



GERENCIA ADJUNTA DE REGULACIÓN TARIFARIA
✉ AV. CANADA N° 1460 - SAN BORJA
☎ 224 0487 224 0488 - FAX 224 0491

Informe OSINERG-GART/DGT N° 008-2005

OBSERVACIONES AL ESTUDIO TÉCNICO - ECONÓMICO PRESENTADO POR EL COES-SINAC PARA LA REGULACIÓN DE MAYO 2005



LIMA, 04 DE FEBRERO DE 2005

ÍNDICE

I. INTRODUCCIÓN	3
II. OBSERVACIONES AL ESTUDIO DEL COES-SINAC	5
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	5
1. Modelo de Proyección	5
1.1 Metodología para la Proyección de la Demanda Nacional de Energía	5
1.2 Modelo Econométrico utilizado en el ESTUDIO	6
1.3 Nuevo Modelo Econométrico	8
2. Revisión de Datos del modelo de Proyección	9
2.1 Con relación al PBI	9
2.2 Con relación a las Tarifas del Año 2004	12
2.3 Con relación a las Ventas y Balance del Año 2004	12
3. Pérdidas de Transmisión	12
4. Proyección de la Demanda de Cargas Incorporadas y Cargas Especiales	13
5. Proyección de la Demanda de Interconexión con el Ecuador	14
5.1 Fecha de incorporación	14
5.2 Proyección de la Demanda	14
CENTRALES EXISTENTES Y PROGRAMA DE OBRAS	16
6. Central Hidroeléctrica Santiago Antunez de Mayolo	16
7. Central Termoeléctrica de Ventanilla	16
8. Evaluación de la Cartera de Proyectos de los Integrantes del COES-SINAC	17
9. Plan de Obras de Transmisión	18
COSTOS VARIABLES DE CENTRALES TÉRMICAS	18
10. Tasa de Gastos Financieros por Stock de Combustibles	18
11. Precios de Combustibles	19
11.1 Precios Máximos de Referencia de combustibles líquidos y carbón	19
11.2 Precio del Gas Natural de Ventanilla	19
11.3 Precio Máximo de Referencia del Gas Natural para Aguaytía y Malacas	20
11.4 Precio del combustible de unidad Man	20
12. Central Termoeléctrica Ventanilla	21
12.1 Costo Variable No Combustible	21
PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA	21
13. Presencia de falla en la simulación	21
14. Barra de conexión de Edecañete	21
15. Programa de Mantenimiento Mayor de Centrales Hidroeléctricas y Termoeléctricas	21
15.1 Programa de Mantenimiento Mayor de Centrales Hidroeléctricas	23
15.2 Programa de Mantenimiento Mayor de Centrales Termoeléctricas	28
16. Comparación con Precios Libres	29



PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA	29
17. Precio FOB y Capacidad Estándar de la unidad de Punta	29
18. Tasa de interés durante la construcción	29
FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES	29
19. Factores de Pérdidas Marginales de Potencia y Energía	29
PEAJE POR CONEXIÓN	31
20. Observaciones Generales	31
20.1 Adendas a Contratos	31
20.2 Instalaciones del Sistema Principal de Transmisión	31
21. Peaje por Transmisión de REP	31
21.1 Valor Nuevo de Reemplazo	31
21.2 Costos de Operación y Mantenimiento	31
21.3 Empleo de valores provisionales de liquidación de la Remuneración Anual Garantizada	31
22. Peaje por Transmisión de San Gabán	32
22.1 Valor Nuevo de Reemplazo	32
22.2 Costos de Operación y Mantenimiento	32
23. Peaje por Transmisión de ETESELVA	32
23.1 Observación general	32
23.2 Valor Nuevo de Reemplazo	33
23.3 Costos de Operación y Mantenimiento	37
24. Peaje por Transmisión de ISA Perú	40
24.1 Empleo de valores provisionales de liquidación de la Remuneración Anual Garantizada	40
25. Peaje por Transmisión de Redesur	41
25.1 Valor Nuevo de Reemplazo	41
25.2 Costos de Operación y Mantenimiento	41
25.3 Liquidación anual	43
26. Peaje por Transmisión de Transmantaro	43
26.1 Liquidación anual	43
27. Ingreso Tarifario	43
28. Peaje por Conexión	43
FÓRMULAS DE REAJUSTE	44
29. Fórmula de Reajuste de los Precios Básicos de Energía y Potencia	44
29.1 Observación General	44
29.2 Factor del Gas Natural	44
III. ANEXOS	45
INFORME UFCOES-006-2005	45
OFICIO N° 383-2004-OSINERG-GART	52



I. INTRODUCCIÓN

Con fecha 14 de enero de 2005, el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (en adelante el "COES-SINAC") ha presentado ante el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (en adelante "OSINERG") su Estudio Técnico – Económico para la determinación de las Tarifas en Barra correspondiente al período mayo 2005 – abril 2006 (en adelante el "ESTUDIO").

El presente documento contiene las Observaciones al ESTUDIO efectuadas por el OSINERG (que asumió las funciones de la ex-Comisión de Tarifas de Energía) de conformidad con lo dispuesto por el Artículo 52° de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "LCE")¹, la norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", aprobada por Resolución OSINERG N° 0001-2003-OS/CD y 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 ha 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 COES-SINAC, e implicará una modificación en su propuesta, conforme la absolución que realice dicha entidad 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



¹ **Artículo 52°.**- La Comisión de Tarifas de Energía comunicará al COES sus observaciones, debidamente fundamentadas, al estudio técnico-económico.

El COES deberá absolver las observaciones y/o presentar un nuevo estudio, de ser necesario.

La Comisión de Tarifas de Energía evaluará los nuevos cálculos y luego de su análisis, procederá a fijar y publicar las tarifas y sus fórmulas de reajuste mensuales, antes del 30 de abril y 31 de octubre de cada año.

para el desarrollo del proceso². 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 al OSINERG efectuar la rápida evaluación de las mismas.



² **Artículo 122º (RLCE).**- En los casos en que la Comisión haya presentado observaciones a los estudios de costos presentados por el COES o los concesionarios para la fijación tarifaria, y éstas no hayan sido absueltas a satisfacción de la Comisión, corresponderá a la Comisión establecer los valores finales y fijar las tarifas dentro de los márgenes que señalan los Artículos 53º y 71º de la Ley.

II. OBSERVACIONES AL ESTUDIO DEL COES-SINAC

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

1. MODELO DE PROYECCIÓN

1.1 Metodología para la Proyección de la Demanda Nacional de Energía

Como ha sido ampliamente señalado en anteriores fijaciones tarifarias, la metodología utilizada en el ESTUDIO consiste en estimar la demanda de energía en base a dos componentes. El primero se refiere a la demanda proveniente de las ventas de los distribuidores y generadores que pertenecen al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante "SEIN") desde la existencia de los Sistemas Interconectado Centro Norte e Interconectado Sur. En tanto, el segundo componente está conformado por las cargas incorporadas al sistema en diferentes períodos; este componente, incluye la demanda proveniente de empresas mineras que en su momento eran autoprodutores o pertenecían a sistemas aislados, así como la demanda de diferentes regiones que se interconectaron o interconectarán al SEIN. Dicho componente se ha venido incrementando a lo largo de los años, llegando a representar poco menos de la tercera parte de la demanda total.

Cabe mencionar, que el supuesto fundamental para que este procedimiento sea válido es la independencia de ambos modelos y/o procedimientos de proyección, básicamente, en lo que se refiere a las variables de ventas de energía y valoración del PBI. En este sentido, el principal inconveniente de la metodología del COES-SINAC es que no existe una clara definición de las cargas o usuarios de energía que se proyectarán con el modelo econométrico y los que se proyectarán con modelos ad-hoc (p.ej. encuestas).



De este modo, una parte importante de la demanda está sometida a la posibilidad de una alta discrecionalidad, con lo cual se altera la calidad de la proyección obtenida; además de que por la falta de definición de qué cargas se proyectan con el modelo econométrico, se estaría produciendo una doble contabilidad en el caso de las denominadas cargas incorporadas por su efecto en la valoración del PBI.

Se deberá demostrar que el supuesto de independencia, en lo que se refiere a la variable ventas de energía y valoración del PBI, se cumple; de modo que no se de una doble contabilidad de las proyecciones por encuestas.

Sin perjuicio de lo anterior, se debe manifestar que las proyecciones de demanda para el SEIN que muestra el ESTUDIO en el folio 11, presentan tasas de crecimiento anuales que no guardan relación con las tasas correspondientes a los 48 meses anteriores, incumpliendo de este modo con el Artículo 123° del Reglamento. Esto deberá ser corregido, mediante la aplicación de los modelos de proyección actualmente utilizados en la fijación de Tarifas en Barra.

1.2 Modelo Econométrico utilizado en el ESTUDIO

En la fijación de tarifas de noviembre del 2004 se introdujeron ajustes al modelo econométrico originalmente desarrollado en 1996 por la empresa consultora Monenco Agra. Este ajuste básicamente consistió en: i) estimar el modelo en doble logaritmo, con lo cual se obtiene elasticidades ingreso y precios constantes; e, ii) incorporar una variable ficticia (o dummy), para aislar el impacto del racionamiento de energía de 1992. A pesar de la mejora observada en el modelo, es necesario corregir las diferencias, en lo que se refiere a la especificación funcional del mismo, así como la definición de las variables explicativas del mismo, tal como se explica en las observaciones siguientes.

1.2.1 Especificación funcional

Se debe recordar que un requisito fundamental para la utilización de la técnica econométrica es que las series utilizadas para realizar las estimaciones sean estacionarias, es decir, que tanto la media aritmética como la varianza existan y sean independientes del tiempo. En este caso se comprueba que las series son no estacionarias.

Para solucionar los problemas derivados del empleo de series no estacionarias existen técnicas de estimación de series cointegradas, es decir, técnicas basadas en la estacionariedad de una combinación lineal de series no estacionarias (integradas).

El concepto de cointegración es que dos variables que participan en una relación económica deben mantener dicha relación en el largo plazo, aún cuando se trate de variables no estacionarias, es decir, debe existir un equilibrio. Un estado de equilibrio entre dos o más variables se define como uno en el cual no existe una tendencia inherente al cambio.



Al respecto, el modelo econométrico que el COES-SINAC ha utilizado en el ESTUDIO cumpliría con el requisito de estacionariedad de los residuos de la relación en logaritmos, lo que implicaría la existencia de una relación de largo plazo entre las distintas variables del modelo (concepto conocido como cointegración), debe mencionarse, sin embargo, que se debe considerar la dinámica de corto plazo existente entre las variables integrantes del mismo, lo cual implicaría el empleo de una especificación o modelo de corrección de errores (MCE).

1.2.2 Variables explicativas

No se observa una evaluación crítica de las variables utilizadas en el modelo, es decir, cómo se construyen estos indicadores ni su relevancia teórica o empírica.

1.2.2.1 PBI

El PBI utilizado en el modelo econométrico debería excluir el aporte de las cargas mineras para evitar una doble contabilidad de las ventas de energía. En todo caso, se debería demostrar que el impacto de la no exclusión del aporte de las cargas mineras no es relevante en el modelo econométrico ni en el procedimiento general de proyección del COES-SINAC.

1.2.2.2 Tarifa

Es necesario recalcular la variable tarifa de modo que se exprese en términos de soles reales, es decir, dividido o deflatado por el índice de precios al consumidor (IPC), y no en términos de dólares, que podría generar errores de proyección. Esto se debe a que el precio de la energía, como un componente más de la canasta básica de consumo, debe ser comparado con el resto de bienes y servicios que se consumen internamente. Sólo en el caso que el tipo de cambio haya crecido en la misma proporción que el IPC, es aceptable utilizar esta variable en términos de dólares. Lamentablemente, esto no ha sucedido, todo lo contrario, en los últimos veinte años la trayectoria del tipo de cambio y los precios internos no han ido a la par, observándose una tendencia decreciente del tipo de cambio real, desde mediados de la década de los ochenta.

1.2.2.3 Población

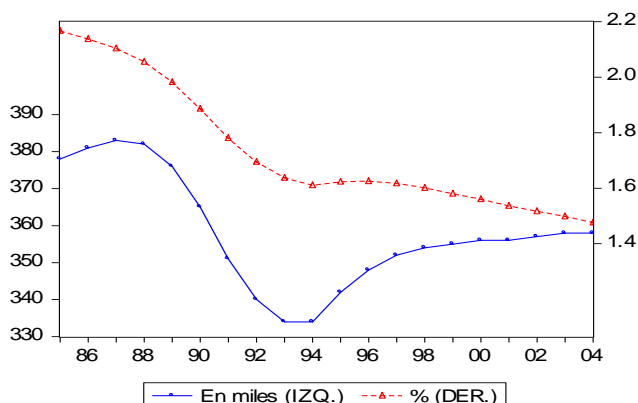
La variable población no resulta ser muy apropiada para los fines de estimación, ya que lo que realmente genera el incremento de la demanda no es el número de habitantes sino el número de usuarios conectados al servicio de energía eléctrica, especialmente, en lo que se refiere a los usuarios residenciales.

De otro lado, la población presenta un comportamiento determinístico, relacionado con la tasa de crecimiento intercensal, que ha venido declinando en las últimas décadas. El carácter intercensal de la serie estaría explicando su comportamiento un tanto atípico entre fines de los



ochenta e inicios de los noventa. Según el gráfico adjunto, la población crecía en unos 380 mil habitantes por año en los ochenta para descender a 330 mil a mediados de los noventa y finalmente aumentar a casi 360 mil en el 2004. Este comportamiento de la serie debe ser analizada y evaluada en cuanto su relevancia teórica y empírica para explicar la demanda de energía.

Crecimiento de la Población del SEIN



Asimismo, de la matriz de correlaciones se detecta posibles problemas de multicolinealidad, ya que correlación (en logaritmos) entre las variables son estadísticamente significativas (PBI con población: 85%; población con tarifa: 67% y PBI con tarifa: 56%). Esto genera problemas en los estimadores MCO, ya que la información que contiene cada variable individualmente es bastante similar entre ellas, por lo que no es posible calcular el impacto neto o el efecto real de cada una de las variables de manera independiente.

Matriz de correlaciones entre las variables explicativas

	LOG(PBI)	LOG(POB)	LOG(TARIFAUS)
LOG(PBI)	1,000000	0,846487	0,561425
LOG(POB)	0,846487	1,000000	0,671518
LOG(TARIFAUS)	0,561425	0,671518	1,000000

1.3 Nuevo Modelo Econométrico

El COES-SINAC señala (folio 9 del ESTUDIO) que el nuevo modelo econométrico para la proyección de las ventas de energía que presentara en julio del año 2004, observado por el OSINERG mediante Oficio OSINERG-GART N° 383-2004, debe ser utilizado en el presente proceso de fijación de Tarifas en Barra, sin tomar en consideración el contenido del Artículo 121° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas³ (en adelante "RLCE" o "Reglamento"). Al respecto, dado que



³ **Artículo 121°.** El COES deberá comunicar al Ministerio, la Comisión y al OSINERG, las modificaciones que efectúe al Estatuto. Los cambios que introduzca en los modelos matemáticos y programas destinados a la planificación de la operación y al cálculo de los costos marginales, ciñéndose a lo dispuesto en el Artículo 55° de la Ley, deberá comunicarlos a la Comisión.

existe una contradicción entre el modelo utilizado en el resto del ESTUDIO y el párrafo mencionado en el folio 9 del mismo, el COES-SINAC deberá aclarar su posición.

