



GERENCIA ADJUNTA DE REGULACIÓN TARIFARIA

✉ AV. CANADA N° 1460 - SAN BORJA

☎ 224 0487 224 0488 - FAX 224 0491

Informe GART/GT N° 061-2001

Proceso de Regulación Tarifas en Barra

Período noviembre 2001-abril 2002

Lima, 30 de noviembre de 2001

INDICE

1.	INTRODUCCIÓN	3
1.1	PROCESO DE REGULACIÓN TARIFARIA	4
1.2	ASPECTOS METODOLÓGICOS	4
1.3	RESUMEN DE RESULTADOS	5
2.	PROCESO DE REGULACIÓN TARIFARIA	7
2.1	PROPUESTA DEL COES.....	8
2.2	AUDIENCIA PÚBLICA	9
2.3	OBSERVACIONES A LA PROPUESTA DEL COES-SINAC.....	10
2.4	ABSOLUCIÓN DE LAS OBSERVACIONES	10
2.5	FIJACIÓN DE TARIFAS EN BARRA	11
2.6	RECURSOS DE RECONSIDERACIÓN	11
2.7	PRESENTACIÓN Y SEGUNDA AUDIENCIA PÚBLICA.....	12
2.8	TARIFAS EN BARRA DEFINITIVAS	12
3.	PRECIOS BÁSICOS DE POTENCIA Y ENERGÍA.....	13
3.1	PROCEDIMIENTOS DE CÁLCULO.....	13
3.1.1	Precio Básico de la Energía.....	13
3.1.2	Precio Básico de la Potencia	16
3.2	PREMISAS Y RESULTADOS	17
3.2.1	Previsión de Demanda.....	17
3.2.2	Programa de Obras.....	18
3.2.3	Costos Variables de Operación (CVT)	22
3.2.4	Costo de Racionamiento	28
3.2.5	Precio Básico de la Potencia	28
3.2.6	Precio Básico de la Energía.....	29
4.	TARIFAS EN BARRA EN SUBESTACIONES BASE.....	30
4.1	TARIFAS TEÓRICAS.....	30
4.2	COMPARACIÓN CON EL PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE LOS CLIENTES LIBRES	32
4.3	TARIFAS EN BARRA	33
5.	ACTUALIZACIÓN DE PRECIOS.....	36
5.1	ACTUALIZACIÓN DEL PRECIO DE LA ENERGÍA.....	36
5.2	ACTUALIZACIÓN DE LOS PRECIOS DE POTENCIA.....	36
6.	SISTEMAS AISLADOS	38
6.1	AISLADO TÍPICO A. GENERACIÓN A BASE DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS DIESEL	39
6.2	AISLADO TÍPICO F. SISTEMA AISLADO DEL DEPARTAMENTO DE MADRE DE DIOS	39

1. Introducción

El presente informe se prepara en cumplimiento de las disposiciones¹ relacionadas con la obligación del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG) de dar a conocer periódicamente al Sector el proceso seguido para la determinación de las tarifas. En este sentido, contiene las premisas, cálculos y resultados obtenidos para fijar las Tarifas en Barra y sus fórmulas de reajuste correspondientes del período noviembre 2001 - abril 2002, las cuales han sido establecidas por la Resolución OSINERG N° 2122-2001-OS/CD, publicada el 30 de octubre de año 2001, y su modificatoria la Resolución OSINERG N° 2874-2001-OS/CD, publicada el 11 de diciembre de 2001.

Para la obtención de los resultados que se presentan más adelante, el OSINERG ha seguido el procedimiento administrativo establecido por ley, que se inicia con la presentación de la propuesta tarifaria sometida por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC) y que culmina con las resoluciones del OSINERG que resuelven las impugnaciones contenidas en los recursos de reconsideración interpuestos por los administrados contra la resolución que fijó las Tarifas en Barra. A lo largo del proceso el OSINERG ha atendido el mandato constitucional contenido en el Artículo 139°, numeral 3 de la Carta Magna, habiendo observado el debido proceso asegurando a los administrados el derecho a su justa defensa al poner a su disposición los medios necesarios y suficientes para ejercitarla.

Los precios básicos, definidos en el Artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas y Artículos 125° y 126° de su Reglamento, están constituidos por los precios de potencia y energía en las barras

¹ Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, el Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía - OSINERG, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y sus modificatorias; Artículo 81° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y Artículo 162° de su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM y sus modificatorias.

de referencia, a partir de las cuales se expanden los precios mediante factores de pérdidas.

A partir de la regulación de precios de mayo 2001 se considera un solo Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), el cual ha sido constituido por la unión de los Sistemas Interconectados Centro-Norte y Sur mediante la línea de transmisión a 220 kV Mantaro-Socabaya que entró en operación comercial el 14 de octubre del año 2000.

1.1 Proceso de Regulación Tarifaria

El proceso de regulación tarifaria se inició el 14 de setiembre de 2001 con la presentación del “Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la Fijación Tarifaria de Noviembre 2001”, preparado por el COES-SINAC y remitido al OSINERG para su evaluación. Como parte del proceso, en la presente regulación de Tarifas en Barra se ha incorporado la realización de una Audiencia Pública, la cual se llevó a cabo el 1° de octubre de 2001. En esta audiencia el COES-SINAC tuvo la oportunidad de sustentar su propuesta de fijación de tarifas, recibió los comentarios y observaciones de los asistentes y dio respuesta a las observaciones recibidas.

Posteriormente, el 4 de octubre de 2001 el OSINERG remitió al COES-SINAC las observaciones encontradas al Estudio Técnico Económico señalado anteriormente. Dichas observaciones fueron revisadas y respondidas por el COES-SINAC con fecha 15 de octubre de 2001.

El 30 de octubre de 2001 el OSINERG publicó la Resolución OSINERG N° 2122-2001-OS/CD mediante la cual fijó las Tarifas en Barra; el COES-SINAC y la empresa DUKE ENERGY INTERNATIONAL EGENOR S.A. interpusieron sendos recursos de reconsideración contra dicha resolución.

Para el 22 de noviembre se convocó a una Presentación de los informes con el contenido de los estudios efectuados por el OSINERG para la fijación de las Tarifas en Barra. En la misma fecha se convocó a una nueva Audiencia Pública a fin de dar oportunidad a los recurrentes de sustentar sus respectivos recursos de reconsideración.

Los recursos de reconsideración fueron resueltos mediante las Resoluciones OSINERG N° 2872-2001-OS/CD y OSINERG N° 2873-2001-OS/CD publicadas el 11 de diciembre de 2001. Todo lo anterior ha sido tomado en cuenta en la preparación del presente informe.

1.2 Aspectos Metodológicos

El precio básico de la energía se determinó utilizando el modelo matemático de optimización y simulación de la operación de sistemas

eléctricos denominado PERSEO. El precio básico de la potencia corresponde a los costos unitarios de inversión y costos fijos de operación de la máquina más adecuada para suministrar potencia adicional durante las horas de máxima demanda anual, incluida su conexión al sistema de transmisión.

Los precios en barra se calcularon agregando a los costos marginales de energía los cargos por la transmisión involucrada. Dichos cargos por transmisión corresponden a la fijación de precios de mayo 2001.

Los precios (teóricos) determinados a través de los modelos de optimización y simulación fueron comparados con los precios libres de acuerdo a lo dispuesto por el Artículo 53° de la Ley y Artículo 129° del Reglamento. La información de clientes libres fue suministrada por las empresas generadoras y distribuidoras. Para este fin se ha tenido en cuenta además lo dispuesto por el Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios, aprobado mediante Decreto Supremo N° 017-2000-EM, del 18 de setiembre del año 2000.

1.3 Resumen de Resultados

El resultado de la comparación de precios libre / teórico ha establecido que el precio promedio ponderado teórico no difiere en más del 10% de su equivalente del mercado no regulado. Por tal motivo no fue necesario efectuar el reajuste en los precios teóricos para constituir los Precios en Barra definitivos.

Los precios resultantes para la regulación de Tarifas en Barra del SEIN se resumen en el cuadro siguiente:

TARIFAS EN BARRA - MONEDA NACIONAL

Factor de Ajuste 1,0000	PPM S/LA/W-mes	PCSPT S/LA/W-mes	PPB S/LA/W-mes	CPSEE ctm. S/LA/W-h	PEMP ctm. S/LA/W-h	PEMF ctm. S/LA/W-h
Talara	18,63	6,41	25,04	0,10	11,93	8,91
Piura Oeste	18,80	6,41	25,22	0,10	12,13	9,04
Chiclayo Oeste	18,47	6,41	24,89	0,10	11,96	8,92
Guadalupe 220	18,51	6,41	24,90	0,10	11,98	8,93
Guadalupe 60	18,44	6,41	24,86	0,10	11,97	8,93
Trujillo Norte	18,62	6,41	24,94	0,10	12,01	8,91
Chimbote 1	18,30	6,41	24,71	0,10	11,90	8,92
Paramonga	18,90	6,41	25,32	0,10	12,00	8,74
Huacho	18,91	6,41	25,32	0,10	12,04	8,74
Zapallal	18,82	6,41	25,23	0,10	12,03	8,68
Ventanilla	18,98	6,41	25,39	0,10	12,06	8,71
Chaverría	19,01	6,41	25,42	0,10	12,08	8,71
Santa Rosa	19,01	6,41	25,43	0,10	12,04	8,71
San Juan	19,03	6,41	25,45	0,10	11,99	8,72
Independencia	18,49	6,41	24,91	0,10	11,75	8,57
Ica	18,70	6,41	25,11	0,41	11,82	8,62
Marcona	18,38	6,41	25,80	1,25	11,96	8,71
Manfaro	17,13	6,41	23,54	0,10	11,40	8,32
Huayucachi	17,59	6,41	24,00	0,10	11,57	8,41
Pachacaca	17,94	6,41	24,35	0,10	11,63	8,52
Huancavelica	17,44	6,41	23,85	0,10	11,50	8,39
Callahuanca ELP	18,33	6,41	24,74	0,10	11,82	8,59
Cajamarquilla	18,80	6,41	25,21	0,10	11,98	8,68
Huancayo 138	18,78	6,41	23,19	0,10	11,41	8,50
Vizcarra	19,26	6,41	25,87	0,10	11,95	8,72
Tingo María 220	18,67	6,41	25,06	0,10	11,79	8,64
Tingo María 138	18,73	6,41	25,14	0,10	11,82	8,66
Huancayo 138	18,48	6,41	24,89	0,10	11,84	8,66
Paragsha II 138	18,04	6,41	24,45	0,36	11,77	8,58
Oroya Nueva 220	17,86	6,41	24,37	0,36	11,72	8,53
Oroya Nueva 60	17,98	6,41	24,39	0,36	11,89	8,54
Carhuamayo 138	17,19	6,41	23,60	0,36	11,67	8,52
Caripa 138	17,98	6,41	24,39	0,36	11,74	8,55
Machupichu	13,04	6,41	19,46	0,10	9,78	7,24
Cachimayo	13,85	6,41	20,37	0,10	10,12	7,49
Dolores-pata	14,06	6,41	20,47	0,10	10,18	7,51
Quencoco	14,07	6,41	20,48	0,10	10,17	7,52
Combapata	14,86	6,41	21,27	0,10	10,52	7,80
Tintaya	15,68	6,41	22,10	0,10	10,91	8,12
Ayaviri	15,16	6,41	21,57	0,10	10,71	8,01
Azángaro	14,87	6,41	21,28	0,10	10,59	7,90
Juliaca	16,25	6,41	22,86	0,10	10,97	8,13
Puno 138	16,70	6,41	23,11	0,10	11,18	8,24
Puno 220	16,69	6,41	23,10	0,10	11,19	8,25
Callali	16,15	6,41	22,56	0,10	11,04	8,21
Santuario	16,48	6,41	22,89	0,10	11,18	8,29
Socabaya 138	16,81	6,41	23,22	0,10	11,28	8,33
Socabaya 220	16,82	6,41	23,23	0,10	11,29	8,32
Cerro Verde	16,86	6,41	23,27	0,10	11,29	8,36
Repardición	16,86	6,41	23,27	0,10	11,31	8,37
Mollendo	16,86	6,41	23,27	0,10	11,33	8,37
Montalvo 220	16,86	6,41	23,28	0,10	11,28	8,32
Montalvo 138	16,86	6,41	23,38	0,10	11,29	8,33
Toquepala	17,13	6,41	23,54	0,10	11,22	8,30
Aricota 138	16,93	6,41	23,35	0,10	11,17	8,28
Aricota 60	16,85	6,41	23,37	0,10	11,14	8,26
Tacna 220	16,85	6,41	23,36	0,10	11,32	8,33
Tacna 60	17,01	6,41	23,43	0,72	11,36	8,32

Tipo de Cambio	3,484	S/US\$	F.C.	75,4%	%EHP	19,9%
----------------	-------	--------	------	-------	------	-------

Notas :

PPM Precio de la Potencia de Punta a nivel generación

PCSPT Cargo de Peaje de Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión

PPB Precio en Barra de la Potencia de Punta

CPSEE Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía

PEMP Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta

PEMF Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta

F.C. Factor de Carga Anual del Sistema.

