RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA
OSINERG N° 069-2004-OS/CD

Lima, 13 de abril de 2004

VISTOS:

El informe del Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante "COES-SINAC"); el Informe Técnico de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía OSINERG-GART/DGT N° 028A-2004 y los informes emitidos por la Asesoría Legal Interna OSINERG-GART-AL-2004-011, OSINERG-GART-AL-2004-021, OSINERG-GART-AL-2004-026, OSINERG-GART-AL-2004-037, OSINERG-GART-AL-2004-039 y OSINERG-GART-AL-2004-043.

CONSIDERANDO:

Que, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (en adelante "OSINERG") de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 3° de la Ley 27332[1], Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en los Artículos 27° y 52°, literal u), de su Reglamento General[2] aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y en el Artículo 22°, literal h), del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas[3] aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, tiene el encargo de regular las Tarifas en Barra para los suministros a que se refiere el Artículo 43°, inciso c) de la Ley de Concesiones Eléctricas[4] (en adelante "LCE");

---

[1] **Artículo 3º. - Funciones.-**
3.1 Dentro de sus respectivos ámbitos de competencia, los Organismos Reguladores ejercen las siguientes funciones:
…
b) Función reguladora: comprende la facultad de fijar las tarifas de los servicios bajo su ámbito;
…

[2] **Artículo 27º. – Órgano Competente para ejercer la Función Reguladora.-**
La función reguladora es de competencia exclusiva del Consejo Directivo de OSINERG y se ejerce a través de Resoluciones.
Artículo 52º. – Funciones del Consejo Directivo.-
Son funciones del Consejo Directivo:
...
u) Fijar el Precio Básico de la Potencia de Punta a que se refiere el inciso f) del Artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas, según el procedimiento definido en el Artículo 126° de su reglamento.
...

[3] **Artículo 22°.-** Adicionalmente a las funciones señaladas en el Artículo 15 de la Ley, el Consejo Directivo deberá:
…
h) Emitir las directivas complementarias para la aplicación tarifaria;
…

[4] **Artículo 43º.-** Estarán sujetos a regulación de precios:
...

Que, la norma "Procedimientos para la Fijación de Precios Regulados", aprobada por el Consejo Directivo de OSINERG, mediante Resolución OSINERG N° 0001-2003-OS/CD estableció, en su Anexo A, el Procedimiento para Fijación de Tarifas en Barra, el mismo que contiene los plazos para las diferentes etapas que deben llevarse a cabo tales como, la publicación del estudio del COES-SINAC, las audiencias públicas previstas, la presentación de observaciones y su correspondiente absolución, etc.;

Que, el Procedimiento para Fijación de Tarifas en Barra (Anexo A), conforme se señala en el Informe OSINERG-GART/DGT N° 028A-2004, se inició el 14 de enero de 2004 con la presentación del Estudio Técnico Económico correspondiente por parte del COES-SINAC. El OSINERG, en cumplimiento de dicho procedimiento, convocó a una Audiencia Pública, para que el COES-SINAC expusiera el contenido y sustento del Estudio Técnico Económico, la misma que se realizó el 23 de enero de 2004;

Que, seguidamente, el OSINERG presentó sus observaciones al referido Estudio, incluyendo aquellas otras observaciones que se presentaron como consecuencia de la Audiencia Pública. Al respecto, la LCE dispone (Artículo 52°[5]) que, absueltas las observaciones, o vencido el plazo sin que ello se realice, el OSINERG procederá a fijar y publicar las Tarifas en Barra y sus fórmulas de reajuste mensual;

Que, asimismo, conforme se dispone en el Artículo 53° de la LCE[6] y en el Artículo 129° de su Reglamento[7], el OSINERG efectuó el procedimiento de comparación con los precios libres vigentes, cuyo resultado se encuentra en el Informe Técnico OSINERG-GART/DGT N° 028A-2004;

---

c) Las ventas de energía de generadores a concesionarios de distribución destinadas al Servicio Público de Electricidad; y,

...

[5] **Artículo 52º.-** 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.

[6] **Artículo 53º.-** 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.

[7] **Artículo 129º.-** Para efectuar la comparación a que se refiere el Artículo 53º 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

Que, conforme está establecido por el Artículo 107° de la LCE[8], por el Artículo 215° de su Reglamento[9] y por el Artículo 52°, literal t), del Reglamento General del OSINERG[10], el organismo regulador deberá fijar simultáneamente con las Tarifas en Barra, el precio promedio de la energía a nivel generación, así como el valor del Costo de Racionamiento, cuya propuesta ha sido presentada por el COES-SINAC en su Estudio Técnico Económico, conforme al mandato expreso del Artículo 119°, literal c), del Reglamento de la LCE[11];

Que, igualmente, en cumplimiento de lo dispuesto en los Artículos 136° y 137° del Reglamento de la LCE[12], corresponde al OSINERG fijar el Ingreso Tarifario Esperado,

---

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 os 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.

8 **Artículo 107º.-** Los concesionarios y empresas dedicadas a la actividad de generación, con arreglo a las disposiciones de la presente Ley, que utilicen la energía y recursos naturales aprovechables de las fuentes hidráulicas y geotérmicas del país, están afectas al pago de una retribución única al Estado por dicho uso, comprendiendo inclusive los pagos establecidos por el Decreto Ley Nº.17752 y sus disposiciones reglamentarias y complementarias.

Las tarifas por dicha retribución no podrán ser superiores al 1% del precio promedio de energía a nivel generación, calculado de acuerdo al procedimiento que señale el Reglamento de la presente Ley.

9 **Artículo 215º.-** El precio promedio de la energía a nivel generación, a que se refiere el Artículo 107º de la Ley será establecido y publicado por la Comisión simultáneamente con las Tarifas en Barra.

Dicho valor será equivalente al Precio Básico de la Energía, calculado según el Artículo 125º del Reglamento, del bloque horario fuera de punta.