Asimismo, respecto del nuevo modelo econométrico, no puede emplearse por cuanto las observaciones efectuadas por el OSINERG, aún no han sido superadas en su totalidad. Así, el COES-SINAC mediante Oficio COES-SINAC/D-069-2005, señala haber absuelto las observaciones formuladas por el OSINERG y por tanto pretende con ello que el nuevo modelo propuesto sea utilizado. No obstante que dicha absolución está siendo revisada por el OSINERG, el COES-SINAC deberá sustentar legalmente su solicitud de cambio de modelo para la presente fijación tarifaria.

Con relación a las observaciones que fueran remitidas por el OSINERG mediante Oficio N° 383-2004-OSINERG-GART, se adjuntan en el anexo del presente informe.

2. REVISIÓN DE DATOS DEL MODELO DE PROYECCIÓN

El COES-SINAC deberá reestimar la proyección de demanda, considerando las siguientes observaciones.

2.1 Con relación al PBI

2.1.1 Serie considerada

Por el lado de la serie histórica del PBI del SEIN del periodo 1981-2000, no existe variación alguna en relación a la serie corregida (por actualización del PBI nacional) y utilizada en la fijación de tarifas de noviembre del 2004. Para el periodo 2001-2004, se ha ajustado el crecimiento del producto conforme a la información disponible del Banco Central de Reserva del Perú (nota semanal).

Sin embargo, no se ha realizado ninguna corrección asociada a las observaciones hechas en las fijaciones tarifarias anteriores, en el sentido que la serie del PBI del SEIN utilizada en el modelo econométrico debería excluir el aporte de las cargas especiales (ex-Centromin, Shougang, Antamina, Southern, Cerro Verde, Tintaya, San Rafael, Callallí, Cementos Yura, Ampliación Yanacocha, Huarón y Marsa y Horizonte), que, de acuerdo a la metodología del COES-SINAC (basado en el estudio de MONENCO AGRA), se proyectan de manera independiente del modelo econométrico.



Los modelos a aplicarse para el cálculo tarifario, serán aquellos que hayan sido presentados a la Comisión con una anticipación de 6 meses a las fechas señaladas en el Artículo 119° del Reglamento, y no hayan sido observados por esta última. La Comisión podrá definir los modelos matemáticos que el COES deberá usar en los cálculos de los precios en barra de potencia y energía, debiendo comunicarlos con la misma anticipación señalada en el presente párrafo.

En los casos en que el COES deba proponer procedimientos al Ministerio, corresponde a éste aprobarlos. A falta de propuesta, o cuando el Ministerio formule observaciones a dichos procedimientos y éstas no hayan sido subsanadas a satisfacción del Ministerio, corresponderá a éste establecer los procedimientos respectivos dentro de los márgenes definidos en la Ley y el Reglamento.

El PBI del SEIN del periodo 1981-2004 debería excluir el PBI generado por estas empresas, ya que, en caso contrario, existirá una doble contabilidad o medición de esta variable, a través del modelo econométrico y mediante su inclusión, de manera independiente, como cargas especiales.

La anterior observación también es aplicable en el caso de la proyección del PBI para el periodo 2005-2007 ya que, si bien se indica que excluye los nuevos proyectos, no se menciona que excluye el aporte de las cargas especiales. En este sentido, se deberá mostrar explícitamente la exclusión de las cargas especiales.

2.1.2 Independencia de la Fuente de Proyección

En términos generales, se observa que el crecimiento considerado en la actual fijación de tarifas entre el 2005 y el 2007, promediaría 4,13%, lo cual se ajusta con las expectativas de crecimiento de los agentes económicos encuestados por el BCRP (entidades financieras y no financieras y analistas), las que prevén un aumento del producto entre 4,2 y 4,5%, para el 2005, y entre 4 y 4,2%, para el 2006.

Expectativas de crecimiento del PBI (var%)

	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
2005 (promedio)	4,03	4,07	4,30	4,37	4,27	4,33
Financieras 1/	4,0	4,1	4,5	4,3	4,3	4,2
No financieras 2/	4,0	4,0	4,2	4,3	4,4	4,3
Analistas 3/	4,1	4,1	4,2	4,5	4,1	4,5
2006 (promedio)	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	4,10
Financieras 1/	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	4,1
No financieras 2/	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	4,2
Analistas 3/	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	4,0

1/ Mediana, aproximadamente 30 empresas financieras

2/ Mediana, aproximadamente 345 empresas no financieras

3/ Mediana, aproximadamente 16 analistas

Fuentes: BCRP, Resumen Informativo (Diversos números)

No obstante lo anterior, y tal como se explicara en la fijación de tarifas de noviembre de 2004, es necesario comentar que ante las evidentes y comprensibles diferencias de percepción en lo que se refiere a las expectativas de crecimiento económico, las mismas que varían de un agente económico a otro agente económico, es preferible considerar una expectativa media de estos agentes y no sólo la percepción de un analista o consultora en particular. En este sentido, se recomendó recurrir a la encuesta mensual de expectativa de crecimiento económico que realiza el BCRP, la que consulta a una importante cantidad de analistas e instituciones financieras y no financieras del país.

Asimismo, debido a que los analistas económicos manejan una mayor cantidad, y mejor calidad, de información económica, se considera que se debe tomar las expectativas de crecimiento del período 2005-2006 que proyecta dicho grupo de agentes.

Al proceder con este criterio para la proyección del PBI, se obtienen ventajas en los aspectos de: i) transparencia (información pública), ii)



independencia (analistas sin vinculaciones particulares), iii) facilidad de acceso (datos accesibles por ambas partes), y iv) proyección de escenario “medio” sobre la base de la mediana (con lo cual se descartan las proyecciones extremas).

Por lo expuesto, el COES-SINAC deberá tomar la información de la referida publicación para la proyección del PBI.

2.1.3 Metodología de proyección

Sin perjuicio de lo expresado en la observación anterior, se debe señalar que en la metodología de proyección del PBI por el lado del gasto, se menciona que se proyectan los siguientes componentes: importaciones, exportaciones, inversión privada y pública y consumo público, de acuerdo con una serie de factores específicos de cada variable; dejando como variable residual o de ajuste el consumo privado. Al respecto, se debe anotar que el consumo privado representa alrededor del 70% del PBI, por lo que su utilización como variable de ajuste es discutible y potencialmente generadora de sesgos de proyección. Asimismo, existen premisas teóricas y empíricas por las cuales el consumo está altamente correlacionado con el PBI; es decir, no es independiente de éste.

En lo referido a la construcción del escenario medio, se debe mencionar las siguientes observaciones:

- Política fiscal:
 - No se considera el probable impacto del factor político sobre los supuestos de la política fiscal, especialmente, por la cercanía de las elecciones generales del 2006 y el carácter procíclico de los ingresos y gastos fiscales.
 - No se precisa si el aumento del consumo y la inversión del sector público será financiada con un aumento en la recaudación, impuestos o endeudamiento. Por lo general, la inversión pública suele ser la variable de ajuste de las cuentas fiscales ya que se acomoda a la disponibilidad de la recaudación, la capacidad de financiamiento (o endeudamiento) y los gastos corrientes del sector público, que son bastante inflexibles a la baja.
- Política monetaria:
 - Ante el actual contexto de superávit en las cuentas externas, el COES-SINAC deberá indicar cuál es la premisa de la política monetaria en lo referido al tipo de cambio.
- Contexto internacional:
 - Cuáles son los supuestos del ESTUDIO en lo que se refiere a los precios internacionales de las materias primas que exporta el país. Esto es especialmente importante en la medida que una parte del actual crecimiento de las



exportaciones, y por lo tanto, del PBI, se debe al incremento de los precios de los minerales. De manera similar, es importante que se precise la evolución del precio de los combustibles en cuanto su impacto fiscal e inflacionario.

Finalmente, se debe anotar que no se precisa cómo estos supuestos de proyección del PBI, por el lado del gasto, son coherentes con los supuestos definidos para proyectar el PBI por el lado de los sectores económicos. Por ejemplo, se debe precisar si la firma del TLC con los Estados Unidos sería en 2005 o 2006. De acuerdo con el folio 92 del ESTUDIO "...se espera que Perú firme un Tratado de Libre Comercio con EEUU antes del vencimiento del ATPDEA (fines de 2006)...", en cambio en el folio 95 "...se asume la firma de un TLC con EEUU en 2005 que mantendría las preferencias del ATPDEA...".

2.2 Con relación a las Tarifas del Año 2004

El valor de la tarifa promedio considerado en el ESTUDIO para el año 2004 (6,64 ctvs US\$/kWh) corresponde al valor de tarifa promedio del año 2003 publicado en el Anuario Estadístico 2003 del OSINERG. Al respecto, se deberá actualizar dicho dato considerando el informe "Procesamiento y Análisis de la Información Comercial de las Empresas de Electricidad al Cuarto Trimestre de 2004", que publicará el OSINERG en su página web.

2.3 Con relación a las Ventas y Balance del Año 2004

No se ha presentado el sustento del valor de las ventas propuesto en el ESTUDIO para el año 2004 (14 062,30 GWh). Dicho valor deberá ser reajustado de conformidad con el informe "Procesamiento y Análisis de la Información Comercial de las Empresas de Electricidad al Cuarto Trimestre de 2004".

Asimismo, sobre la base de la disponibilidad de dicho informe, se deberá modificar los factores a utilizar para estimar las ventas de los distribuidores en AT y MAT, las pérdidas por transmisión, el porcentaje de consumo propio de las centrales, las pérdidas de distribución y las de sub-transmisión, así como las ventas correspondientes a las cargas incorporadas y especiales correspondientes al año 2004.

3. PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN

El COES-SINAC deberá revisar el valor propuesto por pérdidas de transmisión, como consecuencia de las correcciones que impliquen en el modelo de demanda del ESTUDIO la incorporación de las observaciones anteriores, en vista de que las pérdidas de energía en el sistema de transmisión, resultan, de la diferencia entre las ventas medidas y la producción del sistema.

En adición, el COES-SINAC debe tener en consideración que, como consecuencia de la operación de las centrales que utilicen el gas de Camisea (las cuales operarán muy cerca del centro de carga del sistema), es de esperarse que las pérdidas de transmisión disminuyan,



y en este sentido, se requiere se realice una evaluación de la evolución de las pérdidas esperadas por transmisión, en el horizonte de estudio.

4. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE CARGAS INCORPORADAS Y CARGAS ESPECIALES

Con relación a la demanda de las cargas incorporadas, es importante señalar lo siguiente:

- En el caso de la carga incorporada Tintaya – BHP, el COES-SINAC sólo ha presentado el sustento de la demanda de la Planta de óxidos (folio 160 del ESTUDIO), por lo cual debe sustentar las demandas que aportan la “Planta de Sulfuros” y “Operaciones Mina y Zona Industrial”. Al respecto, se deberá entregar la información completa que señala adjuntar la carta de ENERSUR (folio 167) y que ha sido omitida en el ESTUDIO.
- En el caso del proyecto de interconexión de las demandas mineras de Marsa y del Consorcio Minero Horizonte al SEIN, sólo se ha presentado el sustento de la demanda de la empresa Marsa (folios 145 al 147 del ESTUDIO); por tanto, deberá sustentarse la demanda del Consorcio Minero Horizonte. Asimismo, se deberá indicar porqué se propone incorporar estas demandas por separado, toda vez que no supera el límite de 15MW establecido en la metodología actual de proyección⁴.

Adicionalmente, en vista que de acuerdo con lo expresado en el folio 147 del ESTUDIO, un retraso en la construcción de la Línea de Transmisión de 138kV Huallanca –Tayabamba podría afectar la incorporación de la demanda de Marsa, se debe solicitar información acerca del cronograma de obras de la Línea de Transmisión de 138kV Huallanca – Sihuas – Tayabamba y subestaciones (folio 179 del ESTUDIO), indicándose su estado de avance y estado del financiamiento de la misma. Asimismo, se deberá solicitar el cronograma de obras y estado de avance de la línea 138kV Tayabamba-Llacubamba, dado que esta es la que realmente conectaría a esta demanda con el SEIN.

- Se deberá presentar el sustento de las siguientes cargas especiales e incorporadas, por no encontrarse en el ESTUDIO:
 - Carga especial Antamina.
 - Carga incorporada Pucallpa.
 - Carga especial Callalli, que corresponde a la Compañía Minera Ares.
 - Carga especial Electrandes (ex-centromin), que corresponde a los suministros Doe Run Oroya, Doe Run Cobriza, Minera



⁴ Estudio de MONENCO AGRA, 1996

Volcan Yauli, Minera Volcan Cerro, Empresa Minera Yauliyacu, Compañía Minera Casapalca, Natividad Morococha y Minera Corona.

5. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE INTERCONEXIÓN CON EL ECUADOR

5.1 Fecha de incorporación

El COES-SINAC ha considerado como fecha de incorporación para la demanda de Ecuador, el primer día de enero del año 2005, supuesto que resulta equivocado. Es de conocimiento del COES-SINAC que las transacciones no se efectuarán hasta que se completen los procedimientos de detalle que exige el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (en adelante "RIEE"), aprobado por Decreto Supremo N° 045-2004-EM y publicado el 25 de diciembre de 2004. En este sentido, el COES-SINAC deberá revisar y corregir la fecha propuesta considerando la Segunda Disposición Transitoria del RIEE, que establece un máximo de 60 días para que los procedimientos requeridos por la norma sean puestos a consideración del Ministerio de Energía y Minas. Asimismo, deberá estimar la fecha más probable sobre la base de los acuerdos que para este fin se han adoptado en las reuniones bilateral del Perú y Ecuador.

5.2 Proyección de la Demanda

Conforme a la Ley N° 28447, se ha derogado la Sexta Disposición Transitoria del RIEE; en este sentido, el COES-SINAC deberá aplicar las disposiciones del literal a) del Artículo 47° de la LCE⁵, y proceder a estimar la demanda del Ecuador sobre la base de datos históricos de las transacciones del último año; esto es, utilizar las transacciones efectuadas.

No obstante lo anterior, se presentan las siguientes observaciones a la metodología utilizada por el COES-SINAC para estimar su proyección de demanda del Ecuador.

5.2.1 Cálculo de los Costos de Sincronización

En el cálculo de los costos de sincronización se ha considerado únicamente los costos incurridos por la transferencia de la carga, mas no se ha tomado en consideración los costos por el retorno de la carga al SEIN. Al respecto, de acuerdo con los estudios realizados, durante la

⁵ **Artículo 47°.-** Para la fijación de Tarifas en Barra, cada COES efectuará los cálculos correspondientes en la siguiente forma:

- a) Proyectará la demanda para los próximos veinticuatro (24) meses y determinará un programa de obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en dicho período.

La proyección a que se refiere el párrafo precedente considerará como una constante la oferta y demanda extranjeras sobre la base de datos históricos de las transacciones del último año. El Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE) establecerá el procedimiento correspondiente.

(...)



operación radial será necesario la puesta en servicio de grupos termoeléctricos tanto para la transferencia como para el retorno de la carga de Machala, y de las cargas de Tumbes y Talara.

Adicionalmente, se tiene conocimiento que de acuerdo con los estudios realizados referidos a la interconexión, se recomienda la presencia de la unidad TG4 de la C.T. Malacas durante las maniobras de sincronización, siendo en muchos escenarios de presencia obligatoria. En este sentido, se requiere la explicación del porqué en el ESTUDIO sólo se ha considerado en el cálculo de las compensaciones por sincronización, alternativas de operación sin la presencia de la unidad TG4, aun cuando ésta se halle disponible.

Asimismo, se deberá explicar el porque sólo se ha considerado para el cálculo de los costos de sincronización sólo la unidad TG3 de la C.T. Malacas y no se consideran las unidades TG1 y TG2 de la misma central, las cuales poseen características técnicas similares a las de la TG3.

Complementariamente, se observa que no se ha considerado los costos de sincronización en que incurriría el sistema ecuatoriano para poder alimentar en forma radial las demandas de Talara y Piura.