%EHP Porcentaje de la Energía Total consumida en el Bloque de Punta para los próximos 4 años.

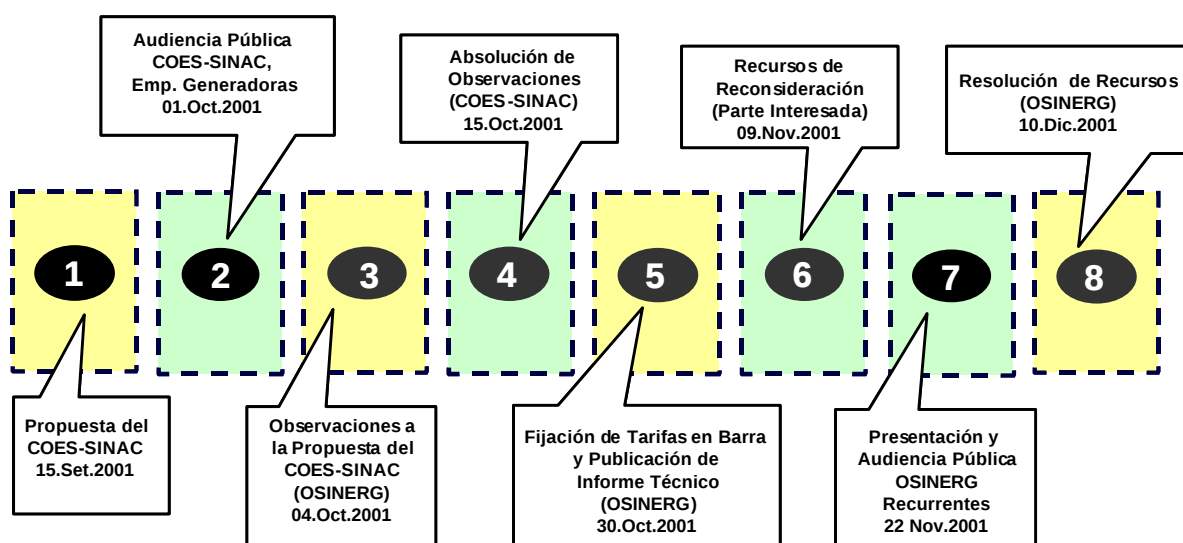
Promedio Costo medio de la Electricidad a Nivel Generación, para el F.C. y el %EHP del sistema.

Promedio = $PPB / (7,2 * F.C.) + PEMP * \%EHP + PEMF * (1 - \%EHP) + CPSEE$

2. Proceso de Regulación Tarifaria

El proceso de Fijación de Tarifas en Barra se realizó de conformidad con lo establecido en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM². El OSINERG, en aplicación del principio de transparencia contenido en el Artículo 8° del Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, ha incluido las audiencias públicas dentro del proceso de regulación de las tarifas de generación, transmisión y distribución, con la finalidad que los usuarios e interesados puedan manifestarse sobre las propuestas tarifarias respectivas. En el siguiente esquema se resume el proceso que se siguió para la Fijación de las Tarifas en Barra. Las fechas indicadas corresponden a la presente fijación de tarifas.

² En este Informe los términos “Ley” y “Reglamento” se refieren a la Ley de Concesiones Eléctricas (D.L. N° 25844) y a su Reglamento (D.S. N° 009-93-EM) respectivamente.



El esquema ilustrado, que obedece a las disposiciones legales vigentes, establece un ambiente abierto de participación donde pueden expresarse las opiniones de la ciudadanía, y de los interesados en general, a fin de que estas sean consideradas por el regulador antes que adopte su decisión sobre la fijación de las Tarifas en Barra.

Asimismo, con posterioridad a la decisión, se prevé la instancia de los recursos de reconsideración donde se pueden interponer cuestionamientos a las decisiones adoptadas, cuyo sustento se encuentra en el Informe Técnico que fue puesto a consideración del público el mismo día que se publicó la Resolución OSINERG N° 2122-2001-OS/CD que fijó las Tarifas en Barra.

2.1 Propuesta del COES

Los titulares de las centrales de generación y de sistemas de transmisión, cuyas instalaciones se encuentren interconectadas conforman un organismo técnico denominado Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC)³ con la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

³ En el presente informe los términos Sistema Interconectado Nacional (SINAC) o Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) se refieren a lo mismo y se utilizan de manera intercambiable. Por razones históricas, ambas denominaciones se han utilizado por las entidades del sector eléctrico para referirse a la red de alta y muy alta tensión que interconecta a las principales ciudades de todo el país a partir de octubre del año 2000.

De acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 119° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas⁴, el proceso de regulación tarifaria se inició con la presentación del COES-SINAC, el 14 de setiembre de 2001, del “*Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la Fijación Tarifaria de Noviembre 2001*”.

En el siguiente cuadro se resume la propuesta tarifaria del COES-SINAC:

TARIFAS	Unidades	Vigente a Set. 2001	Propuesta COES
Precio Promedio de la Energía	ctm S/./kWh	10,34	11,87
Precio de la Potencia	S/./kW-mes	18,79	20,26
Precio Promedio Total	ctm S/./kWh	14,02	15,83

2.2 Audiencia Pública

El Consejo Directivo del OSINERG mediante Resolución N° 1710-2001-OS/CD convocó a una Audiencia Pública para el 1° de octubre de 2001, con el objetivo que el COES-SINAC exponga su propuesta de tarifas de generación para la regulación tarifaria del periodo noviembre 2001 - abril 2002.

Sustentada en el principio de transparencia, la mencionada Resolución dispuso además la publicación del Estudio Técnico-Económico presentado por el COES-SINAC con el propósito que los agentes del

⁴ **Artículo 119°.-** Antes del 15 de Marzo y 15 de Setiembre de cada año, cada COES deberá presentar a la Comisión el estudio técnico-económico de determinación de precios de potencia y energía en barras, de conformidad con las disposiciones contenidas en los Artículos 47° a 50° inclusive, de la Ley, en forma detallada para explicitar y justificar, entre otros aspectos, los siguientes:

- La proyección de la demanda de potencia y energía del sistema eléctrico;
- El programa de obras de generación y transmisión;
- Los costos de combustibles, Costo de Racionamiento considerado y otros costos variables de operación pertinentes;
- La Tasa de Actualización utilizada en los cálculos;
- Los Costos Marginales de Corto Plazo de energía proyectados;
- Los Precios Básicos de la Potencia de punta y de la energía;
- Los factores de pérdidas marginales de potencia y de energía;
- El Costo Total de Transmisión, discriminando los costos de inversión y los de operación y mantenimiento tanto para el Sistema Principal como para los Sistemas Secundarios de Transmisión;
- Los valores resultantes para los Precios en Barra;
- La fórmula de reajuste propuesta; y,
- Cálculo del Ingreso Tarifario esperado en los Sistema Principal y Secundarios de Transmisión, para la fijación del Peaje por Conexión y del Peaje Secundario.

mercado e interesados tuvieran acceso al estudio mencionado y contarán con la información necesaria que les permitiera expresar sus observaciones y/o comentarios relacionados con el estudio tarifario, durante la Audiencia Pública.

De esta forma, se busca la participación de los diversos agentes (empresas concesionarias, asociaciones de usuarios, usuarios individuales, etc) en el proceso de toma de decisiones, en un entorno de mayor transparencia, conforme a los principios y normas derivadas de la Ley Marco de los Organismos Reguladores del Estado.

2.3 Observaciones a la Propuesta del COES-SINAC

El 4 de octubre de 2001 el OSINERG comunicó sus observaciones, debidamente fundamentadas, al Estudio Técnico Económico del COES-SINAC. En este mismo documento se incluyeron las observaciones y/o comentarios emitidos por los interesados durante la Audiencia Pública.

2.4 Absolución de las Observaciones

El COES-SINAC remitió su respuesta a las observaciones efectuadas por el OSINERG al estudio técnico-económico propuesto y presentó un informe con los resultados modificados de su estudio.

En el siguiente cuadro se resume la propuesta del COES-SINAC después de la absolución de las observaciones:

TARIFAS	Unidades	Vigente a Set. 2001	Propuesta COES
Precio Promedio de la Energía	ctm S/./kWh	10,34	11,35
Precio de la Potencia	S/./kW-mes	18,79	20,26
Precio Promedio Total	ctm S/./kWh	14,02	15,31

En el caso de las observaciones al Estudio Técnico-Económico del COES-SINAC que no fueron absueltas a satisfacción del OSINERG, ha correspondido al OSINERG establecer los valores finales y fijar las tarifas dentro de los márgenes que se señalan en la Ley.

2.5 Fijación de Tarifas en Barra

El OSINERG evaluó los cálculos propuestos por el COES-SINAC y luego de su análisis, preparó el Informe Técnico GART/GT N° 057-2001 con el resultado de los estudios realizados tomando en cuenta la información obtenida en el proceso de regulación tarifaria, todo lo cual sirvió de base para la aprobación de las Tarifas en Barra y sus fórmulas de reajuste correspondiente al periodo noviembre 2001 – abril 2002.

Las Tarifas en Barra y sus fórmulas de reajuste, una vez aprobadas, fueron publicadas en el diario oficial El Peruano y complementariamente en la página WEB del OSINERG el 30 de octubre de 2001.

En el siguiente cuadro se resume el resultado de la fijación de las Tarifas en Barra:

TARIFAS	Unidades	Vigente a Set. 2001	Fijación OSINERG
Precio Promedio de la Energía	ctm S/./kWh	10,34	9,20
Precio de la Potencia	S/./kW-mes	18,79	19,01
Precio Promedio Total	ctm S/./kWh	14,02	12,92

2.6 Recursos de Reconsideración

De acuerdo con lo dispuesto por el Artículo 74° de la Ley de Concesiones Eléctricas⁵, los interesados podrán presentar Recurso de Reconsideración contra las resoluciones que expida el OSINERG, dentro de los diez días naturales contados a partir de la fecha de publicación de la resolución en el Diario Oficial El Peruano. En la presente fijación, fueron presentados dos recursos de reconsideración el día 9 de noviembre de 2001: el primero por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC) y el segundo por la empresa DUKE ENERGY INTERNATIONAL EGENOR S.A. (EGENOR). Ambos recursos fueron acompañados de documentación que constituye prueba instrumental de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 155° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

⁵ **Artículo 74°.-** Las partes interesadas podrán interponer recursos de reconsideración contra la resolución de la Comisión de Tarifas de Energía, dentro de los diez días naturales siguientes a la fecha de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

El recurso de reconsideración deberá ser resuelto dentro de un plazo de treinta días naturales a partir de su interposición, con lo que quedará agotada la vía administrativa.

2.7 Presentación y Segunda Audiencia Pública

El Consejo Directivo del OSINERG mediante Resolución N° 2125-2001-OS/CD, publicada el 07.11.2001, dispuso la realización de una Presentación del contenido de los estudios efectuados para la regulación de las Tarifas en Barra y convocó a una nueva Audiencia Pública con la finalidad que los recurrentes presenten y expongan el contenido de sus recursos de reconsideración contra la Resolución N° 2122-2001-OS/CD y sustenten los fundamentos de su requerimiento. La Presentación y la Audiencia Pública se realizaron el 22 de noviembre de 2001.

De acuerdo con el principio de transparencia, la mencionada Resolución adicionalmente contempló la publicación de los informes GART/GT N° 057-2001, OSINERG-GART-AL-2001-024 y AL-DC-124-2001 que sustentan la regulación de las Tarifas en Barra y los recursos de reconsideración contra la Resolución N° 2122-2001-OS/CD, presentados por el COES-SINAC y EGENOR, con el propósito que los agentes del mercado e interesados tuvieran acceso a los mismos a fin de que pudieran expresar sus observaciones y/o comentarios durante la Audiencia Pública.

2.8 Tarifas en Barra Definitivas

El OSINERG evaluó los recursos presentados por el COES-SINAC y la empresa EGENOR y, luego de su análisis, se elaboraron los Informes Técnicos GART/GT N° 058-2001 y N° 059-2001 con el contenido del resultado de los análisis realizados tomando en cuenta toda la información obtenida en la revisión de los recursos interpuestos, lo cual sirvió para la modificación de las Tarifas en Barra y sus fórmulas de reajuste correspondientes al periodo noviembre 2001 – abril 2002.

Las nuevas Tarifas en Barra y sus fórmulas de reajuste fueron publicadas en el diario oficial El Peruano y complementariamente en la página WEB del OSINERG.