10 **Artículo 52º. – Funciones del Consejo Directivo.-**

Son funciones del Consejo Directivo:

...

t) Establecer el Costo de Racionamiento a que se refiere la definición 3 del Anexo de la Ley de Concesiones Eléctricas.

...

11 **Artículo 119º.** 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 47º a 50º inclusive, de la Ley, en forma detallada para explicitar y justificar, entre otros aspectos, los siguientes:

…

c) Los costos de combustibles, Costo de Racionamiento considerado y otros costos variables de operación pertinentes;

…

12 **Artículo 136º.-** El Ingreso Tarifario Esperado Total del Sistema Principal de Transmisión requerido para cada fijación de las tarifas de transmisión, será propuesto por el COES a la Comisión, para

el Peaje por Conexión y el Peaje por Conexión Unitario del Sistema Principal de Transmisión, así como sus correspondientes fórmulas de reajuste;

Que, conforme lo establece el Anexo N° 7 del "Contrato de Concesión de los Sistemas

---

los siguientes doce meses, siguiendo el procedimiento previsto en el Artículo precedente y empleando la misma información y supuestos utilizados para el cálculo de las Tarifas en Barra.
El Ingreso Tarifario Esperado será expresado en doce cuotas iguales, considerando la tasa definida en el Artículo 79° de la Ley. La Comisión fijará el Ingreso Tarifario Esperado y sus fórmulas de reajuste en la misma forma y oportunidad que el Peaje de Conexión.
El ingreso Tarifario Esperado de cada Transmisor Principal le será pagado mensualmente por los generadores en proporción directa de sus Ingresos por Potencia definidos en el Artículo 109° del Reglamento.
El saldo resultante de la Transferencia Total por Energía, como consecuencia de la aplicación del Artículo 107° del Reglamento, originado por el uso de la red de transmisión calificada como parte del Sistema Principal de Transmisión será asignada a los generadores en función de sus Ingresos por Potencia.
Los pagos a que se refieren los párrafos anteriores se harán efectivos dentro de los (7) días calendario siguientes a la notificación de la liquidación mensual practicada por el COES.
El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.

Artículo 137º.- El Peaje por Conexión será obtenido deduciendo del Costo Total de transmisión el Ingreso Tarifario Esperado Total para el Sistema Principal de Transmisión, determinado conforme a lo establecido en el artículo precedente.
El Peaje por Conexión Unitario, empleado para la determinación del Precio de Potencia de Punta en Barra señalado en el inciso h) del Artículo 47° de la Ley, será igual al cociente entre el Peaje de Conexión y la Máxima Demanda anual proyectada a ser entregada a los clientes.
El Peaje por Conexión será expresado en doce cuotas iguales, considerando la tasa definida en el Artículo 79° de la Ley. La Comisión fijará el Peaje de Conexión Unitario y el Peaje por Conexión, así como sus fórmulas de reajuste a que se refiere el Artículo 61° de la Ley.
El Peaje por Conexión de cada Transmisor Principal le será pagado mensualmente por los generadores en proporción a la recaudación por Peaje de Conexión, en la misma oportunidad en que abonen el Ingreso Tarifario Esperado.
El COES determinará mensualmente la recaudación Total por Peaje por Conexión, según el siguiente procedimiento:

a) Se determinará la Máxima Demanda Coincidente entregada a los clientes atribuibles a cada generador, según lo dispuesto en el literal a)-II) del artículo 111° del Reglamento;
b) Se reajusta el Peaje por Conexión Unitario según las fórmulas de reajuste que fije la Comisión;
c) La recaudación por Peaje por Conexión para un generador, será igual al mayor de los siguientes valores:
   I) La suma del producto de la Máxima Demanda Coincidente entregada a cada uno de sus clientes, por el Peaje por Conexión Unitario;
   II) La recaudación real por Peaje por Conexión que será proporcionada por cada generador al COES con carácter de declaración jurada;
d) Los generadores que abastecen a un cliente en forma simultánea, deberán desagregar la recaudación por Peaje por Conexión de su cliente en proporción a su compromiso de potencia.

La recaudación total por Peaje por Conexión al sistema, es igual a la suma de las recaudaciones totales por Peaje por Conexión de todos los generadores.
El Saldo por Peaje por Conexión de cada generador, es igual a la diferencia entre la recaudación por Peaje por Conexión menos el Peaje por Conexión que le corresponde pagar según la metodología de los párrafos que anteceden.
Este saldo será compensado a los generadores según el procedimiento definido en el Artículo 111° del Reglamento.
El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.

de Transmisión Eléctrica Etecen-Etesur", suscrito por el Estado Peruano con Red de Energía del Perú S.A., el OSINERG deberá establecer antes del 30 de abril de cada año, el valor actualizado de la Remuneración Anual Garantizada (RAG), para cada periodo anual comprendido entre el 1 de mayo y el 30 de abril del año siguiente. Como quiera que dicha RAG influye en el cálculo del Peaje por Conexión, se requiere fijar la misma junto con la determinación de las presentes Tarifas en Barra;

Que, asimismo, conforme a lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 046-2002-EM que establece las normas que regulan la recaudación y pago de la Garantía por Red Principal antes de la puesta en operación comercial de la Red Principal del Proyecto Camisea, la publicación del cargo por la Garantía por Red Principal se realizará conjuntamente con la publicación de las Tarifas en Barra, tomando en consideración el valor establecido en el Artículo 4°[13] de dicho decreto;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores, en el Reglamento General de OSINERG aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, y en lo dispuesto en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

RESUELVE:

Artículo 1°.- Fíjese las siguientes Tarifas en Barra para los suministros que se efectúen desde las Subestaciones de Generación - Transporte que se señalan, así como las correspondientes tarifas de transmisión según se indica:

1 TARIFAS DE GENERACIÓN

1.1 TARIFAS EN BARRA EN SUBESTACIONES DE REFERENCIA

Las Subestaciones de Referencia están constituidas por las Subestaciones

[13] **Artículo 4°.- De los montos a ser recaudados**
El cargo por la Garantía por Red Principal, fijado en concordancia a lo dispuesto en el numeral 9.3 del Reglamento tendrá como valores: 1,00 US$/kW-mes; 1,50 US$/kW-mes; 2,00 US$/kW-mes y 2,50 US$/kW-mes en las regulaciones tarifarias que entren en vigencia el primer día de los meses de: noviembre de 2002, mayo de 2003, noviembre de 2003 y mayo de 2004, respectivamente. La publicación del cargo por la Garantía por Red Principal se realizará conjuntamente con la publicación de las tarifas en barra. Los valores en Dólares Americanos (US$) antes mencionados se aplicarán en moneda nacional al tipo de cambio que corresponda conforme a las leyes aplicables.
Los ingresos provenientes del cargo por la Garantía por Red Principal, mencionados en el párrafo anterior, serán distribuidos entre cada uno de los concesionarios referidos en la parte considerativa, en proporción a su Costo del Servicio.
Si la puesta en operación comercial ocurriera dentro de cualquiera de los períodos aludidos en el presente artículo, se aplicarán los valores para Garantía por Red Principal que se determinen conforme al Reglamento y a los respectivos Contratos de Concesión.
El OSINERG determinará los procedimientos y parámetros de cálculo necesarios para la aplicación de lo dispuesto en este artículo.

Base y las Subestaciones de Centrales Generadoras.

A) TARIFAS EN BARRA EN SUBESTACIONES BASE

A continuación se detallan los precios por potencia de punta y por energía en barra que se aplicarán a los suministros atendidos desde las denominadas Subestaciones Base (S.E.B.), para los niveles de tensión que se indican:

Cuadro N° 1

Subestaciones Base	Tensión kV	PPM S/./kW-mes	PEMP ctm. S/./kW.h	PEMF ctm. S/./kW.h
SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)				
Talara	220	16,19	10,29	7,71
Piura Oeste	220	16,15	10,35	7,75
Chiclayo Oeste	220	15,69	10,33	7,72
Guadalupe	220	15,62	10,38	7,74
Guadalupe	60	15,56	10,41	7,75
Trujillo Norte	220	15,58	10,40	7,74
Chimbote 1	220	15,28	10,31	7,67
Paramonga	220	15,54	10,47	7,60
Huacho	220	15,70	10,72	7,63
Zapallal	220	15,95	11,14	7,64
Ventanilla	220	16,03	11,23	7,69
Lima (1)	220	16,09	11,49	7,71
Independencia	220	15,62	10,73	7,61
Ica	220	15,86	10,81	7,67
Marcona	220	16,33	10,95	7,77
Mantaro	220	14,62	9,41	7,36
Huayucachi	220	14,97	9,84	7,43
Pachachaca	220	15,30	9,24	7,52
Huancavelica	220	14,88	9,77	7,43
Callahuanca	220	15,56	10,00	7,59
Cajamarquilla	220	15,93	10,82	7,67
Huallanca	138	14,08	9,86	7,43
Vizcarra	220	15,41	9,98	7,52
Tingo María	220	14,65	9,66	7,33
Aguaytía	220	14,27	9,55	7,24
Pucallpa	60	14,97	9,66	7,31
Tingo María	138	14,60	9,53	7,32
Huánuco	138	15,12	9,60	7,43
Paragsha II	138	15,36	9,56	7,48
Oroya Nueva	220	15,35	9,32	7,53
Oroya Nueva (2)	50	15,45	9,40	7,56
Carhuamayo	138	14,82	9,48	7,45
Caripa	138	15,35	9,50	7,52
Condorcocha	44	15,53	9,51	7,53
Machupicchu	138	12,34	8,42	6,64

Subestaciones Base	Tensión kV	PPM S/./kW-mes	PEMP ctm. S/./kW.h	PEMF ctm. S/./kW.h
Cachimayo	138	13,18	8,68	6,84
Cusco (3)	138	13,14	8,70	6,85
Combapata	138	13,53	8,92	7,05
Tintaya	138	13,91	9,17	7,27
Ayaviri	138	13,47	9,01	7,15
Azángaro	138	13,24	8,93	7,09
Juliaca	138	14,08	9,27	7,30
Puno	138	14,35	9,37	7,39
Puno	220	14,36	9,39	7,40
Callalli	138	14,13	9,30	7,37
Santuario	138	14,28	9,40	7,43
Arequipa (4)	138	14,52	9,46	7,47
Socabaya	220	14,51	9,46	7,45
Cerro Verde	138	14,58	9,48	7,48
Repartición	138	14,58	9,50	7,49
Mollendo	138	14,68	9,51	7,49
Montalvo	220	14,53	9,47	7,47
Montalvo	138	14,52	9,47	7,48
Ilo ELP	138	14,67	9,51	7,51
Botiflaca	138	14,68	9,53	7,52
Toquepala	138	14,67	9,54	7,53
Aricota	138	14,48	9,52	7,51
Aricota	66	14,36	9,51	7,51
Tacna	220	14,64	9,49	7,49
Tacna	66	14,94	9,52	7,50
SISTEMAS AISLADOS				
Típico A (5)	MT	26,03	35,90	35,90
Típico B (6)	MT	23,52	21,27	21,27
Típico E (7)	MT	22,15	22,55	22,55
Típico F (8)	MT	26,46	44,70	44,70
Típico G (9)	MT	22,15	23,92	23,92
Típico H (10)	MT	22,15	16,79	16,79
Típico I (11)	MT	25,21	42,28	42,28

Notas:

(1) S.E.B. Lima: Constituida por las Subestaciones Base Chavarría 220 kV, Santa Rosa 220 kV, San Juan 220 kV.