Se deberá considerar el costo de compensación reactiva por la unidad TG4 de la C.T. Malacas, dado que conforme se señala en los estudios, se requeriría de esta unidad cuando se conecte la carga del Ecuador al SEIN.

5.2.2 Curva de Oferta de Perú y Ecuador

En el ESTUDIO se ha utilizado una curva de oferta de costos variables linealizada para cada uno de los países, lo cual es una representación extremadamente gruesa, más aun en el caso peruano, en el que la curva de costos no tiene características siquiera cercanas a una función lineal, sino que presenta grandes saltos en los costos variables, por lo cual se debe representar la curva de oferta de ambos países mediante una función escalonada. Cabe mencionar, que la curva de oferta del Perú ha acentuado más este comportamiento desde el mes de agosto de 2004 debido al inicio de operaciones con gas natural de las unidades de la C.T. Ventanilla.

En dicha compensación se deberá tener en cuenta la inflexibilidad en la conexión y desconexión del enlace radial, permitiéndose una sola maniobra por día.

5.2.3 Precio Umbral

En el ESTUDIO en el proceso de comparación de curvas de oferta de ambos países, para definir la exportación o importación de energía, no se ha considerado el umbral de precios conforme se ha establecido en el RIEE.



5.2.4 Compensación Reactiva por grupos térmicos

En el ESTUDIO se observa que únicamente se ha considerado la compensación reactiva por el uso de la central de Tumbes cuando la carga de Machala este conectado a Perú; sin embargo, de acuerdo a la simulación de flujo de carga para el cálculo de los factores de pérdidas de potencia que ha realizado el COES-SINAC (que incluye la carga de Machala con 82 MW), es necesario contar con la operación del unidad TG4 de la C.T. Malacas con una inyección de reactivos equivalente a más de 40 MVAR, este costo deberá ser incluido en la curva de oferta.

CENTRALES EXISTENTES Y PROGRAMA DE OBRAS

6. CENTRAL HIDROELÉCTRICA SANTIAGO ANTUNEZ DE MAYOLO

De acuerdo con lo expresado en el folio 25 del ESTUDIO, se señala que en el caso del complejo Mantaro (C.H. Santiago Antúnez de Mayolo y C.H. Restitución) se ha tomado en cuenta la potencia efectiva ensayada de 841,525 MW. Indicando que de acuerdo con el Plan Anual de Ensayos de Potencia Efectiva no se tiene previsto realizar un nuevo ensayo sino hasta abril del año 2005, fecha posterior a la de cierre de la información considerada para la fijación de Tarifas en Barra.

Al respecto, y por las razones expuestas en los Informes OSINERG-GART/DGT N° 028A-2004, OSINERG-GART/DGT N° 066A-2004 y la Resolución OSINERG N° 122-2004-OS/CD, teniendo en consideración que en los registros de potencia generada de la C.H. Santiago Antúnez de Mayolo, desde el año 2003, se ha detectado un considerable aumento de capacidad de generación, el COES-SINAC deberá considerar el valor de potencia efectiva estimado por el OSINERG en el Informe UFCOES-006-2005 (adjunto al presente informe), de 659,0 MW para la C.H. Santiago Antúnez de Mayolo.

7. CENTRAL TERMOELÉCTRICA DE VENTANILLA

De acuerdo con lo expresado en los folios 234 y 235 del ESTUDIO, se señala que la potencia efectiva de las unidades TG3 y TG4 es de 155 MW, cada una, y que correspondería a la operación sin inyección de agua. Al respecto, se deberá sustentar porqué no se ha considerado la potencia efectiva con inyección de agua (164,1 MW y 160,5 MW para las unidades TG3 y TG4, respectivamente).



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

En cuanto al programa de obras de generación factibles de entrar en operación en el periodo de 24 meses siguientes, a que se refiere el Artículo 47° de la LCE, en el ESTUDIO, el COES-SINAC debe analizar la factibilidad técnico-económica de los proyectos que pudieran realizarse en el lapso de tiempo antes mencionado. El estudio es incompleto en esta parte porque solamente incluye consultas escritas efectuadas a integrantes del COES-SINAC, sin realizar mayor investigación al respecto, así:

- La empresa ENERSUR (folios 167 y 253 del ESTUDIO) se limita a hacer referencia al proyecto de la segunda unidad a carbón de la CT Ilo 2, dejando de lado el suministrar información acerca del avance de obras de la C.H. Yuncán, pretendiéndose sustentar la fecha considerada con una carta del año 2002 (folio 256 del ESTUDIO). En este sentido, deberá requerirse a la empresa el cronograma de obras y puesta en servicio de la mencionada central.
- La empresa EDEGEL (folios 247 y 248 del ESTUDIO) se ha limitado a hacer referencia a la postergación de la ampliación de la C.H. Callahuanca, sin brindar el sustento del retraso respecto de las fechas informadas en las fijaciones de mayo y noviembre de 2004; asimismo, no se informa acerca de la fecha de ingreso de la unidad Westinghouse de la C.T. Santa Rosa con gas natural, para lo cual, la empresa se halla tramitando el suministro de gas natural respectivo. Al respecto, se deberá solicitar y remitir al OSINERG la información sustentatoria de ambos proyectos de la empresa.
- No se ha adjuntado comunicación alguna de la empresa EGASA, la cual se hallaría evaluando el proyecto de operar las turbinas a gas de la C.T. Mollendo con gas natural. Al respecto, se deberá solicitar la información respectiva a la empresa.
- No se analiza la forma en que se tomarán en cuenta las ampliaciones y refuerzos que estima realizar en el corto plazo la empresa ElectroAndes en las centrales hidroeléctricas del Centro (particularmente en la C.H. Yaupi para aprovechar la capacidad de regulación de la presa Huallamayo, la cual forma parte del proyecto de la C.H. Yuncán que iniciará su operación en el año presente).
- No se ha considerado las centrales de generación hidroeléctrica Santa Rosa, Yauli y Sacsamarca, estas dos últimas de la Sociedad Minera El Brocal S.A.A. Sobre el particular, se tiene conocimiento que dicha sociedad ha firmado un contrato con ELECTROANDES para vender su producción de electricidad en el COES-SINAC. Estas centrales deberán incluirse como parte de la oferta de generación.



En este sentido, el COES-SINAC deberá efectuar la correspondiente evaluación de factibilidad, presentando el análisis que incluya información técnica y económica, plazos de ejecución y diagnóstico de cada proyecto como parte del plan de obras, considerando especialmente la disponibilidad de centrales basadas en gas natural del proyecto Camisea, tanto en ciclo abierto como en ciclo combinado, de sus integrantes (EDEGEL, ENERSUR, etc) como de nuevos actores, sobre todo teniendo en cuenta que la expectativa de crecimiento de la demanda eléctrica, no sería sostenible, ni viable, sin la expansión de la generación.

9. PLAN DE OBRAS DE TRANSMISIÓN

Con relación al plan de obras de transmisión, es importante señalar lo siguiente:

- La fecha de entrada en operación comercial de las instalaciones de transmisión asociadas a las líneas 138 kV Huallanca-Tayabamba y Tayabamba-Llacuabamba deberá adecuarse, de acuerdo con lo expresado en la observación 4.
- El COES-SINAC ha considerado que la LT Zorritos-Zarumilla iniciará su operación comercial en enero del año 2005, sin presentar el sustento de dicha fecha, más aún cuando es un hecho que no se ha iniciado aún la operación comercial. Por tanto, deberá rectificar la fecha considerada de acuerdo con la absolución de la observación 5.1.
- De acuerdo al contrato de concesión "Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN-ETESUR" suscrito entre el Estado Peruano y la empresa REP, ésta debe presentar un plan de obras de transmisión cada dos años; y dado que es integrante del COES-SINAC, éste deberá solicitar dicho plan e incorporarlo como parte del plan de obras de transmisión del ESTUDIO.

COSTOS VARIABLES DE CENTRALES TÉRMICAS

10. TASA DE GASTOS FINANCIEROS POR STOCK DE COMBUSTIBLES

El valor de la tasa Libor considerado por el COES-SINAC para la tasa de financiamiento a aplicarse para mantener el stock de combustibles, deberá ser actualizada a marzo, conforme al Artículo 50° de la LCE.



11. PRECIOS DE COMBUSTIBLES

11.1 Precios Máximos de Referencia de combustibles líquidos y carbón

El COES-SINAC en el ESTUDIO no explica cómo ha tomado en cuenta, para el caso del carbón y los combustibles líquidos, lo establecido por el literal d) del Artículo 124° del Reglamento⁶; el cual señala que los precios del mercado interno, que se utilicen en la fijación de tarifas, no pueden exceder de ciertos precios límite. En este sentido, el COES-SINAC deberá aclarar si aplicó dicha disposición, y en caso de no haberla aplicado, proceder a efectuarlo, de acuerdo con la referida disposición legal.

11.2 Precio del Gas Natural de Ventanilla

El Artículo 6° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM⁷ señala que, para efectos de la determinación de la Tarifa en Barra de la energía, y de acuerdo con lo dispuesto por el Artículo 124° del Reglamento, tratándose de unidades que utilicen gas natural, cuya explotación se derive de contratos de licencia o servicios adjudicados según modalidades establecidas en el texto de la norma aprobada mediante Decreto Supremo N° 059-96-PCM⁸ (actualmente sólo el gas de Camisea) y sus normas complementarias, se obtendrá los costos variables tomando el precio del gas natural, definido como la suma de:

- i. El precio del gas natural en boca de pozo, establecido en los contratos de suministro entre el productor y el generador, el cual no podrá ser superior al precio máximo definido entre el productor y el estado.
- ii. El 90% de la tarifa de transporte de gas natural desde boca de pozo hasta el City Gate o en su defecto hasta la central, considerando un factor de utilización del transporte de 1,0.
- iii. El 90% de la tarifa de distribución de gas natural desde el City Gate hasta la central, si corresponde, considerando un factor de utilización de la distribución de 1,0.

De la aplicación de la disposición anterior, para el gas suministrado a la C.T. Ventanilla, se tiene (considerando la información de los folios 19 y 20 del ESTUDIO):

⁶ **Artículo 124°.-** El programa de operación a que se refiere el inciso b) del Artículo 47° de la Ley, se determinará considerando los siguientes aspectos:

.....

d) El costo de los combustibles será determinado utilizando los precios y condiciones que se señalan en el Artículo 50° de la Ley y se tomarán los precios del mercado interno, teniendo como límite los precios que publique una entidad especializada de reconocida solvencia en el ámbito internacional.

⁷ Modificado por Decreto Supremo N° 034-2001-EM.

⁸ Texto Único Ordenado de las Normas con Rango de Ley que regulan la Entrega en concesión al Sector Privado de las Obras Públicas de Infraestructura y de Servicios Públicos.



Componente Boca de Pozo:	$\text{Min}(0,9327; 1,5809) = 0,9327 \text{ US\$/MMBTU}$
Componente de Transporte:	$90\% * 0,7699 = 0,6929 \text{ US\$/MMBTU}$
Componente de Distribución:	$90\% * 0,1267 = 0,1140 \text{ US\$/MMBTU}$
<hr/>	
Precio del gas para tarifa:	$0,9327 + 0,6929 + 0,1140 = 1,7396 \text{ US\$/MMBTU}$

Sin embargo, el COES-SINAC no ha considerado el factor 90% en transporte, ni distribución, obteniendo un valor de 1,8293 US\$/MMBTU. Esto deberá ser corregido.

11.3 Precio Máximo de Referencia del Gas Natural para Aguaytía y Malacas

El Artículo 5° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM⁹ señala que el precio límite para las unidades que utilizan gas natural como combustibles es el señalado en su Artículo 6°; es decir el valor de 1,7396 US\$/MMBTU, indicado en la observación 11.2, precedente.

Sin embargo, el COES-SINAC ha considerado el valor de 2,3878 US\$/MMBTU, obtenido como la suma de:

- i. El precio del gas natural en boca de pozo, como el precio máximo definido entre el productor y el estado.
- ii. El 90% de la tarifa de transporte de gas natural desde boca de pozo hasta el City Gate o en su defecto hasta la central, considerando un factor de utilización del transporte de 1,0.
- iii. El 90% de la tarifa de distribución de gas natural desde el City Gate hasta la central, si corresponde, considerando un factor de utilización de la distribución de 1,0.

Es decir, no ha aplicado correctamente lo señalado en el Artículo 6° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, por lo cual, deberá corregir el valor considerado en el ESTUDIO.

11.4 Precio del combustible de unidad Man

El COES-SINAC deberá excluir el Impuesto Selectivo al Consumo (en adelante "ISC") de los combustibles, en la determinación del precio del petróleo que utiliza la unidad Man de la C.T. Pacasmayo de propiedad de la empresa CAHUA S.A., dado que la ley establece que para fines de generación para el Servicio Público la exoneración del pago del referido impuesto, a lo cual se accede mediante la solicitud respectiva. En este sentido, no se considera que se deba trasladar la ineficiencia de la empresa al usuario del servicio público, toda vez que la ley prevé la exoneración del referido impuesto.



⁹ Modificado por Decreto Supremo N° 055-2002-EM.

12. CENTRAL TERMOELÉCTRICA VENTANILLA

12.1 Costo Variable No Combustible

El costo variable no combustible considerado, corresponde a la operación sin inyección de agua. Sin embargo, en vista que la observación 7 se halla referida a la operación de la unidad con inyección de agua, se deberá utilizar el costo variable no combustible de las unidades TG3 y TG4 conforme a la absolución de dicha observación.

PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA

13. PRESENCIA DE FALLA EN LA SIMULACIÓN

Se observa que en el archivo PFBsi000.CSV que forma parte de los resultados de la simulación del COES-SINAC, se presenta energía racionada en el bloque de punta en la barra Ñaña 60kV casi permanentemente. Al respecto, y considerando lo expresado por el COES-SINAC en su absolución de observaciones al Informe OSINERG-GART/DGT N° 064-2004, se deberá corregir la representación del sistema equivalente, separando la barra Callahuanca 60 kV en dos barras y la C.H. Callahuanca en dos centrales equivalentes, una central con el grupo 4 y la otra central con los grupos 1, 2 y 3, conforme a la C.H. Callahuanca en la actualidad entregando su energía al SEIN.

14. BARRA DE CONEXIÓN DE EDECAÑETE

Mediante Oficio GC-2005-004 la empresa Edecañete indicó que a partir de abril del año en curso, se alimentará desde una barra intermedia a la línea 220kV San Juan – Independencia, ubicada a 132,4 km de la barra San Juan 220kV. El COES-SINAC deberá incluir esta barra en el sistema equivalente.

15. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO MAYOR DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS Y TERMOELÉCTRICAS

El OSINERG viene efectuando mensualmente la evaluación de la duración y número de ocurrencias de las actividades de mantenimiento de las actividades de generación y transmisión; esta evaluación comprende, o ha considerado, aquellos trabajos cuya realización implica la indisponibilidad del equipo. Se determina el cumplimiento de los programas de mantenimiento, el cual indica principalmente, qué porcentaje de la duración de las actividades de mantenimiento, consideradas en el programa, son ejecutadas, así como qué porcentaje del número de actividades ejecutadas corresponden a las contempladas en los programas de mantenimiento correspondientes.



Para observar la evolución del grado de cumplimiento de los programas de mantenimiento mensual, se viene considerando inicialmente los indicadores “Cumplimiento del Programa Mensual” e “Intervenciones Ejecutadas Programadas”.

- **Cumplimiento Programa Mensual:** Con este indicador de cumplimiento se trata de verificar el porcentaje de todas las actividades ejecutadas con relación al programa de mantenimiento mensual inicial aprobado. Esto evidencia el volumen de actividades programadas con horizonte mensual, que no se ejecutan de acuerdo a lo previsto.
- **Intervenciones Ejecutadas Programadas:** Este indicador muestra qué porcentaje de todas las actividades ejecutadas han sido programadas a partir del Programa Mensual de Mantenimiento.