En el siguiente cuadro se resume el resultado de la modificación de las Tarifas en Barra:

TARIFAS	Unidades	Vigente a Set. 2001	Modificación Aprobada
Precio Promedio de la Energía	ctm S/./kWh	10,34	9,43
Precio de la Potencia	S/./kW-mes	18,79	19,01
Precio Promedio Total	ctm S/./kWh	14,02	13,15

3. Precios Básicos de Potencia y Energía

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) se extiende desde Tacna por el sur hasta Tumbes por el norte, y enlaza la mayor parte de ciudades del país.

Para el presente período de regulación se destaca:

1. El reingreso al servicio de la central Machupicchu con 90 MW en el segundo trimestre del año 2001.
2. El ingreso de las centrales hidroeléctricas de Huanza (86 MW) y Marañón (90 MW) dentro del horizonte de estudio.
3. La inclusión de las primeras unidades que utilizarán el gas natural de Camisea en el segundo trimestre del año 2004.

En las secciones que siguen se explican los procedimientos y resultados obtenidos en el proceso de determinación de las Tarifas en Barra para el período noviembre 2001 - abril 2002.

3.1 Procedimientos de Cálculo

Esta sección describe los procedimientos generales y modelos empleados para el cálculo de los precios básicos en el SEIN.

3.1.1 Precio Básico de la Energía

El precio básico de la energía, cuyos criterios y procedimientos están definidos en el Artículo 125° del Reglamento⁶, se

⁶ **Artículo 125°.-** El Precio Básico de la Energía, a que se refiere el inciso d) del Artículo 47° de la Ley, será calculado mediante el siguiente procedimiento:

determinó a partir de los costos marginales esperados en el sistema de generación para los 48 meses del período de análisis de acuerdo con lo establecido en los Artículos 47° al 50° de la Ley⁷.

Para la determinación de los costos marginales de la energía en el SEIN, se utilizó el modelo PERSEO desarrollado por la CTE (hoy OSINERG) y suministrado al COES-SINAC. Este modelo de despacho de energía multinodal, permite calcular los costos

-
- a) Se calculará el Valor Presente del producto de la demanda por el respectivo costo marginal de cada período proyectado;
 - b) Se calculará el Valor Presente de la demanda de cada período proyectado; y,
 - c) Se obtendrá el cociente de a) y b).

El Valor Presente señalado en los incisos a) y b) serán obtenidos empleando la Tasa de Actualización señalada en el Artículo 79° de la Ley y un número de períodos de 48 meses.

⁷ **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 cuarentiocho meses y determinará un programa de obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en dicho período, considerando las que se encuentren en construcción y aquellas que estén contempladas en el Plan Referencial elaborado por el Ministerio de Energía y Minas;
- b) Determinará el programa de operación que minimice la suma del costo actualizado de operación y de racionamiento para el período de estudio, tomando en cuenta, entre otros: la hidrología, los embalses, los costos de combustible, así como la Tasa de Actualización a que se refiere el artículo 79° de la presente Ley;
- c) Calculará los Costos Marginales de Corto Plazo esperados de energía del sistema, para los Bloques Horarios que establece la Comisión de Tarifas de Energía, correspondiente al programa de operación a que se refiere el acápite anterior;
- d) Determinará el Precio Básico de la Energía por Bloques Horarios para el período de estudio, como un promedio ponderado de los costos marginales antes calculados y la demanda proyectada, debidamente actualizados;
- e) Determinará el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico y calculará la anualidad de la inversión con la Tasa de Actualización correspondiente fijada en el artículo 79 de la presente Ley;
- f) Determinará el precio básico de la potencia de punta, según el procedimiento que se establezca en el Reglamento, considerando como límite superior la anualidad obtenida en el inciso anterior.

En caso de que la reserva del sistema sea insuficiente se considerará para este fin un margen adicional, al precio establecido en el párrafo precedente;

- g) Calculará para cada una de las barras del sistema un factor de pérdidas de potencia y un factor de pérdidas de energía en la transmisión.

Estos factores serán iguales a 1,00 en la barra en que se fijen los precios básicos;

- h) Determinará el Precio de la Potencia de Punta en Barra, para cada una de las barras del sistema, multiplicando el Precio Básico de la Potencia de Punta por el respectivo factor de pérdidas de potencia, agregando a este producto el Peaje por Conexión a que se refiere el artículo 60° de la presente Ley; y,
- i) Determinará el Precio de Energía en Barra, para cada una de las barras del sistema, multiplicando el Precio Básico de la Energía correspondiente a cada Bloque Horario por el respectivo factor de pérdidas de energía.

Artículo 48°.- Los factores de pérdida de potencia y de energía se calcularán considerando las Pérdidas Marginales de Transmisión de Potencia de Punta y Energía respectivamente, considerando un Sistema Económicamente Adaptado.

Artículo 49°.- En las barras del Sistema Secundario de Transmisión el precio incluirá el Costo Medio de dicho Sistema Económicamente Adaptado.

Artículo 50°.- Todos los costos que se utilicen en los cálculos indicados en el artículo 47° deberán ser expresados a precios vigentes en los meses de marzo o septiembre, según se trate de las fijaciones de precio de mayo o de noviembre, respectivamente.

marginales optimizando la operación del sistema hidrotérmico con múltiples embalses en etapas mensuales; utiliza programación lineal para determinar la estrategia óptima de operación ante diferentes escenarios de hidrología. Los costos marginales se determinan como el promedio de las variables duales asociadas a la restricción de cobertura de la demanda (2001-2005) para cada uno de los escenarios hidrológicos.

Para representar el comportamiento de la hidrología el modelo PERSEO utiliza los caudales históricos naturalizados registrados en los diferentes puntos de interés. Para el presente estudio se han utilizado los datos de caudales naturales de los últimos 36 años, incluido el año 2000. Debido a que para el año 2000 el COES-SINAC presentó información incompleta sobre caudales, se tuvo que efectuar un estimado de dichos caudales, en algunos puntos del sistema, para ese año.

La representación de la demanda del sistema se realizó para cada barra en diagramas de carga mensual de tres bloques, para cada uno de los 48 meses del período de estudio. En consecuencia, los costos marginales esperados se calcularon para cada uno de los tres bloques de la demanda (punta, media y base). A partir de dichos costos marginales, para fines tarifarios, el costo de la energía se resumió en sólo dos períodos: punta y fuera de punta, para el período fuera de punta se consideraron los bloques de media y base.

En el caso del mantenimiento de las centrales se ha considerado el programa propuesto por el COES-SINAC; sin embargo, se recomienda efectuar estudios para la revisión de los programas de largo plazo (2002-2005) a fin de verificar los requerimientos de mantenimiento planteados por el COES-SINAC.

El modelo PERSEO está constituido por un programa (escrito en FORTRAN y C) que permite construir las restricciones que definen un problema de programación lineal. Las restricciones una vez construidas son sometidas a un motor de programación lineal (herramienta CPLEX) que resuelve el problema de optimización. Las salidas del optimizador lineal son luego recogidas por programas de hojas de cálculo que permiten efectuar el análisis y gráfico de los resultados.

Información más detallada sobre el modelo PERSEO, sus características, manual de usuario, casos de prueba y datos de las fijaciones tarifarias, se encuentra disponible en la página web del GART: www.cte.org.pe.

3.1.2 Precio Básico de la Potencia

El precio básico de la potencia, cuyos criterios y procedimientos están definidos en el Artículo 126° del Reglamento⁸, se determinó a partir de la revisión y actualización de un estudio realizado por el OSINERG, el cual considera una unidad turbogas como la alternativa más económica para abastecer el incremento de la demanda durante las horas de máxima demanda anual. El precio básico corresponde a la anualidad de la inversión en la planta de punta (incluidos los costos de conexión) más sus costos fijos de operación y mantenimiento anual, se considera asimismo los factores por la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad y el Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema, aprobados mediante la Resolución N° 019-2000 P/CTE publicada el 25 de octubre de 2000.

⁸ **Artículo 126°.-** La Anualidad de la Inversión a que se refiere el inciso e) del Artículo 47° de la Ley, así como el Precio Básico de Potencia a que se refiere el inciso f) del Artículo 47° de la Ley, serán determinados según los siguientes criterios y procedimientos:

a) Procedimiento para determinar el Precio Básico de la Potencia:

- I) Se determina la Anualidad de la Inversión a que se refiere el inciso e) del Artículo 47° de la Ley, conforme al literal b) del presente artículo. Dicha Anualidad se expresa como costo unitario de capacidad estándar;
- II) Se determina el Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento estándar, considerando la distribución de los costos comunes entre todas las unidades de la central. Dicho costo se expresa como costo unitario de capacidad estándar;
- III) El Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar, es igual a la suma de los costos unitarios estándares de la Anualidad de la Inversión más la Operación y Mantenimiento definidos en los numerales I) y II) que anteceden;
- IV) El Costo de Capacidad por unidad de potencia efectiva, es igual al Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar por el factor de ubicación. El factor de ubicación es igual al cociente de la potencia estándar entre la potencia efectiva de la unidad;
- V) Se determina los factores que tomen en cuenta la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad y el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema; y
- VI) El Precio Básico de la Potencia es igual al Costo definido en el numeral IV) por los factores definidos en el numeral V) que anteceden.

b) Procedimiento para determinar la Anualidad de la Inversión:

- I) La Anualidad de la Inversión es igual al producto de la Inversión por el factor de recuperación de capital obtenido con la Tasa de Actualización fijada en el Artículo 79° de la Ley, y una vida útil de 20 años para el equipo de Generación y de 30 años para el equipo de Conexión.
 - II) El monto de la Inversión será determinado considerando:
 - 1) El costo del equipo que involucre su precio, el flete, los seguros y todos los derechos de importación que les sean aplicables (equivalente a valor DDP de INCOTERMS); y,
 - 2) El costo de instalación y conexión al sistema.
 - III) Para el cálculo se considerarán los tributos aplicables que no generen crédito fiscal.
- c) La Comisión fijará cada 4 años la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta y el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema, de acuerdo a los criterios de eficiencia económica y seguridad contenidos en la Ley y el Reglamento.

La Comisión fijará los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.

3.2 Premisas y Resultados

A continuación se presenta la demanda, el programa de obras, los costos variables de operación y el costo de racionamiento utilizados para el cálculo de los costos marginales y los precios básicos de potencia y energía. Finalmente, se presenta la integración de precios básicos y peajes de transmisión para constituir las Tarifas en Barra.

3.2.1 Previsión de Demanda

El modelo empleado para efectuar el pronóstico de la demanda es el mismo propuesto por el COES-SINAC, pero al cual se le ha corregido los datos de ventas correspondientes a los años 1999 y 2000 con la última información disponible en la Base de Datos de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERG (OSINERG-GART), así como las pérdidas en distribución reconocidas y esperadas para los próximos cuatro años. Del mismo modo, las pérdidas en distribución se han corregido para tomar en cuenta que la energía vendida al mercado libre por los generadores en los niveles de alta y muy alta tensión no transita por las redes de distribución.

El crecimiento del PBI previsto para el periodo de estudio se ha tomado igual al propuesto por el COES-SINAC. Aunque estos valores de crecimiento del PBI no son exactamente iguales a los previstos por OSINERG-GART, la diferencia se encuentra dentro del nivel de incertidumbre de este tipo de pronósticos y resulta innecesario efectuar correcciones que no son significativas.

Como resultado de la revisión del pronóstico de ventas del año 2001, se verificó la necesidad de reconsiderar el valor de ventas pronosticado por el modelo econométrico (11 769 GWh), reemplazándolo por el valor proyectado de 11 911 GWh, el cual ha sido mejor estimado sobre la base de las ventas históricas reportadas por las empresas eléctricas en el período enero-setiembre 2001. Asimismo, se ajustaron, en función de la información histórica de las cargas especiales a setiembre 2001, entre otras, las proyecciones de las cargas Shougesa, Antamina y Yanacocha, las cuales es probable que presenten una diferencia significativa con respecto a las proyecciones propuestas al OSINERG.

La demanda de los proyectos mineros se ha mantenido de acuerdo a la propuesta del COES-SINAC con la excepción de la demanda de Cerro Lindo y Quellaveco que se han postergado en un año.

Al consumo de energía se le agregó un porcentaje de pérdidas con la finalidad de compensar las pérdidas por transporte no consideradas en el modelado de la red de transmisión.

La demanda considerada para el SINAC se resume en el **Cuadro No. 3.1**. Esta demanda se encuentra en el nivel de producción. Para su utilización en el modelo PERSEO debe ser desagregada por barras.

