

Que, finalmente se han emitido el Informe Técnico N° 450-2016-GRT y el Informe Legal N° 458-2016-GRT de la División de Distribución Eléctrica y de la Coordinación Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinermin, respectivamente; los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión de OSINERGMIN, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el numeral 4 del Artículo 3°, de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-PCM; en el Reglamento General del Osinermin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y su Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM; en el Decreto Legislativo N° 1002 y en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas.

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinermin en su Sesión N° 22-2016.

SE RESUELVE

Artículo 1°.- Declarar fundado el recurso de reconsideración interpuesto por la empresa Electro Dunas S.A.A., contra la Resolución Osinermin N° 091-2016-OS/CD, en el extremo referido a recalcular el Factor de Balance de Potencia Coincidente en Hora de Punta del sistema eléctrico Paracas, por las razones señaladas en el numeral 2.1.2, de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2°.- Declarar No Ha Lugar la nulidad planteada por la empresa Electro Dunas S.A.A., en su recurso de reconsideración interpuesto contra la Resolución Osinermin N° 091-2016-OS/CD, por las razones señaladas en el numeral 2.2.2, de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 3°.- Como consecuencia de lo resuelto en el artículo 1° de la presente Resolución, modifíquese el cuadro del Artículo 2° de la Resolución Osinermin N° 091-2016-OS/CD, en la parte correspondiente a Electro Dunas, conforme a lo siguiente:

Empresa	Sistema	FBP
Electro Dunas	Chincha	1.0267
	Ica	
	Chincha Baja Densidad	
	Santa Margarita	
	Paracas	

Artículo 4°.- Como consecuencia de lo resuelto en el artículo 1° de la presente Resolución, modifíquese el Artículo 3° de la Resolución Osinermin N° 091-2016-OS/CD, conforme a lo siguiente:

“**Artículo 3°.-** Precísese que para los sistemas eléctricos con factor de carga menor o igual a 0.55, el valor del FBP será igual a 1.0, con excepción de aquellos casos en que las características de la demanda no se encuentren bajo el control de la empresa distribuidora, en cuyo caso, excepcionalmente, estas podrán demostrar otros factores ante el Osinermin de acuerdo a lo establecido en el Manual aprobado con Resolución Osinermin N° 281-2015-OS/CD o el que lo sustituya”.

Artículo 5°.- Incorpórese los Informes N° 450-2016-GRTy N° 458-2016-GRT, como parte integrante de la presente resolución.

Artículo 6°.- La presente resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano y consignada conjuntamente con los Informes N° 450-2016-GRT y N° 458-2016-GRT en la página web de Osinermin.

JESÚS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 164-2016-OS/CD**

Lima, 30 de junio de 2016

CONSIDERANDO:

Que, la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, perfeccionó el marco legal para la regulación de los sistemas de transmisión eléctrica establecido en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas;

Que, mediante Decreto Supremo N° 027-2007-EM, se aprobó el Reglamento de Transmisión. Con ello, se reglamentó la Ley N° 28832 en lo referente a la transmisión eléctrica y se armonizó el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas;

Que, de acuerdo con el contenido del literal e) del artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, corresponde a Osinermin definir la asignación de responsabilidad de pago entre la generación y la demanda; así como, la distribución entre los Generadores de la responsabilidad de pago asignada a ellos;

Que, Osinermin mediante Resolución N° 217-2013-OS/CD, aprobó la Norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión" ("Norma Tarifas") en la que se establecen los criterios y metodología para la elaboración de los estudios que sustenten las propuestas de determinación de los Peajes y Compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión ("SST") y Sistemas Complementarios de Transmisión ("SCT");

Que, en concordancia con lo establecido en la Sexta Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, el numeral 14.2.1.a. de la Norma Tarifas señala que, para el caso de las instalaciones del SST existentes a la fecha de entrada en vigencia de la citada Ley, la proporción de pago entre Usuarios y Generadores y el criterio de su distribución al interior del conjunto de Usuarios y Generadores serán los mismos que se encuentren vigentes a la fecha de entrada en vigencia de dicha Ley;