Se observa en el cuadro siguiente, la evolución en porcentaje de los referidos indicadores, en la actividad de generación, a partir de mayo de 2003.

Indicadores de cumplimiento 2004 para la actividad de generación

MES	Cumplimiento Programa mensual		Intervenciones ejecutadas (programadas)	
	DURACION	OCURENCIAS	DURACION	OCURENCIAS
ENERO	71	66	40	39
FEBRERO	81	76	71	60
MARZO	78	74	50	47
ABRIL	67	65	40	38
MAYO	71	64	36	32
JUNIO	59	55	18	21
JULIO	49	52	17	18
AGOSTO	50	57	19	21
SETIEMBRE	63	61	24	23
OCTUBRE	60	54	27	27
NOVIEMBRE	65	59	31	33
DICIEMBRE	56	54	28	29
PROMEDIO	64	61	33	32

Indicadores de cumplimiento año 2003 para la actividad de generación

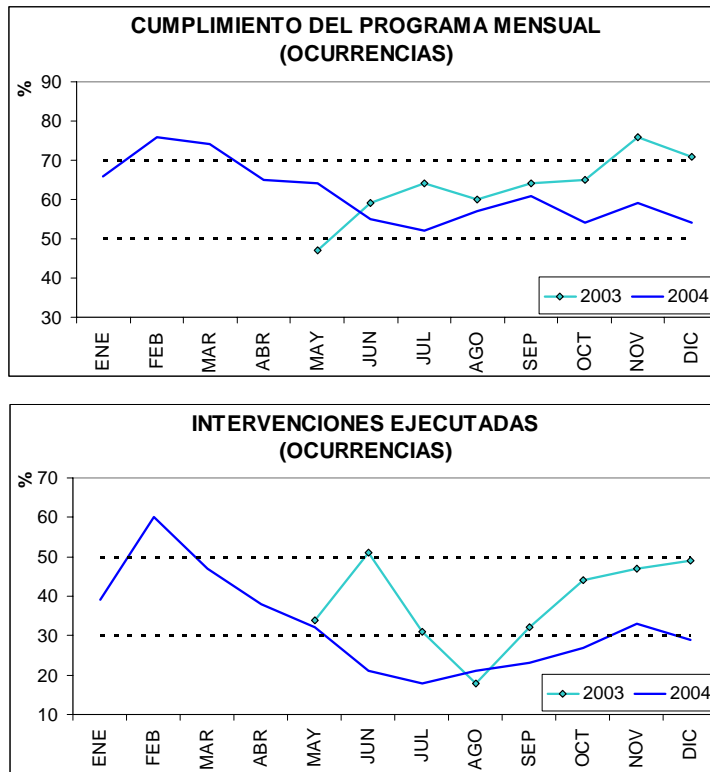
Mes	Cumplimiento Programa mensual		Intervenciones ejecutadas (programadas)	
	DURACION	OCURENCIAS	DURACION	OCURENCIAS
MAYO		47		34
JUNIO	60	59	55	51
JULIO	62	64	27	31
AGOSTO	58	60	14	18
SETIEMBRE	72	64	30	32
OCTUBRE	66	65	44	44
NOVIEMBRE	81	76	49	47
DICIEMBRE	75	71	48	49
Promedio	68	63	38	38

Los gráficos siguientes, muestran las tendencias respecto al grado de cumplimiento de los programas mensuales de mantenimiento aprobados por el COES-SINAC. En ellos se observa una disminución paulatina de los indicadores antes referidos a partir de marzo del año 2004; los mismos habían mejorado sustancialmente de agosto 2003 a febrero 2004.

La evolución en porcentaje, del cumplimiento del programa de mantenimiento muestra una tendencia desfavorable, se aprecia que gran parte de las intervenciones efectuadas no son programadas y aun cuando se hayan presentado situaciones no previsibles (fallas), en promedio, el 64% de las intervenciones efectuadas en el periodo enero - agosto 2004 no fueron programadas.



Por lo tanto, cabe reiterar que el COES-SINAC, vistos los grados de cumplimiento referidos, continúa teniendo dificultad en programar adecuadamente las actividades de mantenimiento de mediano plazo, y por lo tanto, es de suponer que el programa de mantenimiento de largo plazo podría no ser el óptimo y no conducir a una operación de mínimo costo.



15.1 Programa de Mantenimiento Mayor de Centrales Hidroeléctricas

Año 2004

Se ha evaluado la ejecución de las actividades de mantenimiento informadas por el COES-SINAC, llegándose a concluir que sus periodos corresponden efectivamente a los ejecutados en el año 2004.

Con respecto a estas actividades ejecutadas se tienen las siguientes observaciones:

C. H. Malpaso

Con respecto a la actividad “Cambio de válvulas de admisión GG.GG. y Mantto. Mayor” realizadas en las unidades en el 2004, el COES-SINAC deberá detallar los trabajos que involucra esta actividad.



CENTRAL	GR. CENT	NUM DIAS	2004												HRS TOT	MOTIVOS	
			E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D			
Malpaso	G1	14		X												336	Cambio de válvulas de admisión GG.GG. y Mantto. mayor
Malpaso	G1	14			X											336	Cambio de válvulas de admisión GG.GG. y Mantto. mayor
Malpaso	G2	14		X												336	Cambio de válvulas de admisión GG.GG. y Mantto. mayor
Malpaso	G2	13			X											312	Cambio de válvulas de admisión GG.GG. y Mantto. mayor
Malpaso	G3	14		X												336	Cambio de válvulas de admisión GG.GG. y Mantto. mayor
Malpaso	G3	14			X											336	Cambio de válvulas de admisión GG.GG. y Mantto. mayor
Malpaso	G4	14		X												336	Cambio de válvulas de admisión GG.GG. y Mantto. mayor
Malpaso	G4	14			X											336	Cambio de válvulas de admisión GG.GG. y Mantto. mayor
Malpaso	CENTRAL															2,664	

C. H. Chimay

Con respecto a la actividad “Cambio de anillos de turbina”, ejecutada el 2004, el COES-SINAC debe informar porqué esta actividad tiene diferencias considerables, respecto a su duración en cada unidad.

CENTRAL	GR. CENT	2004												HRS TOT	MOTIVOS
		E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D		
Chimay	G1						X							192	Cambio de anillos de turbina
Chimay	G2				X									120	Cambio de anillos de turbina
Chimay	G2					X								168	Cambio de anillos de turbina
Chimay	CENTRAL													480	

Años 2005-2007

Las actividades cuya descripción indiquen o se asemejen al texto “Mantenimiento Mayor” deben ser detalladas para evaluar la magnitud de las mismas. Asimismo, mantenimientos correctivos, por falla fortuita, no deben incluirse en los programas de mantenimiento.

Con respecto a la evaluación de las actividades de mantenimiento propuestas por el COES SINAC, se indica lo siguiente:

C. H. Huinco

La actividad en el año 2007, de “limpieza y pintado de tubería forzada” no estaba incluida en la propuesta de la anterior fijación. El COES-SINAC debe explicar el motivo de su inclusión. Así mismo, debe informar los rendimientos que se alcanzaron de limpieza por longitud de tubería en trabajos similares en las C.H. Callahuanca y Moyopampa, y los que alcanzaría en los trabajos de limpieza y pintado de tubería en la C.H. Huinco.

CENTRAL	GR. CENT	NUM DIAS	2007												HRS TOT	MOTIVOS		
			E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D				
Huinco	G1	0																
Huinco	CENTRAL	15			X												360	Limpieza y pintado tubería forzada
Huinco	CENTRAL	30				X											720	Limpieza y pintado tubería forzada
																	1,080	

C. H. Callahuanca

Con respecto a las actividades “Mantenimiento mayor anual” y “Limpieza canal Huinco – Callahuanca” en el 2007, en la anterior fijación la propuesta de ejecución fue de 72 y 96 horas, respectivamente.

Se entiende, que en cierta forma, el COES-SINAC suma estas actividades (144 horas) y no programa su ejecución de manera simultánea. En efecto, la actividad “Mantenimiento mayor anual” y “Limpieza canal Huinco – Callahuanca” pueden ser ejecutadas en máximo 96 horas.

El COES-SINAC debe optimizar el periodo mantenimiento, ejecutando las referidas actividades de manera simultánea.



CENTRAL	GR. CENT	NUM DIAS	2007												HRS TOT	MOTIVOS	
			E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D			
Callahuanca	G1	6			X											144	Mantenimiento mayor anual. Limpieza
Callahuanca	G1	3											X			72	Mantenimiento mayor anual
Callahuanca	G2	6			X											144	Mantenimiento mayor anual. Limpieza
Callahuanca	G2	3											X			72	Mantenimiento mayor anual
Callahuanca	G3	6			X											144	Mantenimiento mayor anual. Limpieza
Callahuanca	G3	3											X			72	Mantenimiento mayor anual
Callahuanca	G4	3			X											72	Mantenimiento mayor anual
Callahuanca	G4	3											X			72	Mantenimiento mayor anual
Callahuanca	CENTRAL															792	

C. H. Huampaní

Con respecto a las actividades “Cambio regulador de velocidad y Limpieza de crucetas” y “Construcción muros canal de aducción”, del ESTUDIO se desprende que la central, en su conjunto, estaría indisponible durante 7 días, en época de avenida; además, que es factible, según el calendario descrito, efectuar la segunda labor simultáneamente. En este sentido, el COES-SINAC debe sustentar porqué estas actividades no son programadas en épocas de estiaje.

CENTRAL	GR. CENT	NUM DIAS	2005												HRS TOT	MOTIVOS	
			E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D			
Huampaní	G1	7			X											168	Cambio regulador de velocidad
Huampaní	G2	7			X											168	Cambio regulador de velocidad.
Huampaní	CENTRAL	3			X											72	Construcción muros canal de aducción
																408	

Con respecto a la actividad “Cambio turbina” en el año 2007, el COES-SINAC debe sustentar porqué esta actividad se ejecuta con una duración mayor tiempo en la unidad 2, que en la unidad 1.

CENTRAL	GR. CENT	NUM DIAS	2007												HRS TOT	MOTIVOS	
			E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D			
Huampaní	G1	0															
Huampaní	G2	3	X													72	Cambio turbina
Huampaní	CENTRAL	2	X													48	Cambio turbina G1 y G2
																120	

C. H. Yanango

La actividad “Pulido alabes rodete. Limpieza bobinado alternador”, según el programa ejecutado del 19 de febrero de 2004, tiene una duración de 15 horas y no de 96 horas como lo propone el COES-SINAC. Se deberá explicar tal diferencia.

CENTRAL	GR. CENT	NUM DIAS	2006												HRS TOT	MOTIVOS	
			E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D			
Yanango	G1	4		X												96	Pulido alabes rodete. Limpieza
Yanango	CENTRAL															96	

C. H. Chimay

Se reitera la posición adoptada por el OSINERG en la anterior fijación tarifaria, respecto a que el desarrollo de las actividades para la C.H. Chimay en el año 2007, “limpieza de la toma Tulumayo” y “reparación de turbina”, debe efectuarse de manera simultánea.

CENTRAL	GR. CENT	NUM DIAS	2007												HRS TOT	MOTIVOS	
			E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D			
Chimay	G2	10					X									240	Reparación turbina
Chimay	CENTRAL	10					X									240	Limpieza toma Tulumayo. Pulido
																480	

C. H. Moyopampa



Con respecto a la actividad “Renovación sistema agua de refrigeración”, propuesta a realizarse en el 2005, el COES-SINAC deberá sustentar adecuadamente esta actividad, toda vez que no se consideró en la anterior fijación tarifaria.

CENTRAL	GR. CENT	NUM DIAS	2005												HRS TOT	MOTIVOS		
			E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D				
Moyopampa	G1	2		X													48	Renovación sistema agua de refrigeración
Moyopampa	G2	2		X													48	Renovación sistema agua de refrigeración
Moyopampa	G3	2		X													48	Renovación sistema agua de refrigeración
Moyopampa	CENTRAL																144	

C. H. Huanchor

El COES-SINAC deberá sustentar el porqué la indisponibilidad “Mantenimiento Mayor” de las unidades de la C.H. Huanchor, en anteriores propuestas sólo tenían una duración de 2 días y una ejecución anual, mientras que en el ESTUDIO se propone una indisponibilidad de 9 días.

CENTRAL	GR. CENT	NUM DIAS	2005												HRS TOT	MOTIVOS		
			E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D				
Huanchor	G1	9	X														216	Mantenimiento Mayor
Huanchor	G2	9	X														216	Mantenimiento Mayor
Huanchor	CENTRAL	0															216	

C. H. Carhuaquero

Con relación a la actividad “limpieza de embalse”, la periodicidad no debe ser anual. Las estadísticas, que consideran también condiciones hidrológicas favorables, muestran que esta actividad no ha sido efectuada con periodicidad anual. En efecto, esta actividad ha sido ejecutada el año 2001 y de acuerdo, con el plan propuesto, su próxima ejecución se prevé para el año 2006.

El COES-SINAC deberá sustentar el motivo por el cual ha considerado que esta actividad deba efectuarse con una frecuencia anual.

C. H. Cañón del Pato

Con respecto a la actividad “Inspección bajo aislamiento fase estator "A" del generador”, que duró 15 días para la unidad G4 en el año 2004, el COES-SINAC debe informar si la misma pudo haberse efectuado de manera simultánea con la actividad “Recuperación aislamiento fase "A" bobina estator. Inspección bajo aislamiento fase estator A del generador”, cuya duración tomó 30 días.

CENTRAL	GR. CENT	NUM DIAS	2004												HRS TOT	MOTIVOS		
			E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D				
C. Pato	G4	8											X				192	Mantenimiento sistema de excitación, mantenimiento circuito cerrado de refrigeración, ss.aa. generador, barras de 10 kv. Recuperación aislamiento fase "a" bobina estator.
C. Pato	G4	30												X			720	Recuperación aislamiento fase "A" bobina estator. Inspección bajo aislamiento fase estator "A" del generador.
C. Pato	G4	15													X		360	Inspección bajo aislamiento fase estator "A" del generador.

El COES-SINAC debe sustentar la razón por la cual la actividad “Cambio de sellos de servicio válvulas esféricas superior turbina A con



explicara en anteriores fijaciones tarifarias, corresponde excluir los mantenimientos menores.

CENTRAL	GR. CENT	NUM DIAS	2005												HRS TOT	P.EFEC MW	FACTOR	MOTIVOS		
			E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D						
Yaupi	G1	1													X		30	21.0	0.20	Mantenimiento menor de mayor amplitud.
Yaupi	G2	2													X		42	20.8	0.20	Mantenimiento menor de mayor amplitud.
Yaupi	G3	4													X		84	21.2	0.20	Mantenimiento menor de mayor amplitud.
Yaupi	G4	2													X		42	21.1	0.20	Mantenimiento menor de mayor amplitud.

C. H. Gallito Ciego

El COES-SINAC deberá sustentar en qué consiste la actividad “Mantenimiento mecánico eléctrico de la unidad” y detallar la actividad “Mantenimiento Mayor mecánico y eléctrico”.

C. H. San Gabán

El COES-SINAC propone para la actividad “Mantenimiento de Turbinas y Reguladores. Inspección Cojinete Turbina. Mantenimiento de Válvula de Admisión. Mantenimiento de Transformadores. Regeneración de aceite Transformador. Mantenimiento Generadores. Apriete tirante bobinado. Inspección de los cojinetes del Generador. Mantenimiento de Equipos Auxiliares Eléctricos. Mantenimiento de Equipos Auxiliares Mecánicos. Inspección al Conducto forzado y Túnel de Conducción”, una duración de 360 horas por unidad; sin presentar el debido sustento.