Cuadro No. 3.1

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

2001 - 2005

Año	Max. Demanda MW	Consumo Anual GWh	F.C. %	Tasa de Crecimiento	
				Potencia	Energía
2000	2 623	17 634	76,7%		
2001	2 787	18 415	75,4%	6,2%	4,4%
2002	2 895	19 585	77,2%	3,9%	6,4%
2003	3 029	20 549	77,4%	4,6%	4,9%
2004	3 155	21 410	77,5%	4,1%	4,2%
2005	3 335	22 635	77,5%	5,7%	5,7%

3.2.2 Programa de Obras

El programa de obras de generación y transmisión en el SINAC empleado para la presente fijación tarifaria se muestra en los **Cuadros No. 3.2 y 3.3**, respectivamente. La configuración de este programa resulta de considerar el plan más probable de entrar en servicio durante los próximos cuatro años, para abastecer la demanda de manera económica.

Cuadro No. 3.2

PROYECTOS DE GENERACIÓN

Período 2001 - 2005

FECHA DE INGRESO	PROYECTO
Dic. 2001	Turbina a Carbón C.T. Ilo 2 - Unidad 1 : Reingreso (141,5 MW)
Ago. 2002	C.H. Huanchor (18 MW)
Oct. 2002	C.T. Pucallpa : Ingreso al SEIN (47,4 MW)
Jul. 2003	C.H. Yuncán : Unidad 1 (43,33 MW)
Oct. 2003	C.H. Yuncán : Unidad 2 (43,33 MW)
Ene. 2004	C.H. Yuncán : Unidad 3 (43,33 MW)
Ene. 2004	C.H. Poechos (16 MW)
Abr. 2004	TGN 2 x 150 MW (Gas de Camisea)
Jul. 2004	C.H. Yuncán : Conclusión obras del Sistema Uchuhuerta
Nov. 2004	C.H. Huanza (86 MW)
Mar. 2005	C.H. Marañón (90 MW)

Notas :

C.H. : Central Hidroeléctrica.

C.T. : Central Termoeléctrica.

TGN : Turbina de Gas operando con Gas Natural.

Cuadro No. 3.3**PROYECTOS DE TRANSMISIÓN**

Período 2001 - 2005

FECHA DE INGRESO	PROYECTO
Nov. 2001	L.T. Santuario - Chilina 138 kV (simple tema)
Dic. 2001	L.T. Moquegua - Toquepala 138 kV (simple tema)
Ene. 2002	Banco de capacitores de 3 x 30 MVAR SE San Juan
Mar. 2002	Doble barra S.E. Piura Oeste
Mar. 2002	Ampliación de celdas 220 kV S.E. Ica
Abr. 2002	Reemplazo transformador S.E. Marcona (100 MVA)
Ago. 2002	L.T. Aguaytia - Pucallpa 138 kV (simple tema)
Oct. 2002	L.T. Oroya - Carhuamayo - Paragsha - Derivación Antamina 220 kV
Dic. 2002	Ampliación de la S.E. Tintaya
Jul. 2003	Autotransformador 138/220 kV Yuncán
Jul. 2003	L.T. Yuncán - Carhuamayo Nueva 220 kV (doble tema)
Ene. 2004	Ampliación de la S.E. Puno (celda de llegada)
Ene. 2004	Ampliación de la S.E. Azángaro (celda de llegada)
Ene. 2004	L.T. Azángaro - Puno 138 kV (simple tema)
Ene. 2004	Subestación San Nicolás 220 kV (60 MVA)
Jul. 2004	L.T. Marcona - San Nicolás 220 kV (simple tema)
Jul. 2004	L.T. Paramonga - Chimbote 220 kV (segunda tema)
Jul. 2004	Ampliación de la S.E. Paramonga Nueva
Jul. 2004	Ampliación de la S.E. Chimbote I
Jul. 2004	L.T. Zapallal - Paramonga 220 kV (segunda tema)
Jul. 2004	Ampliación de la S.E. Zapallal

El **Cuadro No. 3.4** presenta la información de las principales características de las centrales hidroeléctricas que actualmente operan en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Cuadro No. 3.4**CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EXISTENTES**

Central	Propietario	Potencia Efectiva MW	Energía Media GWh	Factor de Planta Medio	Caudal Turbinable m3/seg	Rendimiento kWh/m3
Cahua	EGECAHUA	43,1	303,0	80,3%	22,86	0,524
Cañon del Pato	EGENOR	256,6	1 561,4	69,5%	77,53	0,919
Carhuauquero	EGENOR	95,0	613,4	73,7%	23,00	1,147
Mantaro	ELECTROPERU	631,8	5 069,4	91,6%	100,00	1,755
Restitución	ELECTROPERU	209,7	1 527,1	83,1%	100,00	0,583
Callahuanca	EDEGEL	75,1	610,6	92,8%	20,50	1,018
Huampaní	EDEGEL	30,2	173,9	65,7%	18,50	0,453
Huinco	EDEGEL	247,3	1 057,3	48,8%	25,00	2,748
Matucana	EDEGEL	128,6	845,9	75,1%	14,80	2,414
Moyopampa	EDEGEL	64,7	558,1	98,5%	17,50	1,027
Yanango	EDEGEL	42,6	283,0	75,8%	20,00	0,592
Chimay	EDEGEL	150,9	966,2	73,1%	82,00	0,511
Malpaso	ELECTROANDES	48,0	276,5	65,8%	71,00	0,188
Oroya	ELECTROANDES	8,7	44,3	58,1%	5,92	0,408
Pachachaca	ELECTROANDES	12,3	51,7	48,0%	8,35	0,409
Yaupi	ELECTROANDES	104,9	871,1	94,8%	24,76	1,177
Gallito Ciego	C.N.P. ENERGIA	38,1	125,2	37,5%	44,80	0,236
Pariac	EGECAHUA	4,5	36,8	93,4%	2,20	0,568
Charcani I	EGASA	1,60	13,7	98,0%	7,60	0,069
Charcani II	EGASA	0,60	5,2	99,7%	6,00	0,028
Charcani III	EGASA	3,91	31,2	91,1%	10,00	0,109
Charcani IV	EGASA	14,80	89,7	69,2%	15,00	0,274
Charcani V	EGASA	139,90	575,0	46,9%	24,90	1,561
Charcani VI	EGASA	8,80	54,8	71,1%	15,00	0,163
Aricota I	EGESUR	22,50	114,0	57,8%	4,60	1,359
Aricota II	EGESUR	12,40	60,9	56,1%	4,60	0,749
Hercca	EGEMSA	0,72	6,3	100,0%	1,50	0,133
Machupicchu	EGEMSA	90,00	785,0	99,6%	30,00	0,833
San Gabán	SAN GABAN	112,9	715,0	72,3%	19,00	1,651
Total		2 600,2	17 425,6	76,5%		

Notas :

(*) Valores de Potencia, Caudal y Rendimiento, proporcionados por el COES-SINAC.

La Energía de las Centrales Hidráulicas determinadas según el Plan Referencial

y ajustadas con los Datos y Resultados del Modelo PERSEO.

En el **Cuadro No. 3.5** a continuación se presenta la capacidad, combustible utilizado y rendimiento de las centrales termoeléctricas existentes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Cuadro No. 3.5

CENTRALES TERMOELÉCTRICAS EXISTENTES

Central	Propietario	Potencia Efectiva MW	Combustible	Consumo Específico Und./MWh
Turbo Gas Diesel Malacas 1-2-3	EEPSA	46,7	Diesel Nº2	0,354
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	EEPSA	82,2	Gas Natural	11,871
Turbo Gas Natural Malacas 4 B	EEPSA	15,1	Gas Natural y Agua	12,610
Grupos Diesel de Yerdón	EEPSA	1,9	Diesel Nº2	0,236
Turbo Gas de Chimbote	EGENOR	62,3	Diesel Nº2	0,346
Turbo Gas de Trujillo	EGENOR	21,2	Diesel Nº2	0,343
Turbo Gas de Piura	EGENOR	21,4	Diesel Nº2	0,347
Grupos Diesel de Piura	EGENOR	26,7	Diesel Nº2	0,222
Grupos Diesel de Chiclayo	EGENOR	25,2	Diesel Nº2	0,225
Grupos Diesel de Sullana	EGENOR	11,1	Diesel Nº2	0,240
Grupos Diesel de Paita	EGENOR	9,2	Diesel Nº2	0,254
Grupo Diesel Pacasmayo Suber3	C.N.P. ENERGIA	23,0	Residual Nº 6	0,250
Grupo Diesel Pacasmayo Man	C.N.P. ENERGIA	1,6	Mezcla1 R6,D2	0,228
Turbo Gas Santa Rosa UTI	EDEGEL	104,4	Diesel Nº2	0,301
Turbo Gas Santa Rosa BBC	EDEGEL	36,4	Diesel Nº2	0,501
Turbo Gas Santa Rosa YGTG	EDEGEL	121,2	Diesel Nº2	0,280
Turbo Gas Ventanilla 3	ETEVENSA	163,6	Diesel Nº2	0,236
Turbo Gas Ventanilla 4	ETEVENSA	164,5	Diesel Nº2	0,237
Turbo Vapor de Trupal	TRUPAL	13,9	Residual Nº 6	0,455
Turbo Vapor de Shougesa	SHOUGESA	63,6	Residual Nº500	0,305
Turbo Gas Natural Aguaylla TG-1	TERMOSELIA	78,1	Gas Natural	11,308
Turbo Gas Natural Aguaylla TG-2	TERMOSELIA	78,4	Gas Natural	11,226
G. Diesel Tumbes Nueva 1	ELECTROPERU	9,1	Residual Nº 6	0,202
G. Diesel Tumbes Nueva 2	ELECTROPERU	9,2	Residual Nº 6	0,209
Dolorespata GD Nº1 al Nº7	EGEMSA	12,1	Diesel Nº2	0,240
Taparachi GD Nº1 al Nº6	SAN GABAN	5,4	Diesel Nº2	0,232
Bellavista GD Nº1 al Nº4	SAN GABAN	5,7	Diesel Nº2	0,232
Tintaya GD Nº1 al Nº8	SAN GABAN	17,4	Diesel Nº2	0,224
San Rafael GD Nº1 y Nº2	SAN GABAN	4,9	Diesel Nº2	0,278
Chilina GD Nº1 y Nº2	EGASA	10,6	Mezcla2 R500,D2	0,217
Chilina Ciclo Combinado	EGASA	20,4	Diesel Nº2	0,264
Chilina TV Nº2	EGASA	6,6	Residual Nº500	0,544
Chilina TV Nº3	EGASA	11,1	Residual Nº500	0,406
Calana GD	EGESUR	25,5	Residual Nº 6	0,210
Mollendo I GD	EGASA	32,0	Residual Nº500	0,223
Mollendo I TG	EGASA	74,0	Diesel Nº2	0,274
Moquegua GD	EGESUR	0,9	Diesel Nº2	0,233
Ilo 1 TV Nº2	ENERSUR	22,9	Vapor	4,536
Ilo 1 TV Nº3	ENERSUR	67,0	Vapor+Res Nº500	0,238
Ilo 1 TV Nº4	ENERSUR	59,5	Residual Nº500	0,339
Ilo 1 TG Nº1	ENERSUR	33,6	Diesel Nº2	0,288
Ilo 1 TG Nº2	ENERSUR	36,8	Diesel Nº2	0,232
Ilo 1 GD Nº1	ENERSUR	3,4	Diesel Nº2	0,198
Ilo 2 TV Carbón Nº1	ENERSUR	141,5	Carbón	0,395
Total		1.781,3		

Notas :

GD : Grupos Diesel

TV : Turbinas a Vapor.

TG : Turbinas de Gas operando con Diesel Nº2.

Und.: Kg. para el Diesel Nº2 y el PVA; Mbtu para el Gas Natural.

Mezcla1 R6,D2 : Composición de Residual Nº6 (85%) y Diesel Nº2 (15%)

Mezcla2 R500,D2 : Composición de Residual Nº500 (90%) y Diesel Nº2 (10%)

3.2.3 Costos Variables de Operación (CVT)

Los costos marginales se han calculado a partir de los costos variables relacionados directamente a la energía producida por cada unidad termoeléctrica.

Los costos variables se descomponen en Costos Variables Combustible (CVC) y Costos Variables No Combustible (CVNC).

El CVC representa el costo asociado directamente al consumo de combustible de la unidad termoeléctrica para producir una unidad de energía. Dicho costo se determina como el producto del consumo específico de la unidad (por ejemplo para una TG que utiliza Diesel N° 2 como combustible el consumo específico se expresa en kg/kWh) por el costo del combustible (por ejemplo para el Diesel N° 2 dicho costo se da en US\$/Ton), y viene expresado en US\$/MWh o mils/kWh⁹.

