estudio) se presenta el resumen del cálculo del peaje por conexión unitario para el periodo mayo 2011 - abril 2012. De acuerdo con las observaciones precedentes, se deberán recalcular estos valores en función de las modificaciones que se efectúen.

18. FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN

- 18.1. 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.

19. CARGOS UNITARIOS ADICIONALES DE COMPENSACIÓN

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



- 19.1 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 DU 037DU 049.
- 19.2 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.
- 19.3 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 DU 049.
- 19.4 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 DU 049.
- 19.5 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 DL 1002 y el Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, aprobado con Decreto Supremo N° 050-2008-EM, que tienen por finalidad promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables.