En este sentido, el COES-SINAC deberá indicar si es que la actividad referida corresponde a una suma de actividades, o es una actividad concreta cuya duración, por lo que se ha observado, es superior a la de su mantenimiento mayor propuesto en el año 2004.

15.2 Programa de Mantenimiento Mayor de Centrales Termoeléctricas

El OSINERG coincide con el COES-SINAC en el sentido que, la programación del mantenimiento mayor de las centrales térmicas, para el mediano y largo plazo, debe obedecer a una metodología de estandarización de los flujos de información por tipo de tecnología, en alusión a la cantidad de Horas Equivalentes de Operación (HEO) que deben considerarse.

Para el año 2006, en el archivo “sinac.man” se tienen mantenimientos programados en el mes de diciembre, en las unidades TG4 de la C.T. Ventanilla, en la unidad TG1 de la C.T. Aguaytía y en la C.T. San Nicolás. Estas intervenciones no guardan relación con el sustento presentado en los anexos del ESTUDIO. Asimismo, el COES-SINAC no presenta el sustento de los mantenimientos programados por ENERSUR pues la comunicación presentada no adjunta el archivo correspondiente (folio 631 del ESTUDIO). En este sentido, el COES-SINAC deberá entregar la información completa y realizar las correcciones pertinentes.



16. COMPARACIÓN CON PRECIOS LIBRES

El COES-SINAC deberá incluir en el ESTUDIO la comparación que exige el Artículo 53° de la LCE¹⁰, con la finalidad de verificar que su propuesta no se desvía en exceso por sobre los precios libres vigentes.

PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA

17. PRECIO FOB Y CAPACIDAD ESTÁNDAR DE LA UNIDAD DE PUNTA

Dado que, según se entiende, la revista Gas Turbine World Handbook se publica anualmente en el mes de setiembre, se deberá actualizar los valores del precio FOB y la capacidad estándar de la unidad de punta con la información de la publicación correspondiente al año 2004, conforme a lo requerido por el Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia, aprobado mediante Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD.

18. TASA DE INTERÉS DURANTE LA CONSTRUCCIÓN

El valor de la tasa TAMEX considerada por el COES-SINAC para la tasa de interés a aplicarse durante la construcción, será actualizada al mes de marzo, conforme al Artículo 50° de la LCE.

FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES

19. FACTORES DE PÉRDIDAS MARGINALES DE POTENCIA Y ENERGÍA

Se ha revisado el archivo MXMAYD1.QLS que sustenta el cálculo de los factores de pérdidas de potencia presentados en el Cuadro N° 8.1, folio 29 del ESTUDIO, encontrándose las siguientes observaciones:

- La generación de la central Mantaro se debe corregir de conformidad con la observación 6.
- Se debe explicar el porqué se ha considerado una disminución de la potencia de la C.H. Callalli (3,87MW) con respecto a los valores empleados en la fijación de Tarifas en Barra de noviembre 2004 (5,05MW).



¹⁰ Artículo 53°.- Las tarifas que fije la Comisión de Tarifas de Energía, no podrán diferir, en más de diez por ciento, de los precios libres vigentes. El Reglamento establecerá el procedimiento de comparación.

- Se ha reducido la capacidad máxima de reactivos de la C.H. Yuncán, en relación con lo considerado en la fijación de tarifas de noviembre 2004. Se deberá explicar las razones de ello.

Potencia Reactiva	Nov 2004	May 2005
Mínima (MVAR)	-10,0	-40,0
Máxima (MVAR)	15,0	70,0

- Se presentan diferencias entre los parámetros de la línea Santuario – Socabaya que se consideran en el modelo Perseo y el empleado en el cálculo de los factores de pérdidas de potencia. Se deberá efectuar las correcciones pertinentes.

Datos de línea de transmisión	Modelo PERSEO	Flujo de Potencia
Longitud (km)	20,70	17,70
Resistencia (ohm/km)	0,157	0,147
Reactancia (ohm/km)	0,528	0,494

- Se deberá considerar la operación con barras separadas en la subestación Callahuanca 60 kV, en este caso el grupo 4 de la C.H. Callahuanca quedaría conectado con el transformador 220/60 kV y los grupos 1, 2 y 3 quedarían operando con las líneas que llegan de la subestación Huampani, Huachipa y Moyopampa, esto conforme a la observación 13.
- Se observa que los reactivos entregados por la TG4 de la C.T. Malacas llega a sobrepasar el límite máximo considerado en los datos del flujo de potencia. Así, el límite predefinido es de 25 MVAR y sin embargo se entrega 45 MVAR al sistema. El COES-SINAC deberá indicar si esta unidad está en capacidad de entregar los reactivos señalados, de no ser así deberá proceder a efectuar las correcciones pertinentes.
- Se deberá corregir la demanda máxima considerada en el flujo de potencia de conformidad con las modificaciones que impliquen las observaciones referidas a la proyección de la demanda realizadas (observaciones 1 a la 5).

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



PEAJE POR CONEXIÓN

20. OBSERVACIONES GENERALES

20.1 Adendas a Contratos

El COES-SINAC deberá incluir en la determinación del peaje por transmisión principal de las empresas sujetas a regímenes de contratos ley, las disposiciones contenidas en las adendas que recientemente se hayan incorporado a los contratos.

20.2 Instalaciones del Sistema Principal de Transmisión

Tal como se menciona en el folio 30 del ESTUDIO, corresponde en el presente año que el Ministerio de Energía y Minas defina el Sistema Principal y los sistemas secundarios del SEIN. En este sentido, y teniendo en consideración que las instalaciones que actualmente conforman el Sistema Principal de Transmisión, se procede a presentar las observaciones a la propuesta de peaje contenida en el ESTUDIO, sin perjuicio que de modificarse el Sistema Principal de Transmisión se deba incluir (o excluir) nuevas instalaciones en el cálculo tarifario.

21. PEAJE POR TRANSMISIÓN DE REP

21.1 Valor Nuevo de Reemplazo

No se ha presentado la información correspondiente, para aquellas instalaciones cuyo Valor Nuevo de Reemplazo (en adelante "VNR") fue fijado el año 2001 y que por tanto corresponden actualizar en la presente fijación de tarifas, de conformidad con los Artículos 76º y 77º del la LCE, el COES-SINAC deberá presentar la propuesta de actualización de VNR de dichas instalaciones, junto con el estudio técnico económico sustentatorio.

21.2 Costos de Operación y Mantenimiento

No se ha efectuado la revisión de los costos estándares de operación y mantenimiento (en adelante "COyM") de las instalaciones correspondientes al Sistema Principal de Transmisión de REP. Al respecto, se deberá presentar el estudio técnico económico de revisión de dichos costos, sobre la base de la tecnología vigente, técnicas de la industria moderna y costos vigentes de mercado.

21.3 Empleo de valores provisionales de liquidación de la Remuneración Anual Garantizada

En el cálculo del Peaje por Conexión y Peaje Unitario del Sistema Principal de Transmisión, el COES-SINAC ha empleado valores provisionales de la liquidación anual de los ingresos correspondientes al contrato de concesión de REP (liquidación anual de la Remuneración Anual Garantizada). Al respecto, en el cálculo de dichas tarifas se deberá emplear los valores de 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 mediante Resolución OSINERG N° 336-2004-OS/CD.

22. PEAJE POR TRANSMISIÓN DE SAN GABÁN

22.1 Valor Nuevo de Reemplazo

No se ha presentado la información correspondiente para la revisión del VNR de la celda 138 kV en la subestación Azángaro, en conformidad con los Artículos 76° y 77° del la LCE, toda vez que el VNR de dicha instalación se fijó en el año 2001; por lo tanto, el COES-SINAC deberá presentar la propuesta de actualización de VNR de dicha celda, junto con el estudio técnico económico sustentatorio.

22.2 Costos de Operación y Mantenimiento

Se deberá presentar los costos actualizados de operación y mantenimiento correspondientes a la celda 138 kV en la subestación Azángaro, sobre la base de un estudio técnico económico que considere la tecnología vigente, la técnica de la industria moderna y los costos vigentes de mercado.

23. PEAJE POR TRANSMISIÓN DE ETESELVA

23.1 Observación general

Las hojas de cálculo, presentadas en medio magnético, no contienen los vínculos, ni la formulación correspondiente a los cálculos realizados. En este sentido, debe tenerse en cuenta que la propuesta que se presente debe contar con el debido sustento, tanto de los datos utilizados, como de los procedimientos de cálculo empleados. Por tanto, se requiere que el COES-SINAC entregue los archivos magnéticos que sustentan su propuesta respecto del COyM de ETESELVA, conteniendo el detalle de los cálculos completos y las fórmulas respectivas, debidamente vinculadas.

Asimismo, no se ha demostrado que los costos empleados para la actualización del VNR de ETESELVA y determinación del correspondiente costo de operación y mantenimiento, corresponden a precios promedio de mercado vigentes. Sobre el particular, debe tenerse presente que según lo establecido en el Artículo 157° del Reglamento¹¹, de no cumplirse con la presentación de los estudios e información requerida para la fijación tarifaria, dentro de los plazos que señala la normativa vigente aplicable, corresponderá al OSINERG establecer las tarifas correspondientes.



¹¹ **Artículo 157°.-** Si los concesionarios o los respectivos COES, no cumplieran con la presentación de los estudios e información requerida para la fijación tarifaria, dentro de los plazos que señalan la Ley y el Reglamento, la Comisión establecerá las tarifas correspondientes.

23.2 Valor Nuevo de Reemplazo

23.2.1 Determinación del Sistema Económicamente Adaptado

No se efectúa un análisis de verificación si el esquema actual de las instalaciones de ETESELVA, y dimensionamiento de sus componentes, corresponden al de un Sistema Económicamente Adaptado (en adelante "SEA") a la demanda, de acuerdo con lo establecido en el segundo párrafo del Artículo 59° de la LCE¹². Sólo se cita en diversas partes del estudio que *"los costos de renovar las obras civiles e instalaciones electromecánicas y bienes físicos complementarios, corresponden a reemplazarlas para la operación por otros iguales de tecnología actualizada"*.

Sobre el particular, debe determinarse la alternativa de mínimo costo, con aplicación de tecnología actual y a precios promedio de mercado vigentes, los que deben ser sustentados de manera documentada y mediante un análisis estadístico de la data conseguida al respecto.

23.2.2 Cálculos de optimización

Sobre este particular se debe observar lo siguiente:

- No se presentan los cálculos justificativos para la selección óptima del conductor de las líneas de transmisión de ETESELVA.
- No se presenta el diseño de torres metálicas específico para el SEA de las instalaciones de ETESELVA.
- No se calcula el peso de torres en concordancia con la selección óptima del conductor, anteriormente indicada. Asimismo, dicho cálculo de peso óptimo de torres, implica una revisión y optimización del diseño de las cimentaciones de torres.
- No se realiza un análisis de alternativas, para la selección del tipo de aisladores.
- No se presentan los cálculos justificativos de diseño de obras civiles para las cimentaciones de transformadores de potencia y equipos principales, considerados.
- Se deberá presentar los cálculos que justifiquen la selección y el dimensionamiento de cada uno de los componentes que conforman el SEA de las instalaciones de ETESELVA.



¹² **Artículo 59°.-** Los generadores conectados al Sistema Principal, abonarán mensualmente a su propietario, una compensación para cubrir el Costo Total de Transmisión.

El Costo Total de Transmisión comprende la anualidad de la inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento del Sistema Económicamente Adaptado.

La anualidad de la inversión será calculada considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, su vida útil y la Tasa de Actualización correspondiente fijada en el artículo 79° de la presente Ley.

23.2.3 Costos de Inversión de Líneas de Transmisión

Se observa que el costo de inversión propuesto para el módulo de línea de transmisión es superior en 62,95% al aprobado para ETESELVA en la determinación del VNR del año 2001, tal como se muestra en el siguiente cuadro:

Comparación de Costos de Inversión SPT de ETESELVA (US\$)

CÓDIGO	DESCRIPCION	PROPUESTA DE ETESELVA 2005 (A)	COSTOS APROBADOS EN AÑO 2001 (B)	VARIACIÓN A/B-1 (%)
L-253	Línea de Transmisión 220 kV "Vizcarra-Paramonga Nueva" de 145,267 km.	23 200 469	14 237 749	63

Dado el significativo incremento que se está proponiendo, se requiere que el COES-SINAC revise su propuesta, empleando para los conductores, aisladores, estructuras, etc., costos promedio de mercado vigentes, debidamente sustentados; es decir, con base en el análisis estadístico de cotizaciones, información de aduanas, órdenes de compra, facturas y/o contratos, recientes.

23.2.4 VNR de Inversiones No Eléctricas

En el ESTUDIO se considera como inversiones no eléctricas, el costo anualizado del edificio de la sede de la empresa o el costo del alquiler mensual, así como el costo de muebles y equipos de oficina para la sede y el centro de control. Dichos rubros, deben formar parte de los costos operativos que forman parte de los costos de operación y mantenimiento.

23.2.5 Costos de Inversión de Subestaciones

El total de los costos de inversión propuestos para los módulos de subestaciones, es superior en 47,46% al aprobado para ETESELVA en la regulación del año 2001, tal como se muestra comparativamente en el siguiente cuadro. El caso más notorio es el de la celda de línea en la subestación Paramonga Nueva que supera en 84,98% al valor utilizado en el año 2001.



**COMPARACIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN DE
SUBESTACIONES (US\$)**

Ítem	Descripción	Unidad	Propuesta ETESELVA 2005 (A)	Costos Utilizados en el Año 2001 (B)	Variación A/B-1 (%)
SUBESTACIÓN VIZCARRA					
1	Celda de salida 220 KV a SE. Paramonga Nueva	U.	1 660 651	1 455 755	14,1
SUBESTACIÓN PARAMONGA NUEVA					
2	Celda de Llegada de SE. Vizcarra	U.	1 699 373	918 679	84,98
SUBESTACIÓN TINGO MARÍA					
3	Autotransformador de 220/138/10,5 kV – 50/50/10 MVA – ONAF	U.	814 009	754 937	7,82
4	Celda de Transformación 220 kV		1 308 305	771 800	69,51
5	Celda de Transformación 138 kV		804 583	452 014	78,0
6	Reactor de 30 MVAR, 220 kV	U.	643 995	417 857	54,12
7	Celda de reactor 220 kV		1 163 885	718 419	62,0
TOTAL SUBESTACIONES:			8 094 801	5 489 461	47,46

Dado el significativo incremento, se requiere que el COES-SINAC revise su propuesta empleando para los diversos componentes de las subestaciones costos promedio de mercado vigentes, debidamente sustentados; es decir, con base en el análisis estadístico de cotizaciones, información de aduanas, órdenes de compra, facturas y/o contratos, recientes.

23.2.6 Criterios Empleados

Se debe explicar las razones por las que no se consideran en la subestación de Vizcarra las obras de ampliación de las instalaciones de ISA Perú, para el prorrateo de los costos comunes entre todas las celdas existentes en dichas subestaciones.

Se indica en el ESTUDIO que en la subestación Vizcarra los equipos de maniobra y de medida correspondientes a la celda de llegada de la línea L-252 son de propiedad de la Cia. Minera Antamina, los servicios de corriente continua y corriente alterna son de uso compartido con la Cia. Minera Antamina, y los tableros de control y protección, pertenecientes a ETESELVA, están ubicados en el edificio de control de propiedad de la Cia. Minera Antamina. Al respecto, se deben precisar



las instalaciones que, en esta subestación, pertenecen exclusivamente a ETESELVA, así como los correspondientes costos comunes, que deberían ser remunerados a ETESELVA de acuerdo con la normativa vigente.