El Costo Variable No Combustible (CVNC) representa el costo no asociado directamente al combustible, en el cual incurre la unidad termoeléctrica por cada unidad de energía que produce. Para evaluar dicho costo se determina la función de costo total de las unidades termoeléctricas (sin incluir el combustible) para cada régimen de operación (potencia media, arranques y paradas anuales y horas medias de operación entre arranques); a partir de esta función se deriva el CVNC como la relación del incremento en la función de costo ante un incremento de la energía producida por la unidad.

El procedimiento anterior proporciona tanto el CVNC de las unidades termoeléctricas, como los Costos Fijos No Combustible (CFNC) asociados a cada unidad termoeléctrica, para un régimen de operación dado (número de arranques por año, horas de operación promedio por arranque y tipo de combustible utilizado). El **Cuadro No. 3.8**, más adelante, muestra los CVNC resultantes de aplicar el procedimiento indicado

Precios de los Combustibles líquidos

En lo relativo al CVC, el precio utilizado para los combustibles líquidos (Diesel N° 2, Residual N° 6 y Residual N° 500) considera la alternativa de abastecimiento en el mercado peruano, incluido el flete de transporte local hasta la central de generación correspondiente.

En el modelo de simulación de la operación de las centrales generadoras se ha considerado como precios de combustibles líquidos los fijados por PetroPerú en sus diversas plantas de ventas en el ámbito nacional.

⁹ Un mil = 1 milésimo de US\$.

El Cuadro No. 3.6 presenta los precios de PetroPerú para combustibles líquidos en la ciudad de Lima (Planta Callao), así como en las Plantas Mollendo e Ilo, al 30 de setiembre del año 2001.

Cuadro No. 3.6

PRECIOS BASE DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

Planta	Tipo de Combustible	Precio Vigente				Densidad kg / Gln
		SI / Gln	US\$ / Gln	US\$ / Barril	US\$ / Ton	
Callao	Diesel Nº 2	3,08	0,88	37,13	272,2	3,248
	Residual Nº 6	2,38	0,67	28,33	198,7	3,612
	Residual Nº 500	2,30	0,65	27,73	179,6	3,675
Mollendo	Diesel Nº 2	3,08	0,88	37,13	272,2	3,248
	Residual Nº 500	2,33	0,67	28,09	182,0	3,675
Ilo	Diesel Nº 2	3,10	0,89	37,37	273,9	3,248
	Residual Nº 6	2,40	0,69	28,93	190,7	3,612
Tipo de Cambio		SI/US\$	3,684			

Fuente : Precios Petroperú al 30 de Setiembre 2001

El Artículo 124° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas establece:

"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:

- a) ...
- c) 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".

Para los fines de la presente regulación, como resultado de la comparación entre los precios locales del combustible (precios de PetroPerú) y los precios del mercado internacional, se ha encontrado que los precios locales se ubican razonablemente dentro del precio promedio del mercado internacional durante el último mes (setiembre 2001).

Los precios del mercado internacional se han determinado a partir de los precios en la Costa del Golfo de los EE.UU., según los registros del Platt's Oilgram Price Report, agregándole los precios de transporte, seguros, manipulación y aranceles hasta su puesta en el mercado interno.

Precio del Gas Natural

Según el Artículo 124° del Reglamento, los precios del combustible deben ser tomados de los precios del mercado interno. Sin embargo, para el gas natural no existen en la actualidad precios de mercado interno.

Mediante la Resolución Directoral N° 038-98-EM/DGE, expedida el 25 de noviembre de 1998, se precisó que, para la fijación de las tarifas de energía en barra, los costos variables de operación de las centrales de generación termoeléctrica que utilizan como combustible el gas natural serán establecidos por la Comisión de Tarifas de Energía (hoy OSINERG). Esta situación se mantendrá en tanto no existan las condiciones que permitan obtener los precios de dicho combustible en el mercado interno.

La firma del contrato para la explotación del yacimiento de Camisea, en diciembre del año 2000, ha establecido una referencia de precios que se considera más apropiada para determinar el costo variable del gas natural para fines de generación. Dado que Camisea constituirá una fuente importante para el desarrollo del sistema eléctrico, es lógico esperar que las fuentes alternativas de gas natural deberán competir con el precio de Camisea para poder permanecer en el despacho del sistema.

Por los motivos indicados, en lo sucesivo el precio máximo del gas natural para todas las unidades de generación deberá ser determinado tomando como referencia el precio del gas en Camisea más el costo del transporte y distribución respectiva en Lima. Sin embargo, para no ocasionar un impacto significativo que pudiera desestabilizar el nivel de las tarifas vigentes y la credibilidad en el marco regulatorio, el precio del gas de Camisea para las demás fuentes de gas natural se ha establecido como un objetivo a alcanzar en el plazo que transcurrirá entre el mes de marzo de 2001 y la fecha prevista como más probable para la llegada del gas a Lima (Resolución Directoral N° 007-2001-EM/DGE). La aplicación de esta recomendación da un precio máximo para la presente regulación igual a 2,640 US\$/MMBtu, valor que resulta de asumir una tendencia lineal iniciada en la regulación de mayo 2001.

Es importante destacar que la recomendación anterior establece únicamente el precio máximo a considerar para fines de generación; sin embargo, al inicio se utilizará también para fijar el costo variable combustible de las unidades termoeléctricas que utilizan gas natural. En el futuro, para determinar el costo variable de estas mismas unidades se debería utilizar un promedio de los precios declarados por los generadores para el despacho económico en el COES-SINAC, con un límite superior igual al precio máximo señalado anteriormente.

Precio del Carbón

Entre los combustibles utilizados para la generación eléctrica, se encuentra el carbón que es consumido en la Central Termoeléctrica Ilo 2. El precio del carbón será expresado en

US\$/Ton referido a un carbón estándar de Poder Calorífico Superior (PCS) de 6 240 kcal/kg.

El precio presentado por el COES-SINAC para este combustible ha sido revisado y comparado con el límite superior al precio del carbón calculado por el OSINERG, habiéndose determinado que se encuentra dentro de un rango de precios razonable, por ello será tomado como precio base para la presente fijación tarifaria.

Con el objeto de incluir las variaciones en el precio del carbón en la actualización del precio de la electricidad se ha desarrollado la siguiente relación para actualizar el precio Base del carbón ($PPIAEq_0$):

$$\frac{PPIAEq_1}{PPIAEq_0} \equiv A + B \times \frac{FOBCB_1}{FOBCB_0}$$

Donde

A: 0,3066

B: 0,6934 Ton/US\$

FOBCB: Precio Referencial FOB del Carbón Bituminoso en US\$/Ton

Otros costos en el precio de los combustibles líquidos

Los precios de los combustibles puestos en cada central se calculan tomando en cuenta el precio del combustible en el respectivo punto de compra, el flete, el tratamiento del combustible y los stocks (almacenamiento) para cada central eléctrica. En este sentido, es posible tomar como referencia la información del **Cuadro No. 3.6** (precios del combustible en Lima) y calcular un valor denominado "Otros" para relacionar el precio del combustible en cada central con respecto al precio en Lima. Este resultado se muestra en el **Cuadro No. 3.7**.

Cuadro No. 3.7

PRECIOS LOCALES DE COMBUSTIBLES

Central	Combustible	Lima	Otros(*)	Central
Turbo Gas Diesel Malacas 1-2-3	Diesel Nº 2	272,2	-0,7%	270,2
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	Gas Natural	2,640	0,0%	2,640
Turbo Gas Natural Malacas 4 B	Gas Natural y Agua	2,640	0,0%	2,640
Grupos Diesel de Verdún	Diesel Nº 2	272,2	-0,7%	270,2
Turbo Gas de Chimbote	Diesel Nº 2	272,2	1,5%	276,3
Turbo Gas de Trujillo	Diesel Nº 2	272,2	1,5%	276,3
Turbo Gas de Piura	Diesel Nº 2	272,2	-0,2%	271,5
Grupos Diesel de Piura	Diesel Nº 2	272,2	0,3%	273,1
Grupos Diesel de Chiclayo	Diesel Nº 2	272,2	1,7%	276,9
Grupos Diesel de Sullana	Diesel Nº 2	272,2	0,1%	272,5
Grupos Diesel de Paña	Diesel Nº 2	272,2	0,2%	272,8
Grupo Diesel Pacasmayo Sulzer3	Residual Nº 6	186,7	5,1%	196,3
Grupo Diesel Pacasmayo Man	Mezcla1 R6,D2	199,6	4,1%	207,8
Turbo Gas Santa Rosa UTI	Diesel Nº 2	272,2	1,5%	276,2
Turbo Gas Santa Rosa BBC	Diesel Nº 2	272,2	1,5%	276,3
Turbo Gas Santa Rosa WTG	Diesel Nº 2	272,2	1,5%	276,2
Turbo Gas Ventanilla 3	Diesel Nº 2	272,2	1,5%	276,2
Turbo Gas Ventanilla 4	Diesel Nº 2	272,2	1,5%	276,2
Turbo Vapor de Trupal	Residual Nº 6	186,7	3,6%	193,4
Turbo Vapor de Shougesa	Residual Nº 500	179,6	8,1%	194,2
Turbo Gas Natural Aguaytia TG-1	Gas Natural	2,640	0,0%	2,640
Turbo Gas Natural Aguaytia TG-2	Gas Natural	2,640	0,0%	2,640
G. Diesel Tumbes Nueva 1	Residual Nº 6	186,7	5,0%	196,0
G. Diesel Tumbes Nueva 2	Residual Nº 6	186,7	5,0%	196,0
Turbo Gas Natural Camisea TGN1	Gas Natural	1,812	0,0%	1,812
Turbo Gas Natural Camisea TGN2	Gas Natural	1,812	0,0%	1,812
Turbo Vapor de Pucallpa	Diesel Nº 2	272,2	24,1%	337,7
G. Diesel Pucallpa EMD	Diesel Nº 2	272,2	24,1%	337,7
G. Diesel Pucallpa Wartsila	Residual Nº 6	186,7	27,2%	237,5
Dolorespata GD Nº 1 al Nº 7	Diesel Nº 2	272,2	12,3%	305,7
Taparachi GD Nº 1 al Nº 6	Diesel Nº 2	272,2	8,7%	295,8
Bellavista GD Nº 1 al Nº 4	Diesel Nº 2	272,2	8,9%	296,5
Tintaya GD Nº 1 al Nº 8	Diesel Nº 2	272,2	8,4%	295,1
San Rafael GD Nº 1 y Nº 2	Diesel Nº 2	272,2	17,9%	319,8
Chilina GD Nº 1 y Nº 2	Mezcla2 R500,D2	196,3	1,2%	197,8
Chilina Ciclo Combinado	Diesel Nº 2	272,2	2,5%	279,0
Chilina TV Nº 2	Residual Nº 500	179,6	4,9%	188,5
Chilina TV Nº 3	Residual Nº 500	179,6	4,9%	188,5
Calana GD	Residual Nº 6	186,7	6,3%	198,4
Mollendo I GD	Residual Nº 500	179,6	2,7%	184,5
Mollendo II TG	Diesel Nº 2	272,2	1,1%	275,2
Moquegua GD	Diesel Nº 2	272,2	4,2%	283,6
Ilo 1 TV Nº 2	Vapor	0,000	0,0%	0,0
Ilo 1 TV Nº 3	Vapor+Res Nº 500	183,3	2,5%	187,3
Ilo 1 TV Nº 4	Residual Nº 500	179,6	2,5%	184,1
Ilo 1 TG Nº 1	Diesel Nº 2	272,2	0,9%	274,7
Ilo 1 TG Nº 2	Diesel Nº 2	272,2	0,9%	274,7
Ilo 1 GD Nº 1	Diesel Nº 2	272,2	0,9%	274,7
Ilo 2 TV Carbón Nº 1	Carbón	---	---	38,1

Nota:

(1) Los Otros Incluyen: Flete, Tratamiento del Combustible y Stocks.

(2) El Precio del Diesel Nº 2, Residual Nº 6, Residual Nº 500 y Carbón está expresado en US\$/Ton.

(3) El Precio del Gas Natural está expresado en US\$/MMBtu.

Con los precios anteriores y los consumos específicos del **Cuadro No. 3.4** se determinan los costos variables totales de cada unidad generadora como se muestra en el **Cuadro No. 3.8**.