(2) Para el cálculo de los Precios en la Barra Equivalente de Media Tensión de los Sistemas de Distribución Eléctrica Pasco, Pasco Rural 1 y Pasco Rural 2 pertenecientes a la Empresa de Distribución Eléctrica Electrocentro S.A. se adoptará como referencia la Subestación Base Oroya Nueva 50 kV.

(3) S.E.B. Cusco: Constituida por las Subestaciones Base Dolorespata 138 kV y Quencoro 138 kV.

(4) S.E.B. Arequipa: Constituida por las Subestaciones Base Socabaya 138 kV y Chilina 138 kV. Para el cálculo de los Precios en la Barra Equivalente de Media Tensión de los Sistemas de Distribución Eléctrica Arequipa, Yura y Puquina-Omate-Ubinas se adoptará como referencia la Subestación Base Arequipa 138 kV.

(5) S.E.B. Típico A: Aplicable a Sistemas Aislados con generación termoeléctrica Diesel (combustible Diesel N° 2) con predominio de potencia efectiva Diesel mayor al 50%, no precisados en los Sistemas Típicos E, F, G, H e I siguientes.

(6) S.E.B. Típico B: Otros Sistemas Aislados distintos al Típico A, no precisados en los Sistemas Típicos E, F, G, H e I siguientes.

(7) S.E.B. Típico E: Sistema Aislado de generación Iquitos, aplicable al sistema de distribución eléctrica de Iquitos.

(8) S.E.B. Típico F: Sistema Aislado con generación termoeléctrica Diesel (combustible Diesel Nº 2) del departamento de Madre de Dios, aplicable a los sistemas de distribución eléctrica de Puerto Maldonado, Iberia e Iñapari.

(9) S.E.B. Típico G: Sistema Aislado de generación Moyobamba – Tarapoto - Bellavista, aplicable a los sistemas de distribución eléctrica de Tarapoto, Tabalosos y Rioja.

(10) S.E.B. Típico H: Sistema Aislado de generación Bagua – Jaén, aplicable a los sistemas de distribución eléctrica de Bagua – Jaén y Utcubamba.

(11) S.E.B. Típico I: Aplicable a Sistemas Aislados con generación termoeléctrica Diesel (combustible Diesel N° 2) con predominio de potencia efectiva Diesel mayor al 50%, pertenecientes o atendidos por las Empresas Electro Ucayali o Electro Oriente, no precisados en los Sistemas Típicos E, F, G y H.

Se define:

$$PEBP = PEMP + CPSEE \quad (1)$$

$$PEBF = PEMF + CPSEE \quad (2)$$

$$PPB = PPM + PCSPT \quad (3)$$

Donde:

PPM : Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación, expresado en S/./kW-mes, determinado como el producto del Precio Básico de la Potencia de Punta por el Factor de Pérdidas de Potencia. Artículo 47º, incisos f) y g) de la Ley.

PPB : Precio en Barra de la Potencia de Punta, expresado en S/./kW-mes.

PEMP : Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, expresado en céntimos de S/./kW.h.

PEMF : Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, expresado en céntimos de S/./kW.h.

PEMP y PEMF, determinados como el producto del Precio Básico de la Energía respectivo por el Factor de Pérdidas Marginales de Energía. Artículo 47º, incisos d) y g) de la Ley[14].

PEBP : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, expresado en céntimos de S/./kW.h.

PEBF : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, expresado en céntimos de S/./kW.h.

PCSPT : Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, expresado en S/./kW-mes

CPSEE : Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía, expresado en céntimos de S/./kW.h.

Para el cálculo de los precios de potencia y energía para el resto de Subestaciones de cada sistema, se emplearán los valores de PEBP, PEBF y PPB, resultantes de aplicar las fórmulas (1), (2) y (3).

El cargo CPSEE corresponde al que se consigna en la Resolución OSINERG N° 072-2004-OS/CD.

A.1) PEAJES POR CONEXIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN)

Los valores del Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT) son los siguientes:

---

[14] **Artículo 47º.-** Para la fijación de Tarifas en Barra, cada COES efectuará los cálculos correspondientes en la siguiente forma:

...

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;

...

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;

...

Cuadro N°2

Sistema de Transmisión	PCSPT S/./kW-mes
SPT de REP	1,45
SPT de Eteselva	0,30
SPT de Redesur	1,08
SPT de Transmantaro	2,72
SPT de ISA	0,87
Celda 138 kV S.E. Azángaro	0,01
L.T. Dolorespata – Quencoro 138 kV	0,03
Cargo por Garantía por Red Principal	8,65
Total SEIN	15,11

A.2) PEAJES POR CONEXION EN SISTEMAS AISLADOS

El valor del PCSPT para los Sistemas Aislados, contemplados en el Cuadro N°1, es igual a cero.

B) TARIFAS EN BARRA EN SUBESTACIONES DE CENTRALES GENERADORAS

El Precio en Barra de la Energía en una Subestación de Central Generadora, cuyo flujo preponderante de energía es hacia otra subestación con Precio en Barra definido, se determinará del cociente resultante de dividir el Precio en Barra de la Energía de la Subestación con Precio en Barra definido entre el correspondiente Factor de Pérdida Marginal de Energía (FPME).

El Precio en Barra de la Potencia de Punta en una Subestación de Central Generadora, se determinará dividiendo el Precio en Barra de la Potencia de Punta de la Subestación con Precio en Barra definido entre el Factor de Pérdida Marginal de Potencia (FPMP).

En el caso de subestaciones en que el flujo preponderante de energía aporte a otra subestación con Precios en Barra definidos, se le aplicará el mismo procedimiento.

Se define:

$$PEBP1 = PEBP0 / FPME \quad (4)$$

$$PEBF1 = PEBF0 / FPME \quad (5)$$

$$PPB1 = PPB0 / FPMP \quad (6)$$

Donde:

PEBP0 : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, definido.

PEBF0 : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, definido.

PPB0 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, definido.

PEBP1 : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, por determinar.

PEBF1 : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, por determinar.