Se consideran los aranceles y gastos de aduana como una tasa única de 15% aplicado al precio FOB, que corresponde a lo ejecutado cuando se efectuaron las obras, según se explica en el ESTUDIO; no obstante que, para la actualización del VNR este valor debe ser el vigente, es decir debe corresponder a las tasas arancelarias establecidas en el Decreto Supremo N° 193-2003-EF y/o sus modificatorias, para los diversos materiales y equipos involucrados.

En el ESTUDIO se menciona haber considerado los gastos financieros reales en los que incurrió ETESELVA cuando se ejecutó la obra, lo cual no necesariamente corresponde a los costos vigentes respecto a este rubro, lo que además debe estar en concordancia con lo establecido en el Artículo 76º inciso a) de la Ley de Concesiones Eléctricas.

En la evaluación del costo del módulo de telecomunicaciones, no se sustenta el porcentaje de 6,5% aplicado al precio FOB (folio 705 del ESTUDIO) del suministro importado, como costo de transporte marítimo y seguro.

En las hojas Excel, debe eliminarse de los costos de inversión el rubro "repuestos", ya que ello corresponde sea considerado como parte de los Costos de Operación y Mantenimiento.

En el ESTUDIO, presenta un costo total del sistema de telecomunicaciones, sin asignar (ni determinar criterios para dicha asignación) qué parte de este costo total correspondería a las actividades de transmisión. Sólo se limita a realizar un prorrateo entre el sistema principal de transmisión y el sistema secundario de transmisión, sin considerar las demás actividades del grupo empresarial Aguaytía.

Del ESTUDIO, se deduce que el Sistema de Comunicaciones Satelital, rentado, cubre los requerimientos de todo el consorcio Aguaytía, mientras que el Sistema ICCP entre oficinas de Aguaytía en Lima y el COES-SINAC, cubre lo correspondiente a Termoselva S.R.L. y ETESELVA. Es necesario se establezcan en forma clara los criterios para la asignación de la parte de estos costos a la actividad de transmisión.

Debe aclararse también si las señales de las instalaciones pertenecientes a la Cia. Minera Antamina, también se transmiten a través del mismo sistema de comunicaciones.

23.2.7 Fuentes de Información

Deberá sustentarse que, los costos de suministros, análisis de precios unitarios para las obras civiles y montaje electromecánico, corresponden a valores de mercado, presentando de manera documentada la fuente de información utilizada; por ejemplo, la base de



datos de importación de equipos y materiales de Aduanas, cotizaciones y órdenes de compra, facturas y/o contratos recientes, y otros.

Asimismo, deberá presentarse el sustento documentado de los costos directos e indirectos que ha considerado para los módulos que conforman el SEA del SPT propuesto.

23.2.8 Costos Indirectos

En los resúmenes de costos, el ESTUDIO calcula los costos indirectos como porcentajes de los costos directos, los cuales son superiores a los utilizados en la regulación del año 2004. Al respecto, deberá presentarse el sustento de los porcentajes que se aplica al costo directo para el cálculo de los costos indirectos.

23.3 Costos de Operación y Mantenimiento

Los argumentos utilizados para la evaluación de los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones de ETESELVA, son esencialmente los mismos que fueron analizados y observados en los procesos de regulación tarifaria de mayo de 2002, mayo de 2003 y mayo 2004. En este sentido, y, ante la ausencia de argumentos nuevos sobre la propuesta del COyM para ETESELVA, el OSINERG reitera sus observaciones, análisis y consideraciones contenidos en los documentos que sustentaron las Tarifas en Barra de mayo de 2002, mayo 2003 y mayo 2004, los cuales, por extensión, deberán considerarse como parte de las presentes observaciones.

El COyM propuesto para ETESELVA se ha efectuado sobre la base de longitudes de línea diferentes a los valores vigentes.

Sin perjuicio de lo indicado en el párrafo anterior, se solicita que el COES-SINAC justifique y absuelva las siguientes observaciones respecto al COyM propuesto para el SPT de ETESELVA:

23.3.1 Costos de Mantenimiento

Se observa que el Costo de Operación y Mantenimiento (COyM) propuesto, resulta 85,4% superior al COyM aprobado para el SPT de ETESELVA en la última regulación, conforme se muestra en el siguiente cuadro:



Resumen Comparativo de Costos de Operación y Mantenimiento (US\$)

RUBRO	PROPUESTA ETESSELVA 2005 (A)	REGULACIÓN VIGENTE (B)	Variación A/B-1 (%)
OPERACIÓN	138 493	100 669	37,6
Operación CC	27 644	37 178	-25,6
Operación de Subestaciones	110 848	63 491	74,6
MANTENIMIENTO	422 569	270 522	56,2
Mantenimiento Centro de Control	6 898	5 748	20,0
Líneas de Transmisión	288 520	177 500	62,5
Subestaciones	127 151	87 274	45,7
GESTIÓN	431 498	176 273	144,8
Personal	211 016	112 417	87,7
No Personales	220 482	63 856	245,3
APORTES D.L. N° 25844	32 534	32 540	
ITF	13 458		
SEGURIDAD	29 774	12 271	142,6
SEGUROS	172 354	76 936	124,0
TOTAL COYM	1 240 678	669 212	85,4

Los rubros que presentan mayor desviación porcentual, respecto a la regulación vigente, son: Gestión, Seguros y Seguridad con el 144,8%, 142,6%, y el 124,0%; respectivamente.

Asimismo, se observa que para un mismo recurso, se emplean costos unitarios diferentes, según la actividad en la que se le considera.

Teniendo presente lo observado en este numeral, debe revisarse y sustentarse documentadamente (fuentes de información) la propuesta del COyM de ETESSELVA, respecto a la periodicidad, el alcance, los recursos, el rendimiento y los costos unitarios considerados en la valorización de las actividades y/o los procesos de mantenimiento, tanto de las líneas de transmisión como de las subestaciones.

23.3.2 Costos de Operación

Según el cuadro anterior, el costo de operación de subestaciones propuesto es superior en 74,6% al de la regulación vigente.

En la propuesta se utilizan porcentajes de prorrateo para los costos de operación entre las instalaciones del SST y el SPT de ETESSELVA, diferentes a los empleados en la regulación vigente. Debe justificarse y



sustentarse los cambios propuestos, así como presentar el cálculo respectivo para estimar dichos porcentajes de prorrateo.

En el módulo de análisis del costo de operación de subestaciones, ETESELVA considera un elevado costo por herramienta de trabajo, tan es así que supera en 11% al costo de la mano de obra asignada para esta actividad. Este aspecto deberá ser revisado y sustentado en datalle.

Asimismo, como parte de los costos de operación de subestaciones se considera el uso de una camioneta 4x4, incurriendo en un costo de US\$ 1 650 mensuales por subestación, y adicionalmente incluye costos por transporte de personal para el cambio de turno. Esto deberá ser explicado en detalle, dado que se estaría incurriendo en un sobre costo innecesario.

También, se observa que el proceso de limpieza y aseo de la subestación considera actividades que están incluidas en el rubro de mantenimiento de subestaciones. Deberá corregirse esta duplicidad ó, en su defecto, proceder a explicar la diferenciación que sustenta esta propuesta.

Teniendo presente lo observado en este numeral, deberá revisarse y sustentarse adecuadamente la propuesta de costos de operación para las subestaciones de ETESELVA, más aun, teniendo en cuenta que en las subestaciones Vizcarra y Paramonga Nueva el operador principal es otra empresa transmisora.

23.3.3 Costos de Gestión

El ESTUDIO hace mención que la organización total se dedica a tres giros de negocios diferentes (transmisión eléctrica –ETESSELVA–, generación eléctrica –Termoselva– y gas natural –Aguaytía–), por lo cual correspondería prorratear los costos de gestión comunes entre los tres giros de negocio, empleando criterios de eficiencia acordes con la dimensión de las instalaciones de ETESELVA

Se observa que los costos de gestión propuestos en el estudio de ETESELVA, son elevados respecto a la magnitud de las instalaciones bajo su administración. En efecto, los costos de gestión son del mismo orden de magnitud que los costos de mantenimiento de las instalaciones de transmisión.

No se sustenta los elevados costos de gestión no personales propuestos para ETESELVA; sobre todo los incluidos en los centros de costo correspondientes a la Gerencia General, Gerencia Administrativa, Gerencia Legal y Gerencia de Operaciones, que resultan ineficientes para la administración de instalaciones de este tipo y magnitud. Se deberá redefinir los costos de gestión no personales sobre la base de un sistema de gestión eficiente.

Asimismo, los sueldos considerados para el personal que conforman la organización propuesta por ETESELVA, son elevados respecto a los



aprobados en la última regulación. La diferencia más significativa se da con las remuneraciones propuestas para los cargos gerenciales.

Teniendo presente lo observado en este numeral, debe sustentarse los costos de Gestión asignados al SPT de ETESELVA y alcanzar la documentación que justifica el prorrateo de los costos de Gestión comunes a las tres empresas o negocios, que señalan.

23.3.4 Costos de Seguridad

El costo de seguridad propuesto en el estudio de ETESELVA supera en 142,6% al costo aprobado en la última regulación. Asimismo, no se acompaña el análisis de costos unitarios referente a la seguridad de las instalaciones pertenecientes a ETESELVA.

No se sustenta el porqué el valor total de seguridad es prorrateado entre su SPT y su SST, en proporción a sus costos de operación.

Según lo observado en este numeral, debe presentarse la sustentación documentada que justifique los costos de seguridad propuestos para ETESELVA, teniendo presente que en las subestaciones Vizcarra y Paramonga Nueva el operador principal es otra empresa de transmisión.

23.3.5 Costos de Seguros

El costo de seguros presentado en el ESTUDIO supera en 124% al aprobado en la última regulación.

Se deberá revisar y sustentar documentadamente (presentación de las pólizas) los costos de seguros asignados a su SPT.

23.3.6 Impuesto a las Transacciones Financieras

El COES-SINAC deberá indicar los criterios y presentar el sustento del cálculo del Impuesto a las Transacciones Financieras, aplicable al SPT de ETESELVA, teniendo presente la aplicación de la normativa vigente.

24. PEAJE POR TRANSMISIÓN DE ISA PERÚ

24.1 Empleo de valores provisionales de liquidación de la Remuneración Anual Garantizada

El COES-SINAC no ha incluido la liquidación anual por las instalaciones del SPT de ISA Perú en el cálculo del Peaje por Conexión y Peaje Unitario del Sistema Principal de Transmisión (folio 38 del ESTUDIO). Al respecto, en el cálculo de dichas tarifas se deberá emplear los valores de liquidación anual que resulten de la aplicación del Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica con modalidad de Contrato BOOT, aprobado mediante Resolución OSINERG N° 335-2004-OS/CD.



25. PEAJE POR TRANSMISIÓN DE REDESUR

25.1 Valor Nuevo de Reemplazo

25.1.1 El monto del VNR incluye instalaciones del sistema secundario de transmisión

El COES-SINAC ha incluido como parte del VNR de las instalaciones de Sistema Principal de Transmisión de Redesur S.A., los Costos Medios de Inversión de los Sistemas Secundarios de dicha empresa. En este sentido, el COES-SINAC deberá considerar sólo las instalaciones que pertenecen al SPT de Redesur, tomando en cuenta la cláusula 3 del Contrato BOOT y la resolución de la Comisión de Tarifas de Energía N° 001-2000 P/CTE, mediante la cual se fijó el VNR inicial del reforzamiento de los Sistemas de Transmisión del Sur.

25.1.2 Oportunidad a partir debe realizarse el ajuste del VNR

Se deberá realizar el reajuste del VNR inicial considerando el índice "Finished Goods Less Food and Energy" inicial correspondiente al inicio de operación de cada una de las etapas del proyecto de Reforzamiento de los Sistemas Eléctricos de Transmisión del Sur, conforme lo señalado en las cláusulas 3, 5.2.5 y 14 del Contrato BOOT.

25.1.3 Mensualización del VNR

El VNR de las instalaciones de transmisión es referido al final del periodo regulatorio anual considerando la tasa de actualización de 12%, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 76° de la LCE, por tanto el COES-SINAC deberá utilizar la misma tasa para expresar los valores mensuales correspondientes y no realizar una división aritmética entre doce (12).

25.2 Costos de Operación y Mantenimiento

25.2.1 Información base para la determinación del COyM de REDESUR

EL COES-SINAC pretende que se considere como información base para la determinación del COyM de REDESUR para el periodo tarifario 2005-2006, el estudio contenido en el Informe Técnico SEG/CTE N° 030-2000. Cabe mencionar que este tema ha sido tratado mediante la Resolución OSINERG N° 128-2004-OS/CD, en la cual se declaró infundada la solicitud de REDESUR, por las razones expuestas en la parte considerativa (numeral 2.4.2) de dicha resolución, las cuales deben tomarse como parte de las observaciones al ESTUDIO.

En este sentido, los valores del COyM de las instalaciones de REDESUR, aprobadas en el año 2000, constituyeron una estimación realizada antes del inicio de operaciones y, como tal, sujeta a una eventual revisión sobre la base de la información de la experiencia real



de la operación de dichas instalaciones, habiéndose efectuado la última revisión durante la fijación de tarifas de mayo de 2004.

Adicionalmente, se debe observar que el COES-SINAC no aplica el cálculo del valor del dinero en el tiempo, tal y conforme OSINERG ha sido reconocido en la fijación tarifaria de mayo de 2004. De la información presentada como sustento, se observa en el cálculo del costo de mantenimiento, el cual considera que los gastos efectuados son iguales para todos los meses y no como se realiza de manera real, con una determinada periodicidad para cada actividad específica.

Por las razones expuestas, si el COES-SINAC pretende modificar el COyM aprobado, es imprescindible que presente el estudio técnico-económico que contenga información detallada sobre costos, actividades, recursos y frecuencias eficientes, y la incorporación, en cada una de ellas, del valor del dinero en el tiempo; a fin de sustentar y justificar los montos propuestos.

25.2.2 Mensualización de los pagos del COyM

Por las razones expuestas en el punto 25.1.3, la mensualización del COyM también debe realizarse con la tasa que dispone el Artículo 76° de la LCE, en razón de que todos los costos de las actividades de operación y mantenimiento calculados son referidos al final del periodo de fijación de los sistemas de transmisión.

25.2.3 Ajuste anual del COyM

La propuesta del COES-SINAC para el ajuste anual de los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones de REDESUR, utilizando el índice WPSSO3500, no se ciñe a la cláusula 5.2.5.1 (ii) del Contrato BOOT, la cual establece que la retribución por Costos Estándares de Operación y Mantenimiento se determina de acuerdo con las leyes aplicables; es decir, a lo dispuesto en la LCE y su Reglamento.

25.2.4 Impuesto transitorio a los Activos Netos

El Inciso b) del artículo 126° del Reglamento de la LCE señala que para el cálculo de la anualidad de la inversión se considerarán los tributos aplicables que no generen crédito fiscal.

El impuesto transitorio a los activos netos no se puede considerar como gasto, dado que se trata de un pago diferido del impuesto a la renta el cual es recuperable al momento de efectuar el pago anual del impuesto a la renta. Por tanto, es preciso que el COES-SINAC justifique por un lado, su inclusión en el cálculo de las tarifas teniendo en cuenta los convenios de estabilidad tributaria que pudiera haber establecido el titular de transmisión con el Estado Peruano, y por otro lado, deberá presentar la justificación de los montos propuestos, debidamente sustentados.



25.2.5 Reconocimiento del pago al Operador Estratégico

El COES-SINAC insiste en adicionar, al valor del COyM vigente, el monto equivalente a US\$ 575 300 como Fee Gestion, sin presentar sustento alguno.

Es preciso señalar que el valor vigente contempla dentro de los costos de gestión, gastos relacionados con el asesoramiento técnico estándar, el mismo que fue determinado acorde con los requerimientos para operar y mantener las instalaciones en forma eficiente. Por lo que este rubro podría estar generando duplicidad de costos.