Cuadro No. 3.8

COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN

Central	Consumo Específico	Costo del Combustible	CVC US\$/MWh	CVNC US\$/MWh	CVT US\$/MWh
Turbo Gas Diesel Malacas 1-2-3	0,354	270,2	95,65	4,00	99,65
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	11,871	2,640	31,34	2,25	33,59
Turbo Gas Natural Malacas 4 B	12,610	2,640	33,29	20,72	54,01
Grupos Diesel de Verdún	0,236	270,2	63,76	7,37	71,13
Turbo Gas de Chimbote	0,346	276,3	95,61	2,70	98,31
Turbo Gas de Trujillo	0,343	276,3	94,78	2,70	97,48
Turbo Gas de Piura	0,347	271,5	94,22	2,70	96,92
Grupos Diesel de Piura	0,222	273,1	60,63	7,11	67,74
Grupos Diesel de Chiclayo	0,225	276,9	62,31	7,04	69,35
Grupos Diesel de Sullana	0,240	272,5	65,40	7,30	72,70
Grupos Diesel de Paita	0,254	272,8	69,28	7,54	76,82
Grupo Diesel Pacasmayo Sulzer3	0,250	196,3	49,06	7,04	56,10
Grupo Diesel Pacasmayo Man	0,228	207,8	47,37	7,04	54,41
Turbo Gas Santa Rosa UTI	0,301	276,2	83,13	7,07	90,20
Turbo Gas Santa Rosa BBC	0,501	276,3	138,43	6,30	144,73
Turbo Gas Santa Rosa WTG	0,260	276,2	71,81	4,10	75,91
Turbo Gas Ventanilla 3	0,236	276,2	65,18	4,00	69,18
Turbo Gas Ventanilla 4	0,237	276,2	65,46	4,00	69,46
Turbo Vapor de Trupal	0,455	193,4	88,00	8,00	96,00
Turbo Vapor de Shougesa	0,305	194,2	59,23	2,00	61,23
Turbo Gas Natural Aguaytía TG-1	11,308	2,640	29,85	3,03	32,88
Turbo Gas Natural Aguaytía TG-2	11,226	2,640	29,64	3,03	32,67
G. Diesel Tumbes Nueva 1	0,202	196,0	39,59	7,00	46,59
G. Diesel Tumbes Nueva 2	0,209	196,0	40,97	7,00	47,97
Turbo Gas Natural Camisea TGN1	10,750	1,812	19,48	2,25	21,73
Turbo Gas Natural Camisea TGN2	10,750	1,812	19,48	2,25	21,73
Turbo Vapor de Pucallpa	0,406	337,7	137,09	2,00	139,09
G. Diesel Pucallpa EMD	0,241	337,7	81,38	7,11	88,49
G. Diesel Pucallpa Wartsila	0,226	237,5	53,7	3,17	56,84
Dolorespata GD N° 1 al N° 7	0,240	305,7	73,36	4,80	78,16
Taparachi GD N° 1 al N° 6	0,232	295,8	68,62	10,14	78,76
Bellavista GD N° 1 al N° 4	0,232	296,5	68,78	9,56	78,34
Tintaya GD N° 1 al N° 8	0,224	295,1	66,09	9,27	75,36
San Rafael GD N° 1 y N° 2	0,278	319,8	88,91	13,47	102,38
Chilina GD N° 1 y N° 2	0,217	197,6	42,87	6,75	49,62
Chilina Ciclo Combinado	0,254	279,0	70,86	3,58	74,43
Chilina TV N° 2	0,544	188,5	102,55	4,53	107,08
Chilina TV N° 3	0,406	188,5	76,54	4,22	80,76
Calana GD	0,210	198,4	41,67	3,17	44,83
Mollendo I GD	0,223	184,5	41,13	13,83	54,96
Mollendo II TG	0,274	275,2	75,40	2,56	77,96
Moquegua GD	0,233	283,6	66,07	6,14	72,21
Ilo 1 TV N° 2	4,536	0,0	0,00	1,08	1,08
Ilo 1 TV N° 3	0,298	167,3	49,87	1,14	51,01
Ilo 1 TV N° 4	0,339	184,1	62,40	1,08	63,48
Ilo 1 TG N° 1	0,288	274,7	79,12	2,57	81,69
Ilo 1 TG N° 2	0,232	274,7	63,74	6,39	70,13
Ilo 1 GD N° 1	0,198	274,7	54,40	13,36	67,75
Ilo 2 TV Carbón N° 1	0,365	38,1	13,91	1,00	14,91

NOTAS :

Consumo Específico : Combustibles Líquidos = Ton/MWh; Gas Natural = MMBtu/MWh.

Costo del Combustible : Combustibles Líquidos = US\$/Ton; Gas Natural = US\$/MMBtu.

3.2.4 Costo de Racionamiento

Se mantiene el costo de racionamiento establecido por el OSINERG para la anterior fijación de Precios en Barra: 25,0 centavos de US\$ por kWh.

3.2.5 Precio Básico de la Potencia

Para la presente regulación tarifaria, el COES-SINAC propuso un precio básico de 73,51 US\$/kW-año, como resultado de la revisión de los costos de inversión, conexión y mantenimiento de la unidad de punta (turbina de gas W501D5A) con una propuesta que actualizó únicamente los costos del último estudio.

El Estudio Técnico Económico del COES-SINAC no ha presentado una propuesta del precio básico de la potencia que determine el tipo, tamaño y ubicación de la unidad de punta según lo dispuesto en la Ley de Concesiones Eléctricas. En vista de esta situación el OSINERG ha efectuado una actualización de su estudio realizado sobre el tema en mayo del año 2000. Como resultado de la revisión de los costos involucrados se tuvo lo siguiente:

- Incremento del precio FOB de la turbina a gas producido por el aumento de la demanda de estas unidades en el mercado internacional (publicación "Gas Turbine World 2000-2001 Handbook"). El precio actual de suministro importado de generación para la unidad Siemens Westinghouse 501D5A es igual a US\$ 25 500 000, lo cual representa un incremento de US\$ 1 000 000 (4%) respecto al precio considerado en la regulación del mes de mayo del año 2000.
- Incremento del precio FOB de repuestos de equipos de generación, debido a que representa un porcentaje (3,00%) del precio FOB del suministro importado de generación.
- Variación de otros costos que dependen del precio FOB del suministro importado de generación: seguro marítimo, aranceles, supervisión de importaciones, gastos de desaduanaje, supervisión de importaciones y las pruebas y puesta en marcha de la planta.
- Variaciones menores en los costos de obras civiles producidos por la actualización de costos a setiembre 2001.

En consecuencia, el Precio Básico de Potencia, determinado como resultado de la revisión y actualización de costos mencionadas, se muestra en el **Cuadro No. 3.9**.

Cuadro No. 3.9**PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA**

(Ubicación : Lima 220 kV)

US\$/kW-año

		Generador	Conexión	Costos Fijos (*)		Total
				Personal	Otros	
1	Costo Total: Millon US\$	35,869	1,760			37,629
2	Millón US\$/Año	4,802	0,219	0,423	0,932	6,375
3	Sin FIM : US\$/kW-año	42,48	1,93	3,74	8,24	56,40
4	Con FIM : US\$/kW-año	51,99	2,37	4,58	10,09	69,02
	Acumulado : US\$/kW-año	51,99	54,35	58,93	69,02	

Notas: 1. Costo de una unidad de 118,99 MW (ISO-Diesel 2) con su respectiva Conexión al Sistema.
 2. Anualidad de la inversión considerando vida útil de 30 años para la conexión y 20 años para el generador. Tasa de actualización de 12%.
 3. Costo anual por unidad de potencia efectiva en Lima, sin incluir FIM. La Potencia efectiva en Lima es 95% de la Potencia ISO.
 4. Costo anual incluyendo los FIM del sistema (1,223\$).
 (*) Los Costos Fijos incluyen los costos típicos de Personal, Operación y Mantenimiento de la unidad de punta en un año.
 FIM. Factores de indisponibilidad de la unidad de punta y del margen de reserva firme objetivo del sistema

3.2.6 Precio Básico de la Energía

El Cuadro No. 3.10 presenta el Precio Básico de la Energía en la barra base Lima, el cual se determinó de la optimización y simulación de la operación del SEIN para los próximos 48 meses.

Cuadro No. 3.10**PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA**

Barra Santa Rosa 220 kV

(US\$/MWh)

Año	Mes	Punta	F.Punta	Total	PIFP
2001	Noviembre	34,57	25,01	26,91	1,38

Participación de la Energía

Año	Mes	Punta	F.Punta
2001	Noviembre	19,93%	80,07%

4. Tarifas en Barra en Subestaciones Base

La barra de referencia para la aplicación del Precio Básico de la Energía es la ciudad de Lima (barras de San Juan, Santa Rosa y Chavarría a 220 kV). Lima representa alrededor del 70% de la demanda del SEIN y es un punto al cual convergen los sistemas secundarios de los principales centros de generación. Para el precio básico de la potencia se considera como referencia la ciudad de Lima en 220 kV, por ser ésta la ubicación más conveniente para instalar capacidad adicional de potencia de punta en el SEIN. De acuerdo al último análisis realizado por la CTE (hoy OSINERG), el lugar más conveniente para instalar capacidad adicional de punta es Lima.

4.1 Tarifas Teóricas

Las tarifas teóricas de potencia y energía en cada Subestación Base fueron obtenidas expandiendo los precios básicos con los respectivos factores de pérdidas y se muestran en el **Cuadro No. 4.1**. En el mismo cuadro se presentan los correspondientes cargos por transmisión.

Cuadro No. 4.1

TARIFAS TEÓRICAS - MONEDA EXTRANJERA

Barra	PPM \$/kWh-mes	PCSPT \$/kWh-mes	PPB \$/kWh-mes	CPSEE ctv. \$/kWh	PEMP ctv. \$/kWh	PEMF ctv. \$/kWh
Talara	5,35	1,84	7,19	0,03	3,43	2,56
Puno Oeste	5,40	1,84	7,24	0,03	3,48	2,60
Chiclayo Oeste	5,30	1,84	7,14	0,03	3,43	2,56
Guadalupe 220	5,31	1,84	7,15	0,03	3,44	2,56
Guadalupe 60	5,29	1,84	7,13	0,03	3,44	2,56
Trujillo Norte	5,32	1,84	7,16	0,03	3,45	2,56
Chimbote 1	5,25	1,84	7,09	0,03	3,41	2,53
Paramonga	5,43	1,84	7,27	0,03	3,46	2,51
Huacho	5,43	1,84	7,27	0,03	3,46	2,51
Zapallal	5,43	1,84	7,27	0,03	3,46	2,49
Ventanilla	5,45	1,84	7,29	0,03	3,46	2,50
Chavarría	5,46	1,84	7,30	0,03	3,46	2,50
Santa Rosa	5,46	1,84	7,30	0,03	3,46	2,50
San Juan	5,46	1,84	7,30	0,03	3,44	2,50
Independencia	5,31	1,84	7,15	0,03	3,37	2,48
Ica	5,37	1,84	7,21	0,12	3,39	2,47
Marcona	5,59	1,84	7,40	0,36	3,43	2,50
Marlano	4,92	1,84	6,76	0,03	3,27	2,39
Huaycachi	5,05	1,84	6,89	0,03	3,32	2,41
Pachachaca	5,15	1,84	6,99	0,03	3,35	2,45
Huancavelica	5,01	1,84	6,85	0,03	3,30	2,41
Callahuas ELP	5,26	1,84	7,10	0,03	3,39	2,46
Cajamarquilla	5,40	1,84	7,24	0,03	3,44	2,49
Huancan 138	4,81	1,84	6,66	0,03	3,28	2,44
Vicos	5,53	1,84	7,37	0,03	3,43	2,50
Tingo María 220	5,36	1,84	7,20	0,03	3,39	2,48
Tingo María 138	5,37	1,84	7,22	0,03	3,39	2,49
Huánuco 138	5,30	1,84	7,14	0,03	3,40	2,49
Paragsha II 138	5,18	1,84	7,02	0,11	3,38	2,46
Oroya Nueva 220	5,15	1,84	7,00	0,11	3,36	2,45
Oroya Nueva 50	5,16	1,84	7,00	0,11	3,36	2,45
Carhuamayo 138	4,93	1,84	6,77	0,11	3,35	2,45
Carpa 138	5,16	1,84	7,00	0,11	3,37	2,46
Machupicchu	3,74	1,84	5,58	0,03	2,81	2,08
Cachimayo	4,00	1,84	5,85	0,03	2,91	2,15
Dolorespata	4,04	1,84	5,88	0,03	2,92	2,16
Quencoro	4,04	1,84	5,88	0,03	2,92	2,16
Combapata	4,26	1,84	6,10	0,03	3,02	2,24
Tintaya	4,50	1,84	6,34	0,03	3,13	2,33
Agwiri	4,35	1,84	6,19	0,03	3,07	2,30
Azingaro	4,27	1,84	6,11	0,03	3,04	2,27
Juliaca	4,66	1,84	6,51	0,03	3,15	2,33
Puno 138	4,79	1,84	6,63	0,03	3,21	2,36
Puno 220	4,79	1,84	6,63	0,03	3,21	2,37
Callali	4,64	1,84	6,48	0,03	3,17	2,36
Sanduanio	4,73	1,84	6,57	0,03	3,21	2,38
Socabaya 138	4,83	1,84	6,67	0,03	3,23	2,39
Socabaya 220	4,83	1,84	6,67	0,03	3,24	2,39
Cerro Verde	4,84	1,84	6,68	0,03	3,24	2,40
Repartición	4,84	1,84	6,68	0,03	3,25	2,40
Mollendo	4,84	1,84	6,68	0,03	3,25	2,40
Montalvo 220	4,84	1,84	6,68	0,03	3,24	2,39
Montalvo 138	4,87	1,84	6,71	0,03	3,24	2,39
Toquepala	4,92	1,84	6,76	0,03	3,22	2,38
Ancota 138	4,96	1,84	6,70	0,03	3,21	2,38
Ancota 66	4,87	1,84	6,71	0,03	3,20	2,38
Tacna 220	4,87	1,84	6,71	0,03	3,25	2,39
Tacna 66	4,88	1,84	6,72	0,21	3,26	2,39

Tipo de Cambio	3,484	\$/US\$	F.C.	75,4%	%EHP	19,9%
----------------	-------	---------	------	-------	------	-------

Nota:

- PPM Precio de la Potencia de Punta a nivel generación
 PCSPT Cargo de Peaje de Urbano por Conexión al Sistema Principal de Transmisión
 PPB Precio en Barra de la Potencia de Punta
 CPSEE Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía
 PEMP Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta
 PEMF Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta
 F.C. Factor de Carga Anual del Sistema.
 %EHP Porcentaje de la Energía Total consumida en el Bloque de Punta para los próximos 4 años.
 Promedio Costo medio de la Electricidad a Nivel Generación, para el F.C. y el %EHP del sistema.