PPB1 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, por determinar.

1.2 TARIFAS EN BARRA EN SUBESTACIONES DIFERENTES A LAS SEÑALADAS EN EL NUMERAL 1.1.

Los Precios en Barra en subestaciones diferentes a las señaladas en el numeral 1.1, se determinarán según el procedimiento siguiente:

A) Tarifas en Barra de la Energía

Los Precios en Barra de la Energía (en Horas de Punta y Fuera de Punta) serán el resultado de multiplicar los Precios en Barra de la energía en una Subestación de Referencia por el respectivo Factor de Pérdidas Marginales de Energía (FPME), agregando a este producto el Cargo Base de Peaje Secundario por Transmisión en Energía (CBPSE).

Se define:

$$PEBP1 = PEBP0 * FPME + CBPSE \quad (7)$$

$$PEBF1 = PEBF0 * FPME + CBPSE \quad (8)$$

Donde:

PEBP0 : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, definido.

PEBF0 : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, definido.

PEBP1 : Precio en Barra de la Energía en Horas de Punta, por determinar.

PEBF1 : Precio en Barra de la Energía en Horas Fuera de Punta, por determinar.

El cargo por transmisión CBPSE es aplicable en la formación de los Precios en Barra entre generador y distribuidor y se encuentra definido en la Resolución OSINERG N° 072-2004-OS/CD.

B) Tarifas en Barra de Potencia de Punta

Los Precios en Barra de la Potencia de Punta serán el resultado de multiplicar los Precios en Barra de la Potencia de Punta en la Subestación de Referencia por el respectivo Factor de Pérdidas Marginales de Potencia (FPMP).

Se define:

$$PPB1 = PPB0 * FPMP \qquad (9)$$

Donde:

PPB0 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, definido.

PPB1 : Precio en Barra de la Potencia de Punta, por determinar.

En todos los casos las empresas deberán verificar que los costos por transmisión no excedan los límites denominados costos de conexión directa, de acuerdo con las Condiciones de Aplicación fijadas en el numeral 4, Artículo Primero, de la Resolución N° 015-95 P/CTE y sus modificatorias.

2 GRAVÁMENES E IMPUESTOS

Las tarifas de la presente resolución, o sus reajustes, de acuerdo con las Fórmulas de Actualización del Artículo 2°, no incluyen impuestos o tributos que sean de cargo de los clientes.

Los precios calculados por aplicación de las fórmulas contenidas en el presente artículo deberán ser redondeados a dos decimales antes de su utilización.

Artículo 2°.- Fíjese las Fórmulas de Actualización de las Tarifas en Barra y de las tarifas de transmisión a que se refiere el Artículo 1° de la presente Resolución, según lo siguiente:

1 FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN TARIFARIA

De acuerdo a lo dispuesto en los Artículos 46º y 52º de la Ley de Concesiones Eléctricas[15], las tarifas obtenidas según los procedimientos definidos en el Artículo 1° de la presente Resolución, serán actualizadas utilizando las siguientes Fórmulas de Actualización.

1.1 ACTUALIZACIÓN DEL PRECIO DE POTENCIA DE PUNTA A NIVEL

[15] **Artículo 46º.-** Las Tarifas en Barra y sus respectivas fórmulas de reajuste, serán fijados semestralmente por la Comisión de Tarifas de Energía y entrarán en vigencia en los meses de mayo y noviembre de cada año.
Las tarifas sólo podrán aplicarse previa su publicación en el Diario Oficial "El Peruano" y en un diario de mayor circulación.

GENERACIÓN (PPM)

PPM1	=	PPM0 * FAPPM	(1)
FAPPM	=	a * FTC * FTAPBP + b * FPM	(2)
FTC	=	TC / TCo	(3)
FTAPBP	=	(1,0 + TA_PBP) / (1,0 + TA_PBPo)	(4)
FPM	=	IPM / IPMo	(5)

Cuadro N°3

Sistema	a	b
SEIN	0,776	0,224

Para la actualización de los precios de potencia en los Sistemas Aislados se utilizará el valor resultante del factor FAPEM correspondiente que se señala en el numeral 1.2 siguiente (FAPPM=FAPEM).

Donde:

PPM0	=	Precio de la Potencia de Punta, publicada en la presente Resolución, en S/./kW-mes.
PPM1	=	Precio de la Potencia de Punta, actualizado, en S/./kW-mes.
FAPPM	=	Factor de Actualización del Precio de la Potencia de Punta
FTC	=	Factor por variación del Tipo de Cambio.
FTAPBP	=	Factor por variación de la Tasa Arancelaria para la importación del equipo electromecánico de generación.
FPM	=	Factor por variación de los Precios al Por Mayor.
TC	=	Tipo de Cambio. Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América, determinado la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la “COTIZACIÓN DE OFERTA Y DEMANDA – TIPO DE CAMBIO PROMEDIO PONDERADO” o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
TCo	=	Tipo de Cambio inicial igual a S/. 3,461 por US Dólar.
TA_PBP	=	Tasa Arancelaria vigente para la importación de turbinas a gas de potencia superior a 5000 kW correspondiente a la partida arancelaria 8411.82.00.00.
TA_PBPo	=	Tasa Arancelaria inicial igual a 4%

Se utilizarán los valores de TC y TA vigentes al último día del mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes sean publicadas.