25.3 Liquidación anual

La liquidación de los ingresos anuales de REDESUR deberá realizarse de acuerdo con la norma aprobada mediante la Resolución OSINERG N° 335-2004-OS/CD. Asimismo, el OSINERG entiende que la liquidación contenida en el ESTUDIO es preliminar y que, en consecuencia, la liquidación definitiva será aquella que se determine con la información que suministre la empresa hasta el final del proceso.

26. PEAJE POR TRANSMISIÓN DE TRANSMANTARO

26.1 Liquidación anual

La liquidación de los ingresos anuales de TRANSMANTARO deberá realizarse de acuerdo con la norma aprobada mediante la Resolución OSINERG N° 335-2004-OS/CD. Asimismo, el OSINERG entiende que la liquidación contenida en el ESTUDIO es preliminar y que, en consecuencia, la liquidación definitiva será aquella que se determine con la información que suministre la empresa hasta el final del proceso.

27. INGRESO TARIFARIO

El COES-SINAC deberá actualizar el Cuadro N° 9.16 (folio 37 del ESTUDIO) conforme a la absolución de las observaciones presentadas por el OSINERG en el presente documento. Asimismo, el OSINERG entiende que los valores de ingreso tarifario determinados tienen carácter preliminar.

28. PEAJE POR CONEXIÓN

El COES-SINAC presenta en el Cuadro N° 9.17 (folio 38 del ESTUDIO), el resumen del cálculo del peaje por conexión unitario para el periodo mayo 2005 - abril 2006. De acuerdo con las observaciones precedentes, se deberá recalcular estos valores en función de las modificaciones que se efectúen.



FÓRMULAS DE REAJUSTE

29. FÓRMULA DE REAJUSTE DE LOS PRECIOS BÁSICOS DE ENERGÍA Y POTENCIA

29.1 Observación General

En los folios 40 a 42 del ESTUDIO, el COES-SINAC ha presentado las fórmulas de reajuste para la energía y la potencia, incluyendo los coeficientes de los factores contenidos en dichas fórmulas.

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

29.2 Factor del Gas Natural

El COES-SINAC ha propuesto que el factor de gas natural (FPGN) sea determinado como $FPGN = (0,4901 + 0,5099 PGN / PGN_0) \times FTC$, donde PGN es el precio del contrato de suministro de gas natural de ETEVENSA. Al respecto, considerando las observaciones 11.2 y 11.3, en el sentido que el precio límite de referencia para el gas natural en la fijación de Tarifas en Barra, corresponde al valor obtenido de la aplicación del Artículo 6° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, el cual se relaciona con los contratos que hacen uso del gas natural de Camisea, se deberá establecer como factor de gas natural (FPGN) la variación en el referido precio límite, expresado en moneda nacional. Así se deberá mantener el factor siguiente $FPGN = PGN / PGN_0$, donde PGN es el precio que resulta de la aplicación del Artículo 6° antes mencionado.



III. ANEXOS

INFORME UFCOES-006-2005



INFORME OSINERG UFCOES-006-2005

ASUNTO : EVALUACION DE LA POTENCIA EFECTIVA DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA SANTIAGO ANTUNEZ DE MAYOLO.

REFERENCIA : Memo GART-DGT-023-2005.
Artículo 41^{o1} de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE).
Artículo 91^{o2} del Reglamento de la LCE.

1. OBJETIVO

El presente informe tiene por finalidad estimar la potencia efectiva de la Central Hidroeléctrica Santiago Antunez de Mayolo (en adelante "C.H. Mantaro").

2. ANTECEDENTES

El 6 de enero de 2005, a través de la nota de prensa del Ministerio de Energía y Minas, el titular de ELECTROPERU informó que durante el mes de diciembre de 2004, el Complejo Mantaro alcanzó el record histórico en potencia y producción de energía, indicando que esta mayor potencia y producción se debe a "los últimos reajustes operativos realizados en sus centrales Mantaro, Santiago Antúnez de Mayolo, y Restitución". Ver nota ampliada en el Anexo 01.

Así, la nota de prensa mencionada, indicó que la potencia máxima alcanzada en los últimos 31 años de operación que tienen las unidades del Mantaro, llegó a los 874.23 MW, y ocurrió a las 05:30 horas del domingo 19 de diciembre. La C.H. Mantaro registró 659.82 MW y la central hidroeléctrica Restitución 214.41, haciendo en conjunto un total de 874.23 MW. La producción diaria fue de 20 813,79 MWh el martes 14 de diciembre, de 20 814,94 el miércoles 15, de 20 874,04 el domingo 19 y de 20 892,25 – récord absoluto - el martes 21, lo que constituye, también, el récord absoluto de potencia generada en estas centrales.

El numeral 8.9 del PR-N° 18 del COES-SINAC, relativo a la determinación de la Potencia Efectiva de las Centrales Hidráulicas del COES, en su primer párrafo indica que:

"El Ensayo de Potencia Efectiva está destinado a comprobar la capacidad electromecánica (potencia) de la central, declarada por la empresa, mediante una medición."

Considerando que a la fecha, no se ha efectuado un ensayo satisfactorio de la Potencia Efectiva de la C.H. Mantaro luego de su repotenciación³, se ha procedido de acuerdo con los criterios establecidos en el PR-N° 18, ha realizar una estimación de la Potencia Efectiva que se le puede atribuir a la referida central producto del cambio de rodets de sus 6 unidades, sobre la base de su producción real. Los nuevos rodets instalados tienen mejoras tecnológicas que han permitido incrementar la capacidad de generación de las unidades.

En los Acuerdos de Directorio del 25 de noviembre de 2004⁴, el COES-SINAC aprobó el Plan Anual de Ensayos de Potencia Efectiva correspondiente al año 2005. En dicho Plan, ha programado efectuar las pruebas de Potencia Efectiva de las centrales Mantaro y Restitución en abril de 2005.

¹ Artículo 41° (LCE).- Las funciones básicas del Comité de Operación Económica del Sistema (COES) son:

d) Calcular la potencia y energía firme de cada una de las unidades generadoras de acuerdo al procedimiento que establece la presente Ley y el Reglamento;

² Artículo 91° (RLCE).- La Dirección de Operaciones es el órgano ejecutivo del COES y tendrá las siguientes funciones:

f) Calcular la potencia y energía firme de cada una de las unidades generadoras del sistema;

³ El 22 de junio de 2004 se efectuó un ensayo de potencia Efectiva a la C.H. Mantaro cuyos resultados fueron objetados por la misma Dirección de Operaciones del COES-SINAC.

⁴ Los Acuerdos del Directorio del COES-SINAC se encuentran publicados en la página WEB del COES.

Gerencia de Fiscalización Eléctrica
UFCOES-006-2005

27/01/2005



Asimismo, reiteramos algunas conclusiones relevantes del documento COES-SINAC-579-2003 de fecha 14 de julio de 2003 referido a "Comentarios al Informe de Evaluación de la Potencia Efectiva de las Centrales del SEIN". Se destaca:

- "6) Para el caso de las centrales hidroeléctricas no está establecido en el procedimiento respectivo, ningún rango de variación de la potencia efectiva de pruebas respecto a la ejecutada, ni periodo de tiempo para efectuar nuevas pruebas, que actualicen las pruebas iniciales de potencia efectiva".
- "7) Consideramos que los procedimientos de pruebas de potencia efectiva deberían establecer una metodología de evaluación donde se contemple el rango de variabilidad aceptable y el número de ocurrencias anuales de la potencia efectiva".

De lo anterior, se desprende que para el COES-SINAC, los procedimientos no precisan el o los criterios con los cuales la Dirección de Operaciones (en adelante "DOCOES") puede evaluar la evolución de la Potencia Efectiva, y ante alguna modificación de este valor (en el caso de una repotenciación, el procedimiento es claro), en una central hidroeléctrica, pueda además disponer un ensayo extraordinario (numeral 5 del PR-N° 18). En este sentido, el COES-SINAC debió haber solicitado al Ministerio de Energía y Minas, la modificación del referido procedimiento a fin de incorporar los criterios y metodologías que hagan viable la aplicación del referido numeral.

3. CRITERIOS IMPORTANTES ESTABLECIDOS EN EL PR-N° 18

El PR-N° 18, establece los procedimientos de medición y cálculo para la determinación de la Potencia Efectiva de una central hidráulica, así como establece criterios para la oportunidad de la realización de las pruebas. Cabe señalar que el éste, no hace explícito el nivel de precisión de los instrumentos de medición.

El PR-N° 18, define a la Potencia Efectiva como la potencia continua (antes de servicios auxiliares) entregada por la central, correspondiente a bornes de generación, cuando opera a Condiciones de Potencia Efectiva y en máxima carga. La Potencia Efectiva se determina como el promedio de los registros de potencias producidas cada 15 minutos, durante 5 horas consecutivas de pruebas. Además, para que esta Potencia Efectiva determinada sea declarada válida, la variación de la potencia medida no debe exceder el 1.5% del valor promedio de las mediciones.

Asimismo, indica que el Ensayo de Potencia Efectiva está destinado a comprobar la capacidad electromecánica (potencia) de la central, declarada por la empresa, mediante una medición.

Se resalta en el Anexo 02 párrafos relevantes del PR-N° 18.

3.1. Oportunidad del ensayo

El PR-N° 18 establece dos oportunidades para efectuar los ensayos de Potencia Efectiva. Luego, estos pueden ser ordinarios o extraordinarios.

Los ensayos ordinarios se efectúan solamente a la incorporación de nuevas unidades al SEIN, mientras que los ensayos extraordinarios se realizan a requerimientos de la DOCOES o alguno de sus integrantes, cuando se considere que la potencia de alguna central pueda haber experimentado alguna modificación importante, precisando el hecho de "cuando la central haya sido repotenciada".

3.2. Consideraciones para el ensayo

La Potencia Efectiva de la central hidroeléctrica está acotada por la capacidad electromecánica de las unidades, por la capacidad hidráulica del sistema de captación y conducción de agua y por la altura neta, la que puede ser sensiblemente




variable en el caso de que sea alimentada directamente desde un embalse o reservorio.

Se evalúa el estado de los reservorios (nivel y volumen), el caudal de alimentación a la central y el despacho de energía y potencia que se haya venido efectuando diariamente.

El ensayo se realiza en condiciones de altura del reservorio cuasi estáticas, carga constante, velocidad de rotación constante, con los dispositivos de regulación de la turbina (agujas del inyector o alabes del distribuidor) en posiciones fijas.

El ensayo se efectúa a alturas brutas iguales o cercanas a la Altura Bruta de Potencia Efectiva⁹, pero necesariamente pasando por ella.

3.3. Criterios de cálculo para los resultados del ensayo

La potencia efectiva se determina como el promedio de las mediciones registradas en periodos de 15 minutos y no debe tener una duración menor a cinco horas. Se considera que la variación de la potencia medida no debe exceder el 1.5% del valor promedio de las mediciones.

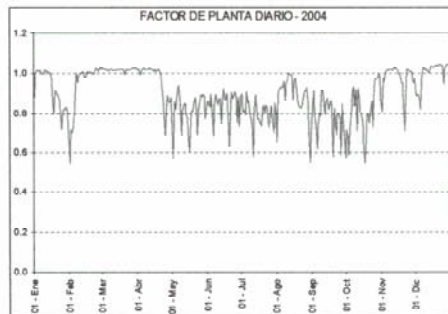
4. CONSIDERACIONES DE LA EVALUACION

La determinación de la Potencia Efectiva de las unidades de generación del SEIN, tiene como principal objetivo el determinar la máxima capacidad de generación de las unidades.

En este sentido, la producción de las unidades de generación debe tener relación directa con sus potencias efectivas respectivamente (estos valores deben ser considerados en la programación de la operación, en las respectivas remuneraciones por potencia y en el proceso de Fijación Tarifaria), por lo tanto, al evaluar los valores de potencia de las unidades de generación en periodos de tiempo con condiciones similares a los de la Condición de Potencia Efectiva, los valores determinados deberán ser próximos a los de la Potencia Efectiva que aprueba el COES-SINAC.

Cabe señalar, que debido a las condiciones hidrológicas que se afrontaron durante el año 2004, las centrales hidroeléctricas del SEIN operaron de acuerdo a la disponibilidad hidroeléctrica que tuvieron.

Asimismo, se puede asumir que el régimen operativo de la C.H. Mantaro ha cumplido las Condiciones de Potencia Efectiva, más aún cuando su factor de planta en muchos periodos (principalmente de avenida) se ha mantenido próximo a 1, tal como se puede apreciar en el Gráfico adjunto.



4.1. Definiciones

Las siguientes son definiciones que se ha usado en el presente informe:

Periodos Móviles (PM): Intervalos de Tiempo con una duración establecida, y cuyo inicio es el registro consecutivo del inicio del periodo móvil anterior.

Potencias Promedios Móviles (PPM): promedio aritmético de las mediciones registradas cada 15 minutos, durante periodos móviles de 5 horas continuas.

⁹ **Altura Bruta de Potencia Efectiva**, es la altura correspondiente a la altura bruta para operación normal de la central consignada en su diseño original o luego de una repotenciación (debidamente sustentada).



Desviaciones Estándar (σ): La desviación estándar es una medida de la dispersión de los valores con respecto al valor promedio.

Potencias Promedios Móviles Máximas (PPM_M): Valor máximo de los PPM durante un periodo determinado.

Frecuencia: Número de ocurrencias de una condición.

5. DATOS UTILIZADOS

La Información utilizada, corresponde a los registros de medidores electrónicos de clase 02 (Norma IEC 687)⁶ que registran cada 15 minutos la producción de las unidades de generación. Esta información es obtenida de la página WEB del COES-SINAC.

6. METODOLOGIA UTILIZADA EN EL INFORME

6.1. Generales

La duración del PM se asumió de 5 horas continuas, de acuerdo al numeral 8.10 del PR-N° 18.

Los registros de potencia considerados, corresponde a los registros de medidores electrónicos cada 15 minutos de las unidades de generación, de acuerdo al numeral 8.13 del PR-N° 18.

6.2. Metodologías

Se realizaron 3 procesos de cálculos, de los cuales se obtuvieron diferentes valores, dadas las consideraciones hechas para efectuar los respectivos cálculos.

Metodología 1

$$PE = PPM_M$$

Se obtuvieron las PPM_M mensuales del 2004 y se les determinó sus correspondientes desviaciones (σ).

Sobre la base de los PPM_M mensuales obtenidos, que se muestran en el Anexo 03, se calculó el mayor de ellos, cuya desviación es menor al 1.5% del valor promedio de las mediciones. Esta condición es conforme con el numeral 8.15⁷ del PR-N° 18.

El PPM_M del 2004 obtenido, y que puede ser considerado como Potencia Efectiva de la C.H. Mantaro es:

C.H. Mantaro	C.H. Restitución	Total
659.52	214.39	873.91

Metodología 2

$$PE = \text{Promedio} \{ PPM / PPM \geq \text{MAX} \{ (1 - \epsilon) PPM_M, PE \} \}$$

Para este caso se consideró que $\epsilon = 1.5\%$ PPM_M. Esta condición es conforme con el numeral 8.15 del PR-N° 18.

Mensualmente se calculó el promedio de las PPM que cumplen con la condición:

$$PPM \geq \text{MAX} \{ (1 - \epsilon) PPM_M, PE \}$$

⁶ Un grado de precisión de 0,2 en ANSI equivale a una precisión de 0,5 en IEC687.

⁷ Numeral 8.15. del PR-N° 18: FLUCTUACIONES DURANTE LA PRUEBA

(...) Se considera que la variación de la potencia medida no debe exceder el 1.5% del valor promedio de las mediciones.