Los precios del cuadro anterior, antes de tomarse como Precios en Barra, deben compararse con el precio promedio ponderado del mercado libre, como se indica a continuación. Este precio promedio ponderado se obtiene aplicando a los clientes libres los precios de la facturación del último semestre.

4.2 Comparación con el Precio Promedio Ponderado de los Clientes Libres

A fin de cumplir con la disposición del Artículo 53° de la Ley de Concesiones Eléctricas¹⁰ y Artículo 129° de su Reglamento¹¹ se han comparado los precios teóricos con el precio promedio ponderado del mercado libre.

El **Cuadro No. 4.2** muestra el resultado de la comparación entre precios teóricos y libres.

Para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, el precio libre promedio resulta 11,876 céntimos de S./kWh. De conformidad con el Artículo 129° inciso c) del Reglamento, al aplicarse a dicho mercado

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.

¹¹ **Artículo 129°.-** Para efectuar la comparación a que se refiere el Artículo 53° de la Ley, los concesionarios y titulares de autorizaciones deberán presentar a la Comisión los contratos de suministro de electricidad suscritos entre el suministrador y el cliente sujeto a un régimen de libertad de precios, y la información sustentatoria en la forma y plazo que ella señale.

Dicha comparación se realizará considerando el nivel de tensión y observando el siguiente procedimiento:

- a) Para cada usuario no sujeto a regulación de precios, se determinará un precio medio de la electricidad al nivel de la Barra de Referencia de Generación, considerando su consumo y facturación total de los últimos seis meses. La Barra de Referencia de Generación, es la Barra indicada por la Comisión en sus resoluciones de fijación de Precios en Barra;
- b) Con los precios medios resultantes y sus respectivos consumos, se determinará un precio promedio ponderado libre;
- c) Para los mismos usuarios a que se refiere el inciso a) del presente artículo, se determinará el precio medio teórico de la electricidad que resulte de la aplicación de los precios de potencia y de energía teóricos al nivel de la Barra de Referencia de Generación a sus respectivos consumos. El precio teórico de la energía se calcula como la media ponderada de los precios de energía, determinados según lo señalado en el inciso i) del Artículo 47° de la Ley y el consumo de energía de todo el sistema eléctrico para los bloques horarios definidos por la Comisión. El precio teórico de la potencia, corresponde a lo señalado en el inciso h) del Artículo 47° de la Ley, pudiendo descontarse de los costos de transmisión;
- d) A base de los consumos y los precios medios teóricos, obtenidos en el inciso precedente, se determinará un precio promedio ponderado teórico; y,
- e) Si el valor obtenido en el inciso d) no difiere en más de 10% del valor obtenido en el inciso b), los precios de energía determinados según lo señalado en el inciso i) del Artículo 47° de la Ley, serán aceptados. En caso contrario, la Comisión modificará proporcionalmente los precios de energía hasta alcanzar dicho límite.

El precio de la electricidad señalado en el inciso a) del presente artículo, deberá reunir los requisitos y condiciones contenidos en el Artículo 8° de la Ley y en los reglamentos específicos sobre la comercialización de la electricidad a los clientes bajo el régimen de libertad de precios.

La Comisión podrá expedir resoluciones complementarias para la aplicación del presente artículo y publicará periódicamente informes estadísticos sobre la evolución de los precios libres y teóricos de cada uno de los clientes no sujetos al régimen de regulación de precios.

los precios teóricos calculados en el numeral 2.3.1, el precio ponderado resultante es 11,857 céntimos de S/./kWh. La relación entre ambos precios resulta 0,9984. Esta relación muestra que los precios teóricos no difieren en más del 10% de los precios libres vigentes, razón por la cual los precios teóricos de la energía son aceptados como Tarifas en Barra definitivas.

Cuadro No. 4.2

COMPARACIÓN DE PRECIOS LIBRE Vs. TEÓRICO
Valores del Último Semestre

Empresas	Venta de Energía		Facturación : Millón Soles		Precio Medio : Ctn.S/./kWh		Comparación Teórico/Libre
	GWh (1)	Participación	Libre (2)	Teórico	Libre	Teórico	
EDELNOR (Lima) (3)	415,694	10,8%	50,102	49,998	12,053	12,028	-0,21%
EDELNOR (Chancay)	5,494	0,1%	0,664	0,664	12,093	12,093	+0,00%
EDECAÑETE	0,101	0,0%	0,013	0,013	12,689	12,689	+0,00%
LUZ DEL SUR	310,524	8,0%	36,818	36,818	11,857	11,857	+0,00%
ELECTRO SUR MEDIO	44,958	1,2%	5,561	5,561	12,370	12,370	+0,00%
ELECTRO NOR OESTE (3)	5,454	0,1%	0,796	0,798	14,418	12,983	-9,95%
ELECTRO NORTE (3)	1,824	0,0%	0,336	0,314	18,399	17,242	-6,28%
HIDRANDINA (3)	102,461	2,7%	13,620	12,821	13,296	12,513	-5,87%
ELECTRO CENTRO	44,586	1,2%	5,314	5,314	11,924	11,924	+0,00%
SEAL	34,139	0,9%	4,044	4,044	11,847	11,847	+0,00%
ELECTRO PUNO (3)	7,394	0,2%	0,925	0,860	12,512	11,626	-7,08%
ELECTRO SUR ESTE	5,186	0,1%	0,420	0,420	8,106	8,106	+0,00%
Clientes de EDEGEL (3)	625,073	16,2%	74,512	73,188	11,920	11,709	-1,78%
Clientes de ELECTROPERU (3)	346,071	9,0%	37,630	38,289	10,874	11,064	+1,75%
Clientes de CAHUA	108,244	2,8%	12,678	12,678	11,713	11,713	+0,00%
Clientes de EGENOR (3)	124,716	3,2%	15,711	15,722	12,587	12,606	+0,07%
Cliente de SHOUGESA (3)	181,077	4,7%	22,419	21,908	12,381	12,109	-2,20%
Clientes de TERMOSELVA (3)	21,285	0,6%	2,850	2,860	13,388	12,489	-6,64%
Clientes de EEPISA (3)	29,529	0,8%	4,058	3,948	13,559	13,191	-2,71%
Clientes de ELECTROANDES (3)	596,854	15,5%	69,372	71,143	11,623	11,920	+2,55%
Cliente de ATOCONGO	4,643	0,1%	3,635	3,635	78,279	78,279	+0,00%
Cliente de EGASA	24,630	0,6%	2,537	2,537	10,216	10,216	+0,00%
Cliente de EGEMSA	0,231	0,0%	0,025	0,025	10,790	10,790	+0,00%
Cliente de ENERSUR	683,213	17,7%	79,241	79,241	11,598	11,598	+0,00%
Clientes de SAN GABAN	133,671	3,5%	14,894	14,894	11,126	11,126	+0,00%
TOTAL SINAC	3 857,833	100,0%	458,166	457,424	11,876	11,857	-0,16%
Distribuidores	977,795	25,3%	118,604	117,536	12,130	12,021	-0,90%
Generadores	2 880,038	74,7%	339,562	339,888	11,790	11,902	+0,10%

Resumen de la Comparación
Precio Libre Vs. Precio Teórico

Precio Libre	11,876	Cent.S/./kWh
Precio Teórico	11,857	Cent.S/./kWh
Comparación	0,9984	Teórico/Libre
Factor de Ajuste	1,0000	

4.3 Tarifas en Barra

Dado que el precio teórico queda dentro del rango del 10% del precio libre, los valores resultantes no se ajustaron. En el Cuadro No. 4.3 se muestran los precios, en moneda extranjera, aplicables para la presente fijación de Tarifas en Barra.

El Cuadro N° 4.4 contiene los precios del Cuadro N° 4.3, expresados en Nuevos Soles, utilizando el tipo de cambio vigente al 30 de setiembre del año 2001: 3,484 S./US\$.

Cuadro No. 4.3

TARIFAS EN BARRA - MONEDA EXTRANJERA

Factor de Ajuste 1,0000	PPM \$/kWh-mes	PCSPT \$/kWh-mes	PPB \$/kWh-mes	CPSEE ctv. \$/kWh	PEMP ctv. \$/kWh	PEMF ctv. \$/kWh
Talara	5,35	1,84	7,19	0,03	3,43	2,58
Pura Oeste	5,40	1,84	7,24	0,03	3,48	2,60
Chiclayo Oeste	5,30	1,84	7,14	0,03	3,43	2,58
Guadalupe 220	5,31	1,84	7,15	0,03	3,44	2,58
Guadalupe 60	5,29	1,84	7,13	0,03	3,44	2,58
Trujillo Norte	5,32	1,84	7,16	0,03	3,45	2,58
Chimbote 1	5,25	1,84	7,09	0,03	3,41	2,53
Paramonga	5,43	1,84	7,27	0,03	3,45	2,51
Huacho	5,43	1,84	7,27	0,03	3,45	2,51
Zapallar	5,43	1,84	7,27	0,03	3,45	2,49
Ventanilla	5,45	1,84	7,29	0,03	3,46	2,50
Chaverría	5,46	1,84	7,30	0,03	3,46	2,50
Santa Rosa	5,46	1,84	7,30	0,03	3,46	2,50
San Juan	5,46	1,84	7,30	0,03	3,44	2,50
Independencia	5,31	1,84	7,15	0,03	3,37	2,46
Ica	5,37	1,84	7,21	0,12	3,39	2,47
Marcona	5,66	1,84	7,40	0,36	3,43	2,50
Montaro	4,82	1,84	6,78	0,03	3,27	2,39
Huaycachi	5,05	1,84	6,89	0,03	3,32	2,41
Pachapaca	5,15	1,84	6,99	0,03	3,35	2,45
Huancavelica	5,01	1,84	6,85	0,03	3,30	2,41
Callahuanca ELP	5,26	1,84	7,10	0,03	3,39	2,46
Cajamarquilla	5,40	1,84	7,24	0,03	3,44	2,49
Huallanca 138	4,81	1,84	6,68	0,03	3,28	2,44
Micacana	5,53	1,84	7,37	0,03	3,43	2,50
Tingo María 220	5,36	1,84	7,20	0,03	3,39	2,48
Tingo María 138	5,37	1,84	7,22	0,03	3,39	2,49
Huánuco 138	5,30	1,84	7,14	0,03	3,40	2,49
Paragsha II 138	5,18	1,84	7,02	0,11	3,38	2,46
Oroya Nueva 220	5,15	1,84	7,00	0,11	3,36	2,45
Oroya Nueva 60	5,16	1,84	7,00	0,11	3,36	2,45
Carhuamayo 138	4,83	1,84	6,77	0,11	3,35	2,45
Carpa 138	5,16	1,84	7,00	0,11	3,37	2,46
Machupicchu	3,74	1,84	5,58	0,03	2,81	2,08
Cachimayo	4,00	1,84	5,85	0,03	2,81	2,15
Dolorespata	4,04	1,84	5,88	0,03	2,82	2,16
Quencoro	4,04	1,84	5,88	0,03	2,82	2,16
Combsapata	4,26	1,84	6,10	0,03	3,02	2,24
Tintaya	4,50	1,84	6,34	0,03	3,13	2,33
Ayewri	4,36	1,84	6,19	0,03	3,07	2,30
Azángaro	4,27	1,84	6,11	0,03	3,04	2,27
Juliaca	4,66	1,84	6,51	0,03	3,15	2,33
Puno 138	4,79	1,84	6,63	0,03	3,21	2,36
Puno 220	4,79	1,84	6,63	0,03	3,21	2,37
Callali	4,64	1,84	6,48	0,03	3,17	2,36
Sanderson	4,73	1,84	6,57	0,03	3,21	2,38
Socabaya 138	4,83	1,84	6,67	0,03	3,23	2,39
Socabaya 220	4,83	1,84	6,67	0,03	3,24	2,39
Cerro Verde	4,84	1,84	6,68	0,03	3,24	2,40
Repartición	4,84	1,84	6,68	0,03	3,25	2,40
Mollendo	4,84	1,84	6,68	0,03	3,25	2,40
Montalvo 220	4,84	1,84	6,68	0,03	3,24	2,39
Montalvo 138	4,87	1,84	6,71	0,03	3,24	2,39
Toquepata	4,82	1,84	6,75	0,03	3,22	2,38
Aricota 138	4,86	1,84	6,70	0,03	3,21	2,38
Aricota 60	4,87	1,84	6,71	0,03	3,20	2,38
Tacna 220	4,87	1,84	6,71	0,03	3,25	2,39
Tacna 60	4,88	1,84	6,72	0,21	3,26	2,39