IPM = Índice de Precios al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática. Se tomará el valor del último mes, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

IPMo = Índice de Precios al Por Mayor inicial igual a 161,963973

1.2 ACTUALIZACIÓN DEL PRECIO DE ENERGÍA A NIVEL GENERACIÓN EN LAS SUBESTACIONES BASE DEL SISTEMA (PEMP y PEMF)

PEMP1 = PEMP0 * FAPEM (6)

PEMF1 = PEMF0 * FAPEM (7)

FAPEM = d * FTC + e * FD2 + f * FR6 + g * FPGN + s * FPM + cb * FCB (8)

FD2 = PD2 / PD2o (9)

FR6 = PR6 / PR6o (10)

FPGN = PGN/PGNo (11)

FCB = (0,34394 + 0,65606*FOBCB/FOBCBo) * FTC(12)

Cuadro N°4

Sistema	d	e	f	g	s	cb
SEIN	0,1352	0,0215	0,2490	0,4978	0,0000	0,0965
Aislado A	0,1065	0,6327	0,0000	0,0000	0,2608	0,0000
Aislado B	0,2410	0,0000	0,0000	0,0000	0,7590	0,0000
Aislado E	0,2578	0,0000	0,5637	0,0000	0,1785	0,0000
Aislado F	0,0787	0,7306	0,0000	0,0000	0,1907	0,0000
Aislado G	0,3126	0,0000	0,4262	0,0000	0,2612	0,0000
Aislado H	0,2723	0,0327	0,0000	0,0000	0,6950	0,0000
Aislado I	0,0980	0,6580	0,0000	0,0000	0,2440	0,0000

Donde:

PEMP0 = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Subestaciones Base publicadas en la presente Resolución, en céntimos de S/./kW.h.

PEMF0 = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base publicadas en la presente Resolución, en céntimos de S/./kW.h.

PEMP1 = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Subestaciones Base, actualizado, en céntimos de S/./kW.h.

PEMF1 = Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base, actualizado, en céntimos de S/./kW.h.

FAPEM = Factor de Actualización del Precio de la Energía a Nivel Generación en las Subestaciones Base del Sistema.

FD2 = Factor por variación del precio del petróleo Diesel N° 2.

FR6 = Factor por variación del precio del petróleo Residual N° 6.

FPGN = Factor por variación del precio del Gas Natural.

FCB = Factor por variación del precio del Carbón Bituminoso.

PD2 = Precio Neto del Petróleo Diesel N° 2 sin incluir impuestos aplicables a los combustibles, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S/./Gln.

PD2o = Precio inicial del Petróleo Diesel N° 2 en el punto de venta de referencia, en S/./Gln, según el cuadro siguiente.

PR6 = Precio Neto del petróleo Residual N° 6 sin incluir impuestos aplicables a los combustibles, en el punto de venta de referencia, al último día del mes anterior, en S/./Gln. Para el caso del Sistema Aislado Típico E se empleará el precio de venta de Petróleos del Perú S.A. a Electro Oriente S.A.

PR6o = Precio inicial del Petróleo Residual N° 6 en el punto de venta de referencia, en S/./Gln, según el cuadro siguiente.

Cuadro N° 5

Sistema Eléctrico	Punto de Venta de Referencia (1)	Precio Inicial (S/./Gln.)	
		Diesel N° 2 PD2o	Residual N° 6 PR6o
SEIN	Lima (2)	4,12	2,63
Aislado A y F	Lima (2)	4,12	---
Aislado E	Iquitos (3)	---	2,50
Aislado G	Iquitos	---	3,31
Aislado H	El Milagro	4,14	---
Aislado I	Pucallpa	4,92	---

Notas:

(1) Plantas de venta de combustibles de Petróleos del Perú S.A.
(2) Planta de venta Callao de Petróleos del Perú S.A.
(3) Precio de venta de Petróleos del Perú S.A. a Electro Oriente S.A.

PGN = Precio Máximo de referencia del Gas Natural, expresado en Nuevos Soles/MMBtu utilizando el TC; el cual se establecerá de acuerdo a lo señalado en la Resolución Directoral N° 007-2001-EM/DGE del 09.04.01.

PGNo = Precio inicial del Gas Natural igual a 6,043 S/./MMBtu.

FOBCB = Precio Referencial FOB promedio anual del Carbón Bituminoso determinado como la media aritmética de las tres fuentes de suministro (marcadores) que se indican en el Cuadro N° 6:

Cuadro N° 6

Marcador	País	Puerto	PCS kcal/kg
1	AUSTRALIA 1	Gladstone	6 500
2	INDONESIA	Kalimantan	6 300
3	AUSTRALIA 2	Newcastle	6 300

El promedio anual se calcula con las semanas correspondientes a los doce últimos meses, contados a partir del último mes con información disponible completa (el precio del mes es el promedio de las medias de los rangos publicados para las semanas que correspondan), tomados de la publicación semanal "International Coal Report" publicada por "The McGraw-Hill Companies"; tabla "ICR Steam Coal Assessments", columna 'Current

Price".

FOBCBo = Valor del FOBCB utilizado en los cálculos tarifarios. El Valor inicial es igual a 30,70 US$/Ton, calculado con información del "International Coal Report" del periodo abril 2003-marzo 2004.

Los factores FTC y FPM son los definidos en el numeral 1.1

1.3 ACTUALIZACIÓN DEL PEAJE POR CONEXIÓN UNITARIO AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN (PCSPT)

Los Cargos de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT) serán actualizados utilizando la siguiente fórmula de reajuste:

$$PCSPT1 = PCSPT0 * FAPCSPT \quad (13)$$

$$FAPCSPT = l * FTC + m * FPM \quad (14)$$

$$l = 0{,}4956$$

$$m = 0{,}5044$$

Donde:

PCSPT0 = Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, publicado en la presente Resolución, en S/./kW-mes.

PCSPT1 = Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, actualizado, en S/./kW-mes.

FAPCSPT= Factor de Actualización del Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión.

Los factores FTC y FPM son los definidos en el numeral 1.1

Para el caso del Sistema Principal de Transmisión perteneciente a REP, Transmantaro, Redesur e ISA, se considerará l = 1,000 y m = 0,000.

2 APLICACIÓN DE LAS FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN

Las Fórmulas de Actualización, se aplicarán en las condiciones establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, y cuando alguno de los factores de actualización (FAPPM, FAPEM, FACBPST, FACBPSL, FAPCSPT, FACBPSE, FACPSEE) en cualquiera de los Sistemas Eléctricos se incremente o disminuya en más de 5% respecto a los valores de los mismos factores empleados en la última actualización.