Se obtuvo el mayor valor, de los 12 promedios mensuales de los PPM que satisficieron la condición, obteniéndose el siguiente resultado, que puede ser considerado como Potencia Efectiva de la C.H. Mantaro:

Error (%)	C.H. Mantaro	C.H. Restitución	Total
1.5	656.40	213.10	869.50

Metodología 3

PE = Promedio {PPM/PPM \geq MAX{(1- ϵ)PPM_M, PE}}

La metodología es similar a la Metodología 2, pero en este caso se consideró que $\epsilon = \sigma$ % PPM_M. Esta consideración es estadísticamente pertinente.

Obteniéndose el siguiente resultado, que puede ser considerado como Potencia Efectiva de la C.H. Mantaro:

Error (%)	C.H. Mantaro	C.H. Restitución	Total
σ	659.00	214.00	873.00

7. OBSERVACIONES

- 7.1. Si bien la producción de las centrales hidroeléctricas depende de las condiciones hidrológicas de sus cuencas, durante varios periodos del año se pueden presentar condiciones semejantes a las Condiciones de Potencia Efectiva. En este sentido, la producción de la C.H. Mantaro ha sido superior, en periodos considerables de tiempo con unible de la presa Tablachaca casi constante, a su Potencia Efectiva aprobada, lo que nos indica que se han presentado condiciones semejantes a las Condiciones de Potencia Efectiva mencionadas en el PR-N° 18.
- 7.2. De acuerdo al régimen de operación de la C.H. Mantaro en el año 2004, se puede asumir que ha cumplido en muchos periodos con las Condiciones de Potencia Efectiva referidas en el PR-N° 18.
- 7.3. El Ensayo de Potencia Efectiva está destinado a comprobar la capacidad electromecánica (potencia) de la central, declarada por la empresa, mediante una medición (numeral 9.8 del PR-N° 18).
- 7.4. Lo establecido en los numerales 3, 8.9, 8.13 y 8.15 del PR-N° 18, es concordante con un régimen de operación en condición nominal de la central en prueba.
- 7.5. Las desviaciones que se obtuvieron en el informe UFCOES-020-2004 son muy inferiores al 1.5 % de las desviaciones consideradas en el PR-N° 18, por lo que conservadoramente se puede utilizar los resultados de la Metodología 2.
- 7.6. La DOCOES en virtud el numeral 5 del PR-N° 18⁸ debió haber dispuesto la prueba de Potencia Efectiva, una vez concluidos los trabajos de cambio de rodetes en la C.H. Mantaro.
- 7.7. Los resultados obtenidos para la central Restitución son sólo referenciales, dada la relación física que existe entre el caudal turbinado por la C.H. Mantaro que es aprovechado en su totalidad por la primera. Así mismo, la central Restitución no ha efectuado cambio de rodetes.

⁸ Los ensayos extraordinarios se efectuarán cuando a juicio de la Dirección de Operaciones del COES o de una Empresa Generadora integrante del COES, existan razones para considerar que la potencia de alguna central pueda haber experimentado alguna modificación importante, cuando la central haya sido repotenciada.



8. CONCLUSIONES

- 8.1. La metodología utilizada en la estimación de la potencia efectiva de la C.H. Mantaro constituye una buena aproximación al resultado que se obtendría de hacerse el ensayo para la determinación de su Potencia Efectiva.
- 8.2. En los primeros meses del 2003 se realizaron cambios de 6 rodets de las turbinas de la C.H. Mantaro, lo que justificaría la realización del ensayo para la determinación de su Potencia Efectiva. La DOCOES, a pesar que el cambio de rodets efectuado en la C.H. Mantaro viene a ser una modificación importante, no dispuso la ejecución de un ensayo extraordinario para la determinación de la Potencia Efectiva, conforme a las facultades que le otorga el PR-N° 18.
- 8.3. Ha transcurrido aproximadamente dos años desde que finalizará el cambio de rodets antes mencionado y hasta la fecha no se ha efectuado el ensayo correspondiente, pese a que estaba programado realizarse en abril del año 2004.
- 8.4. En el Anexo 03 se presenta, además del cálculo de la Potencia Efectiva de la C.H. Mantaro y el cálculo de la Potencia Efectiva de la central Restitución; a esta última no se le ha efectuado ninguna modificación importante, por lo cual el valor estimado constituye sólo una referencia del valor de su Potencia Efectiva.
- 8.5. Finalmente, el valor de Potencia Efectiva estimado correspondiente a la C.H. Mantaro, y que debe ser considerado en la Fijación de Tarifas en Barra a cargo de la GART es de 659 MW, conforme a la Metodología 3 establecida.



Roberto Tamayo Pereyra
Jefe Unidad Fiscalización COES
RAHC



OFICIO N° 383-2004-OSINERG-GART



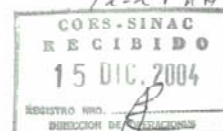


CARGO

Oficio N° 363-2004-OSINERG-GART

Lima, 14 de diciembre de 2004

Señor Ingeniero
Jaime Guerra Montes de Oca
 Director de Operaciones
 COES-SINAC



Lima.-

Asunto : Observaciones al Modelo de Proyección de Demanda propuesto por el COES-SINAC

Referencia : Oficio COES-SINAC/D-692-2004

De mi mayor consideración:

Mediante el presente tenemos el agrado de alcanzar a usted, en cumplimiento del Artículo 121° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, las observaciones al nuevo modelo econométrico de proyección de demanda propuesto por el COES-SINAC, mediante el documento de la referencia, para su aplicación a partir de la fijación tarifaria de mayo 2005.

Al respecto, sobre la base del análisis realizado al modelo propuesto, consideramos que el mismo debe ser mejorado antes de su aplicación en los procesos de fijación de tarifaria. En este sentido, se requiere que el COES-SINAC evalúe un nuevo modelo que redefina y recalculé las variables (tanto las independientes como la dependiente), y que se extienda en primeras diferencias hacia un modelo de corrección de errores para que éste describa una relación de equilibrio estable de largo plazo.

Las observaciones que sustentan lo requerido se detallan en el anexo adjunto.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para reiterarle los sentimientos de mi consideración.

Atentamente,



Víctor Ormeño Salcedo
VÍCTOR ORMEÑO SALCEDO
 Gerente Adjunto de Regulación Tarifaria





Anexo: OBSERVACIONES AL MODELO PROPUESTO

1. Aspectos Generales

El modelo econométrico propuesto por el COES-SINAC corresponde a un modelo agregado en primeras diferencias, en donde se mantiene el PBI y la variable dummy, se reemplaza la variable población por una variable tendencia (que en el modelo aparece como la constante "c"), se excluye la tarifa por no ser estadísticamente significativa y se corrige el problema de autocorrelación (AR(1)).

Este modelo se deriva directamente del modelo vigente, con lo cual la interpretación de los parámetros es similar. En este caso, la elasticidad ingreso es 0,52, con lo cual un aumento de 1% en el PBI generaría un crecimiento de la demanda de 0,52%. La constante estimada en el modelo (C = 0,03) indica que las ventas de energía crecen a una tasa promedio anual de 3%, independientemente de la evolución del PBI.

El modelo recalculado con datos actuales es el siguiente:

Dependent Variable: D(LOG(VENTAS))
 Method: Least Squares
 Date: 11/11/04 Time: 00:39
 Sample(adjusted): 1983 2004
 Included observations: 22 after adjusting endpoints
 Convergence achieved after 60 iterations

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.030083	0.004231	7.109423	0.0000
D(LOG(PBI))	0.524535	0.070650	7.424404	0.0000
D(D92)	-0.114075	0.020878	-5.463853	0.0000
AR(1)	-0.241664	0.265483	-0.910282	0.3747
R-squared	0.860017	Mean dependent var		0.038810
Adjusted R-squared	0.836687	S.D. dependent var		0.058413
S.E. of regression	0.023606	Akaike info criterion		-4.491663
Sum squared resid	0.010030	Schwarz criterion		-4.293292
Log likelihood	53.40829	F-statistic		36.86250
Durbin-Watson stat	2.128008	Prob(F-statistic)		0.000000
Invertid AR Roots	-0.24			

2. Definición de Variables

No se observa una evaluación crítica de las variables utilizadas en el modelo, es decir, no se indica cómo se construyen estos indicadores y cuál es su relevancia teórica o empírica.

2.1. PBI

El PBI utilizado en el modelo econométrico debería excluir el aporte de las cargas mineras para evitar una doble contabilidad de las ventas de energía. Esta medición del PBI debería ser concordante, además, con lo establecido mediante el Decreto Supremo N° 010-2004-EM, que prevé que todo proyecto con carga superior a los 10 MW debe ser proyectado de manera independiente del modelo econométrico.

4





En todo caso, se debería demostrar que el impacto de la no exclusión del aporte de las cargas mineras no es relevante en el modelo econométrico ni en el procedimiento general de proyección del COES-SINAC.

Si consideramos que estas cargas incluyen a las principales empresas mineras del país, es claro que este grupo de empresas totalizan una buena parte del PBI de la minería. De acuerdo al cuadro adjunto, la minería representa entre el 3,5% y el 4,9% del PBI entre 1992 y el 2002, lo que demuestra que: i) el aporte no es marginal; y, ii) su contribución al PBI no es constante, es decir, varía a través del tiempo. Es por ello que es necesario que el modelo econométrico usado considere un PBI que excluya el aporte de las cargas especiales; en caso contrario, existiría un problema de doble contabilidad.

VALOR AGREGADO BRUTO 1991-2002
Extracción de Minerales

Indicadores	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000P/	2001P/	2002E/
• VAB a Precios Constantes de 1994 (Millones de Nuevos Soles)	2 936	2 960	3 284	3 781	4 052	4 329	4 798	5 004	5 798	5 998	6 750	7 600
• VAB a Precios Corrientes (Millones de Nuevos Soles)	926	1 672	2 693	3 781	4 667	4 976	5 722	5 887	7 453	8 077	8 726	9 724
• Índice de Volumen Físico (Variación Porcentual)	...	0,8	10,9	15,2	7,2	6,8	10,8	4,3	15,9	3,4	12,5	12,6
• Índice de Precios (Variación Porcentual)	...	79,1	45,2	21,9	15,2	-0,2	3,7	-1,4	9,3	4,8	-4,0	-1,0
• VAB Sector / PBI Economía (Valores a Precios Corrientes)	...	3,7	3,9	3,8	3,9	3,6	3,6	3,5	4,3	4,4	4,6	4,9

Fuente: INEI

2.2. Tarifa

La tarifa eléctrica evaluada - y después descartada - en el modelo se valoriza en dólares, aunque en el trabajo original de MONENCO AGRA se menciona que es calculada en centavo de dólar "real" por KWh, por lo que en teoría debería estar deflactada o dividida por el índice de precios del dólar. Esto, sin embargo, no es cierto, es decir, la tarifa de energía eléctrica se valoriza en dólares corrientes o nominales. En todo caso, la utilización de la variable tarifa en términos de dólares, no es la manera más adecuada para describir la evolución del precio de la energía.

Es necesario recalcular esta variable de modo que se exprese en términos de soles reales, es decir, dividida o deflactada por el Índice de Precios al Consumidor (IPC). Esto se debe a que el precio de la energía, como un componente más de la canasta básica de consumo, debe ser comparado con el resto de bienes y servicios que se consumen internamente, es decir, con el resto de los precios que existen en la economía.

Sólo en el caso que el tipo de cambio haya crecido en la misma proporción que el IPC, es aceptable utilizar esta variable en término de dólares. Lamentablemente, esto no ha sucedido, todo lo contrario, en los últimos 20 años la trayectoria del tipo de cambio y los precios internos no han ido a la par, observándose una tendencia

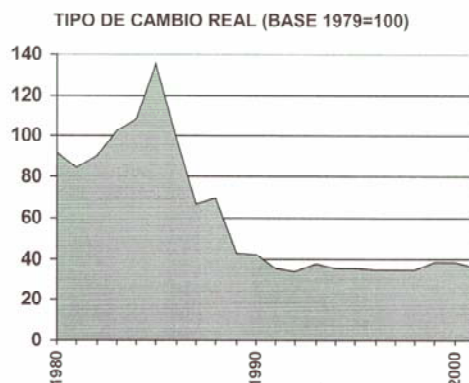
f

4





decreciente del tipo de cambio real, desde mediados de la década de los ochenta. En los últimos años, el tipo de cambio real se encuentra por debajo del 40% de su valor observado en 1979.



Fuente: BCRP
Elaboración propia

Esta divergencia en la valoración de la tarifa (en soles reales y dólares) resulta especialmente apreciable en la actual coyuntura, donde la caída del tipo de cambio, del orden del 6%, hace que una elevación de la tarifa nominal de 6% se convierta en un alza de 12% en términos de dólares; mientras que, con una inflación del orden del 3%, la tarifa real sólo aumentaría en 3%.

2.3. Tendencia

De acuerdo a los resultados presentados en el estudio del COES-SINAC, se tiene que la demanda de energía eléctrica en el SEIN crece a una tasa media tendencial de 3% al año (constante de la ecuación econométrica), que mide el efecto neto del crecimiento poblacional, del número de suministros o la expansión eléctrica, en general. Si esto es así, parecería inadecuado añadir por fuera del modelo econométrico las denominadas "cargas incorporadas", es decir, la demanda de energía relacionada con la ampliación de la frontera eléctrica.

Asimismo, la tasa de crecimiento tendencial calculada en el modelo nos dice que, independientemente del crecimiento económico, la demanda al año debe crecer en casi 3%. En este sentido, en el estudio presentado por el COES-SINAC no se analiza qué factores determinarían que esta tasa de crecimiento se mantenga, crezca o reduzca en el futuro, y si esto es aplicable para los siguientes 4 años.

Finalmente, la tasa de crecimiento tendencial del modelo agregado en realidad sería un promedio ponderado de las tasas de crecimiento tendenciales de la demanda de diversos tipos de usuarios por lo que existe un problema de agregación en el modelo. Implícitamente se asume que la composición de la demanda se mantendría en el futuro; sin embargo, no se demuestra que esto sea aplicable para los siguientes años.

f
CS





$$lv_t = \beta_0 + \beta_1 ly_t + \beta_2 lp_t + \beta_3 lpob_t + \varepsilon_t, \quad \varepsilon_t \sim N(0, \sigma^2)$$

Donde:

v_t : Ventas de energía eléctrica
 y_t : PBI a precios constantes
 p_t : Tarifa promedio de electricidad
 pob_t : Población

Siguiendo la metodología de estimación en dos etapas propuesta por Engle y Granger (1987), se debe verificar que el residuo de la expresión anterior sea estacionario para verificar la presencia de cointegración. Si este es el caso, el vector conformado por $(\beta_0, \beta_1, \beta_2, \beta_3)$ será el vector de cointegración. Una vez determinada la estacionariedad de los residuos se procede a estimar un modelo de corrección de errores, determinado por un modelo de rezagos distribuidos de la forma:

$$\Delta lv_t = -\lambda[lv_{t-1} - \beta_1 ly_{t-1} - \beta_2 lp_{t-1} - \beta_3 lpob_{t-1}] - \sum_{j=1}^{p-1} b_j \Delta lv_{t-j} - \sum_{j=0}^{q-1} \gamma_{1j} \Delta ly_{t-j} - \sum_{j=0}^{r-1} \gamma_{2j} \Delta lp_{t-j} + \mu_t$$

Donde:

v_t : Ventas de energía eléctrica.
 y_t : PBI a precios constantes.
 p_t : Tarifa promedio de electricidad.
 pob_t : Población.
 Δ : Operador de primeras diferencias.

4. Recomendaciones

- Redefinir y recalcular las variables del modelo.
- Extender el modelo en primeras diferencias hacia un Modelo de Corrección de Errores, para que se describa la relación de equilibrio de largo plazo.
- Realizar una evaluación y comparación de la bondad de ajuste de estos modelos.

f
 4