Cuadro No. 4.4

TARIFAS EN BARRA - MONEDA NACIONAL

Factor de Ajuste 1,0000	PPM S/LN/mes	PCSPT S/LN/mes	PPB S/LN/mes	CPSEE ctm.S/LN/Wh	PEMP ctm.S/LN/Wh	PEMF ctm.S/LN/Wh
Talara	18,63	6,41	25,04	0,10	11,93	8,91
Plata Oeste	18,80	6,41	25,22	0,10	12,13	9,04
Chiclayo Oeste	18,47	6,41	24,89	0,10	11,96	8,92
Guadalupe 220	18,51	6,41	24,93	0,10	11,98	8,93
Guadalupe 60	18,44	6,41	24,86	0,10	11,97	8,93
Trujillo Norte	18,52	6,41	24,94	0,10	12,01	8,91
Chimbote I	18,30	6,41	24,71	0,10	11,90	8,82
Paramonga	18,90	6,41	25,32	0,10	12,00	8,74
Huacho	18,91	6,41	25,32	0,10	12,04	8,74
Zapallar	18,92	6,41	25,33	0,10	12,03	8,68
Veranilla	18,98	6,41	25,39	0,10	12,06	8,71
Chavarría	19,01	6,41	25,42	0,10	12,08	8,71
Santa Rosa	19,01	6,41	25,43	0,10	12,04	8,71
San Juan	19,03	6,41	25,45	0,10	11,99	8,72
Independencia	18,48	6,41	24,91	0,10	11,75	8,57
Ica	18,70	6,41	25,11	0,41	11,82	8,62
Marcona	18,38	6,41	25,80	1,25	11,96	8,71
Manfaro	17,13	6,41	23,54	0,10	11,40	8,32
Huaycachi	17,59	6,41	24,00	0,10	11,57	8,41
Pachachaca	17,94	6,41	24,35	0,10	11,68	8,52
Huancavelica	17,44	6,41	23,85	0,10	11,50	8,39
Callahuana ELP	18,33	6,41	24,74	0,10	11,82	8,59
Cajamargulla	18,90	6,41	25,21	0,10	11,98	8,68
Huallanca 138	16,78	6,41	23,19	0,10	11,41	8,50
Vicarra	19,26	6,41	25,67	0,10	11,95	8,72
Tingo Maria 220	18,67	6,41	25,08	0,10	11,79	8,64
Tingo Maria 138	18,73	6,41	25,14	0,10	11,82	8,66
Huánuco 138	18,48	6,41	24,89	0,10	11,84	8,66
Paragsha II 138	18,04	6,41	24,45	0,36	11,77	8,58
Croya Nueva 220	17,96	6,41	24,37	0,36	11,72	8,53
Croya Nueva 50	17,98	6,41	24,39	0,36	11,69	8,54
Carhuamayo 138	17,19	6,41	23,60	0,36	11,67	8,52
Carpa 138	17,98	6,41	24,39	0,36	11,74	8,55
Machupicchu	13,04	6,41	19,46	0,10	9,79	7,24
Cachimayo	13,86	6,41	20,37	0,10	10,12	7,49
Dolorespala	14,06	6,41	20,47	0,10	10,16	7,51
Quencoro	14,07	6,41	20,48	0,10	10,17	7,52
Combapala	14,96	6,41	21,27	0,10	10,52	7,80
Tinaya	15,68	6,41	22,10	0,10	10,91	8,12
Agavil	15,16	6,41	21,57	0,10	10,71	8,01
Azángaro	14,87	6,41	21,28	0,10	10,59	7,90
Juliaca	16,26	6,41	22,08	0,10	10,97	8,13
Puno 138	16,70	6,41	23,11	0,10	11,18	8,24
Puno 220	16,89	6,41	23,10	0,10	11,19	8,25
Callalli	16,15	6,41	22,58	0,10	11,04	8,21
Santuario	16,48	6,41	22,89	0,10	11,18	8,29
Socabaya 138	16,81	6,41	23,22	0,10	11,26	8,33
Socabaya 220	16,82	6,41	23,23	0,10	11,29	8,32
Cerro Verde	16,96	6,41	23,27	0,10	11,29	8,36
Repartición	16,96	6,41	23,27	0,10	11,31	8,37
Mollendo	16,96	6,41	23,27	0,10	11,33	8,37
Montalvo 220	16,96	6,41	23,28	0,10	11,28	8,32
Montalvo 138	16,96	6,41	23,28	0,10	11,29	8,33
Toquepala	17,13	6,41	23,54	0,10	11,22	8,30
Ancota 138	16,93	6,41	23,35	0,10	11,17	8,28
Ancota 66	16,95	6,41	23,37	0,10	11,14	8,28
Tacna 220	16,95	6,41	23,36	0,10	11,32	8,33
Tacna 65	17,01	6,41	23,43	0,72	11,35	8,32

Tipo de Cambio	3,484	S/US\$	F.C.	75,4%	%EHP	19,9%
-----------------------	--------------	---------------	-------------	--------------	-------------	--------------

Notas:

- PPM Precio de la Potencia de Punta a nivel generación
 PCSPT Cargo de Peaje de Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión
 PPB Precio en Barra de la Potencia de Punta
 CPSEE Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía
 PEMP Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta
 PEMF Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta
 F.C. Factor de Carga Anual del Sistema.
 %EHP Porcentaje de la Energía Total consumida en el Bloque de Punta para los próximos 4 años.
 Promedio Costo medio de la Electricidad a Nivel Generación, para el F.C. y el %EHP del sistema.

$$\text{Promedio} = \text{PPB} / (7,2^{\circ} \text{F.C.}) + \text{PEMP} * \% \text{EHP} + \text{PEMF} * (1 - \% \text{EHP}) + \text{CPSEE}$$

5. Actualización de Precios

5.1 Actualización del Precio de la Energía

Para determinar la incidencia de cada uno de los factores que componen el precio total de la energía del SEIN se debe evaluar el incremento producido en el precio total de la energía ante un incremento de un factor a la vez. La incidencia del tipo de cambio se determina como 100% menos la suma de las incidencias del resto de factores.

A continuación se presentan los factores de reajuste a utilizar para la actualización del precio de la energía.

Cuadro No. 5.1

FIJACION DE TARIFAS : NOVIEMBRE 2001
Fórmula de Actualización de la Energía

Componente	Punta	F.Punta	Total
Diesel N°2	1,67%	2,22%	2,08%
Residual N°6	19,34%	14,41%	15,65%
Carbón	2,34%	11,53%	9,23%
Gas Natural	66,49%	62,22%	63,29%
Tipo de Cambio	10,16%	9,62%	9,75%
Total	100,00%	100,00%	100,00%

5.2 Actualización de los Precios de Potencia

En el caso del SEIN el tipo de cambio (M.E.) tiene una participación de 76,1% del costo total de la potencia de punta, mientras que el Índice de Precios al por Mayor (M.N.) tiene el restante 23,9%.

Cuadro No. 5.2**Composición del Costo de Potencia
(Miles de US\$)**

Componente	M.E.	M.N.	Total	
Turbo Generador	3759,1	1043,0	4802,1	75,32%
Conexión a la Red	163,3	55,3	218,5	3,43%
COyM	932,0	422,9	1354,9	21,25%
Total	4854,4	1521,1	6375,5	100,00%
	76,1%	23,9%	100,00%	

Nota:

M.E. : Moneda Extranjera

M.N. : Moneda Nacional

6. Sistemas Aislados

Se ha efectuado la revisión de la metodología empleada para determinar las tarifas en los sistemas abastecidos por centrales no pertenecientes al sistema interconectado que se indican más adelante.

Para efectos de esta revisión los sistemas aislados que se han considerado son los siguientes:

1. Aislado Típico A. Aplicable a sistemas aislados con generación termoeléctrica Diesel.
2. Aislado Típico F. Sistema Aplicable al sistema aislado de generación termoeléctrica del departamento de Madre de Dios.

Para estos sistemas se ha determinado un nuevo conjunto de factores de actualización tarifaria. Estos factores se han unificado en un solo conjunto para la potencia y energía.

Los sistemas aislados Típico B, Típico C, Típico E, Típico G y Típico H se propone que continúen utilizando la tarifa aprobada en mayo 2001, debidamente actualizada.

En general, para el cálculo de la tarifa se asume que la demanda es cubierta con un sistema de generación adaptado a las necesidades de cada carga. Para tal fin se calcula el costo que resulta de agregar las componentes de inversión y de operación y mantenimiento para abastecer cada kWh de la demanda. La multiplicación del consumo total del año por el costo así determinado del kWh debe permitir recuperar los costos anuales de inversión y operación de una instalación suficiente para abastecer la demanda con una reserva adecuada. Para cada sistema se utiliza el tipo de unidad generadora típica del mismo. Los costos de inversión incluyen la anualidad de la inversión de la unidad de generación, las obras civiles de la central y la subestación eléctrica de salida de la central. Los costos de operación considerados incluyen los costos fijos de personal más los costos variables combustible y no combustible.

En lo que sigue se indican los costos y demás parámetros utilizados para la determinación de las tarifas en cada uno de los sistemas típicos señalados anteriormente.

6.1 Aislado Típico A. Generación a base de centrales Termoeléctricas Diesel

Los parámetros utilizados para determinar el precio de la energía fueron los siguientes:

Costos de operación y mantenimiento	0,88	ctv US\$/kWh
Costo variable combustible	6.47	ctv US\$/kWh
Costo variable no combustible	1,24	ctv US\$/kWh
Factor de Carga	45,0 %	
Horas anuales	8760	
Tipo de Cambio	3,484	S/. /US\$

Para el precio de la potencia se propone continuar utilizando la tarifa aprobada en mayo 2001, debidamente actualizada.

La tarifa resultante para este caso es:

Potencia:	21,11	S/. /kW-mes
Energía:	29,12	ctm.S/. /kWh

Los factores de actualización para la potencia y energía se han unificado en un solo conjunto que representa la actualización del costo medio de producción. Para el presente caso los factores resultantes son:

CONCEPTO	FACTOR
Moneda Extranjera	0,1065
Moneda Nacional	0,2608
Combustible	0,6327

6.2 Aislado Típico F. Sistema Aislado del Departamento de Madre de Dios

Los parámetros utilizados para determinar el precio de la energía fueron los siguientes:

Costos de operación y mantenimiento	0,661	ctv US\$/kWh
Costo variable combustible	9,371	ctv US\$/kWh
Costo variable no combustible	0,135	ctv US\$/kWh
Factor de Carga	45,7%	
Rendimiento central	14,00	kWh / gl
Horas anuales	8760	
Tipo de Cambio	3,484	S/./US\$

Los costos de operación y mantenimiento así como los fletes por transporte de los combustibles y lubricantes corresponden a los valores propuestos por la Empresa Electro Sur Este S.A. para este sistema. Asimismo, como resultado de la revisión se procedió a actualizar los valores de los costos variables combustibles con la información más reciente.

Para el precio de la potencia se propone continuar utilizando la tarifa aprobada en mayo 2001, debidamente actualizada.

La tarifa resultante para este caso es:

Potencia:	20,97	S/./kW-mes
Energía:	35,42	ctm.S/./kWh

Igual que para el caso anterior, los factores de actualización para la potencia y energía se han unificado en un solo conjunto que representa la actualización del costo medio de producción. Los factores resultantes son:

CONCEPTO	FACTOR
Moneda Extranjera	0,0787
Moneda Nacional	0,1907
Combustible	0,7306