Los Precios en Barra de la Energía en las Subestaciones Base del Sistema se obtendrán con las fórmulas (1) y (2), del Artículo 1°, luego de actualizar el Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía (CPSEE) y los Precios de la Energía a Nivel Generación (PEMP y PEMF).

Los Precios en Barra de la Potencia de Punta en las Subestaciones Base del sistema se obtendrán con la fórmula (3), del Artículo 1°, luego de actualizar el Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación (PPM) y el Cargo de Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión (PCSPT).

Los indicadores a emplear en las Fórmulas de Actualización serán los disponibles al segundo día de cada mes. El FPGN y el FOBCB serán determinados por el OSINERG con la información disponible al último día útil del mes anterior, momento desde el cual podrá ser recabado por los interesados.

Los factores de actualización tarifaria serán redondeados a cuatro dígitos decimales.

Los valores actualizados de precios deberán ser redondeados a dos decimales antes de su utilización.

Artículo 3°.- Los precios máximos a partir de los cuales se determinarán los nuevos pliegos aplicables a las empresas distribuidoras, serán calculados empleando las fórmulas tarifarias del Artículo 1° de la presente Resolución.

En el caso de producirse reajustes en los precios máximos, éstos entrarán en vigencia el cuarto día de cada mes.

Artículo 4°.- Las empresas generadoras están obligadas a comunicar por escrito a las empresas distribuidoras y al OSINERG, previos a su aplicación, sus pliegos tarifarios debidamente suscritos por sus representantes legales, bajo responsabilidad.

Artículo 5°.- El procedimiento de actualización tarifaria señalado en el Artículo 2° de la presente Resolución es aplicable a partir del 1º de mayo del presente año.

Artículo 6°.- Para las empresas distribuidoras, los excesos de energía reactiva serán facturados con los siguientes cargos:

1. Cargo por el exceso de energía reactiva inductiva igual a:

Cuadro N° 7

Bloque	ctm. S/./kVARh
Primero	1,387
Segundo	2,635
Tercero	3,886

2. Cargo por el exceso de energía reactiva capacitiva igual al doble del cargo por el exceso inductivo correspondiente al primer bloque.

Los cargos por energía reactiva serán reajustados multiplicándolos por el factor FTC

definido en el numeral 1.1 del Artículo 2° de la presente Resolución, en la misma oportunidad en que se reajusten los Precios en Barra en los respectivos sistemas eléctricos.

Artículo 7°.- Los Precios Medios en la Barra Equivalente de Media Tensión para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, no podrán ser mayores en ningún caso al Precio Medio en la Barra de Media Tensión del Sistema Aislado Promedio (formado por un 70% del Sistema Aislado Típico A y 30% del Sistema Aislado Típico B).

Dicha comparación se efectuará en la Barra Equivalente de Media Tensión de los Sistemas Eléctricos, considerando un factor de carga de 55%, una estructura de compra de 35% de energía en Horas de Punta y 65% de energía en Horas Fuera de Punta.

En caso que los Precios Medios en la Barra Equivalente de Media Tensión sean mayores al Precio Medio en la Barra de Media Tensión del Sistema Aislado correspondiente, los costos respectivos serán reconocidos aplicando el Factor Límite Tarifario (FLT), el cual será calculado de acuerdo al siguiente procedimiento:

FLT = PMSA / PMBEMT

Donde:

PMSA : Precio Medio en la Barra de Media Tensión del Sistema Aislado correspondiente, en céntimos de S/./kW.h.

PMBEMT : Precio Medio en la Barra Equivalente de Medía Tensión del Sistema Eléctrico en comparación, en céntimos de S/./kW.h.

Artículo 8°.- El Precio Promedio de la Energía a nivel Generación (PPEG) a que se refiere el Artículo 107º de la Ley de Concesiones Eléctricas[16] será el correspondiente al Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta (PEMF) de las Barras Base siguientes:

- Para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), Barra Lima 220 kV.
- Para los Sistemas Aislados, S.E.B. Típico B.

Artículo 9°.- Fíjese el valor del Costo de Racionamiento en 86,53 céntimos de S/./kWh para todos los sistemas eléctricos.

Artículo 10°.- Fíjese en US$ 58 989 126 el monto de la Remuneración Anual Garantizada que le corresponde percibir a la empresa Red de Energía del Perú S.A. para el periodo anual comprendido entre el 1 de mayo de 2004 y el 30 de abril de 2005.

---

[16] **Artículo 107º.-** Los concesionarios y empresas dedicadas a la actividad de generación, con arreglo a las disposiciones de la presente Ley, que utilicen la energía y recursos naturales aprovechables de las fuentes hidráulicas y geotérmicas del país, están afectas al pago de una retribución única al Estado por dicho uso, comprendiendo inclusive los pagos establecidos por el Decreto Ley Nº 17752 y sus disposiciones reglamentarias y complementarias.
Las tarifas por dicha retribución no podrán ser superiores al 1% del precio promedio de energía a nivel generación, calculado de acuerdo al procedimiento que señale el Reglamento de la presente Ley.

Artículo 11°.- Fíjese los valores del Peaje por Conexión y del Ingreso Tarifario Esperado para el Sistema Principal de Transmisión (SPT) de los Sistemas que se indican, en:

Cuadro N° 8

Sistema de Transmisión	Peaje por Conexión (S/.)	Ingreso Tarifario Esperado (S/.)
SPT de REP	50 947 235	474 211
SPT de Eteselva	10 583 703	208 456
SPT de Redesur	38 009 854	86 935
SPT de Transmantaro	95 445 473	0
SPT de ISA	30 516 973	56 830
Celda 138 kV S.E. Azángaro	366 950	10 720
L.T. Dolorespata – Quencoro 138 kV	931 718	319

Los Peajes por Conexión serán actualizados mediante el factor FAPCSPT (numeral 1.3 del Artículo 2° de la presente Resolución) y según lo señalado en el Artículo 13° de la presente Resolución.

Artículo 12°.- El Peaje Por Conexión y el Peaje por Conexión Unitario del rubro "L.T. Dolorespata – Quencoro 138 kV" contenidos en los Cuadros Nº 2 y Nº 8 deberán ser modificados una vez que los bienes correspondientes a esta línea sean transferidos a Red de Energía del Perú S.A.

Artículo 13°.- Las Condiciones de Aplicación de las Tarifas en Barra son las fijadas en la Resolución N° 015-95 P/CTE y sus modificatorias, en tanto no se opongan a lo establecido en la presente Resolución.

Artículo 14°.- Cuando se incorporen nuevas líneas de transmisión que originen cambios en los Peajes por Conexión de los sistemas principales de transmisión, dichos cambios entrarán en vigencia el cuarto día del mes siguiente de la entrada en operación comercial de la respectiva instalación.

Los concesionarios de generación o transmisión, comunicarán al OSINERG la fecha de entrada en operación comercial de las respectivas instalaciones de transmisión o generación con un mínimo de 15 días calendario de anticipación, bajo responsabilidad.

Para la actualización de los valores base de los peajes por transmisión (PCSPT, CPSEE), los interesados podrán recabar del OSINERG la información mencionada en el párrafo anterior.

El OSINERG publicará resoluciones complementarias para considerar modificaciones en el Sistema Principal de Transmisión, no contempladas al momento de emitir la presente Resolución.

Artículo 15°.- En los casos en que la presente Resolución haga referencia a factores de pérdidas, a cargos por peaje secundario de transmisión y a factores de actualización de dichos cargos, deberá entenderse que estos corresponden a los aprobados mediante la Resolución OSINERG N° 072-2004-OS/CD.

Artículo 16°.- La presente Resolución entrará en vigencia a partir del 1º de mayo de

2004.

Artículo 17°.- Deróguese las disposiciones que se opongan al cumplimiento de la presente Resolución.

Artículo 18°.- Incorpórese el Informe Técnico OSINERG-GART/DGT N° 028A - Anexo, como parte de la presente resolución.

Artículo 19°.- La presente resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial El Peruano. Igualmente deberá ser consignada, junto con el Anexo, en la página WEB de OSINERG: www.osinerg.gob.pe

ALFREDO DAMMERT LIRA
Presidente del Consejo Directivo

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS DE LA RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA OSINERG N° 069-2004-OS/CD

Conforme lo dispone la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobada por Decreto Ley N° 25844, están sujetas a regulación de precios, las ventas de energía de generadores a concesionarios de distribución, destinadas al servicio público de electricidad, debiendo el OSINERG fijar semestralmente las Tarifas en Barra y sus respectivas fórmulas de actualización, las mismas que deben entrar en vigencia en los meses de mayo y noviembre de cada año[1].

Mediante la Ley N° 27838 de fecha 04 de octubre de 2002, se aprobaron mecanismos adicionales a los ya establecidos en la normatividad especial, con el objeto de garantizar la mayor transparencia en el proceso de fijación de tarifas reguladas, estableciéndose, específicamente, un procedimiento de determinación de tarifas.

En cumplimiento de tal obligación y siguiendo con las etapas para el procedimiento de fijación de Tarifas en Barra, establecido en el Anexo A de la Norma "Procedimiento para Fijación de Precios Regulados", aprobada mediante Resolución OSINERG N° 0001-2003-OS/CD y que, a su vez, contempla los distintos procedimientos regulatorios que lleva a cabo el OSINERG a través de su Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, en concordancia con la Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento y la Ley N° 27838; el COES-SINAC presentó el Estudio Técnico Económico que contiene su propuesta tarifaria, correspondiente al semestre mayo – octubre 2004, respecto de la cual se ha cumplido con todos los pasos enmarcados en el procedimiento antes mencionado, tales como: publicación del referido estudio, realización de audiencias públicas, presentación y absolución de observaciones, prepublicación del proyecto de resolución que fija las Tarifas en Barra y análisis de las opiniones y sugerencias presentadas por los interesados sobre tal proyecto;

En aplicación de la función normativa del OSINERG, se procede a publicar la presente resolución que establece las Tarifas en Barra para el período mayo – octubre 2004. Esta resolución cumple con fijar los distintos valores y precios que establece la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, y que son los siguientes:

a) Las Tarifas en Barra y sus fórmulas de actualización tarifaria.
b) El Precio Promedio de Energía a nivel Generación (PPEG) a que se refiere el Artículo 107º de la Ley de Concesiones Eléctricas.
c) El valor del Costo de Racionamiento según lo dispone el Artículo 52°, literal t), del Reglamento General del OSINERG.
d) El monto de la Remuneración Anual Garantizada que le corresponde percibir a la Empresa Red de Energía del Perú S.A.
e) El Peaje por Conexión e Ingreso Tarifario Esperado para el Sistema Principal de Transmisión, conforme lo disponen los Artículos 136° y 137° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

[1] Literal c del Artículo 43° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

f) El cargo por Garantía por Red Principal del Proyecto Camisea, conforme a lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 046-2002-EM.

Los valores y precios señalados se encuentran debidamente sustentados en el Informe Técnico OSINERG-GART/DGT N° 028A-2004, Anexo de la citada resolución.

La resolución de fijación de Tarifas en Barra, deberá ser publicada en el Diario Oficial El Peruano, 15 días calendario antes de su vigencia el 1° de mayo de 2004[2]. Asimismo, deberá ser consignado junto con su Anexo en la página web del OSINERG, www.osinerg.gob.pe.

[2] Artículo 53° de la Ley de Concesiones Eléctricas e ítem j) del Anexo A de la Norma "Procedimiento para Fijación de Precios Regulados" aprobada mediante Resolución 0001-2003-OS/CD.