Que, el numeral 14.3.3 de la Norma Tarifas dispone que, para el caso de las instalaciones del SCT vinculadas al Plan de Transmisión, Plan de Inversiones y/o libre negociación, no incluidos en los numerales 14.3.1 y 14.3.2 de dicha norma, la asignación de la responsabilidad de pago entre la generación y la demanda, así como la distribución entre los Generadores de la responsabilidad de pago asignada a ellos, se realizará, conforme corresponda, con base a lo establecido en el Procedimiento de Asignación de Responsabilidad de Pago de las instalaciones de transmisión que apruebe Osinermin;

Que, mediante Resolución N° 383-2008-OS/CD se aprobó el "Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT", estableciendo de acuerdo al marco legal, los criterios y metodología para la asignación de la responsabilidad de pago entre la generación y la demanda; así como, la distribución entre los Generadores de la responsabilidad de pago asignada a ellos, correspondiente a los SST y SCT;

Que, para la asignación de responsabilidad de pago de los SST y los SCT durante la regulación de peajes y compensaciones de los SST y SCT correspondientes a los periodos: mayo 2009 – abril 2013 y mayo 2013 – abril 2017, Osinermin aplicó la Norma probada mediante Resolución N° 383-2008-OS/CD;

Que, Osinermin ha efectuado una evaluación de la Norma "Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT", con la finalidad de identificar los temas que requieren ser actualizados, y adecuar la norma al contexto actual en el que se desarrolla el sector eléctrico;

Que, se han revisado los criterios adoptados por Osinermin, los aspectos controvertidos formulados por los interesados durante los procesos de regulación y la experiencia internacional;

Que, como resultado de la evaluación de la Norma "Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT", se han identificado diversos temas que requieren ser actualizados conforme se explica en el informe técnico respectivo;

Que, mediante Resolución N° 024-2016-OS/CD, en cumplimiento del artículo 14 del Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 001-2009-JUS y del artículo 25° del Reglamento General de Osinermin, se dispuso la publicación del proyecto normativo en el diario oficial el Peruano y en la página web de Osinermin;

Que, el artículo 2° de la Resolución N° 024-2016-OS/CD y su modificatoria mediante Resolución N° 038-2016-OS/CD, otorgó un plazo a fin de que los interesados remitan, a la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinermin, sus comentarios y sugerencias al proyecto de modificación normativa, el cual debido a la diversas modificaciones en todo su texto, fue publicado de forma completa;

Que, los comentarios y sugerencias presentados han sido analizados en el Informe Técnico N° 455-2016-GRT e Informe Legal N° 457-2016-GRT, habiéndose acogido aquellos que contribuyen con el objetivo de la norma, correspondiendo la aprobación final de la modificación normativa;

Que, en este sentido, se han emitido los Informes N° 455-2016-GRT y N° 457-2016-GRT, de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y la Coordinación Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinermin, los mismos que complementan la motivación que sustenta la decisión del Osinermin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el numeral 4 del Artículo 3° de la Ley del Procedimiento Administrativo General; y,

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM; en el Reglamento de Transmisión aprobado por Decreto Supremo N° 027-2007-EM; en el Reglamento General del Osinermin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; y, en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; así como en sus normas modificatorias, complementarias y conexas.

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 22-2016.

SE RESUELVE

Artículo 1º.- Aprobar la Norma "Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT", que como Anexo forma parte de la presente resolución, que entrará en vigencia a partir del 01 de mayo de 2017, teniendo efectos desde el inicio del procedimiento regulatorio de las tarifas de transmisión del periodo 2017 – 2021.

Artículo 2º.- La presente resolución, así como el Anexo, deberán ser publicados en el diario oficial El Peruano y consignados, conjuntamente con el Informe Técnico N° 455-2016-GRT y el Informe Legal N° 457-2016-GRT, en la web institucional de Osinergmin: www.osinergmin.gob.pe.

JESÚS TAMAYO PACHECO
Presidente del Consejo Directivo

ANEXO

TITULO I
Disposiciones Generales

Artículo 1.- Objetivo

Aprobar el procedimiento y método para asignar la responsabilidad de pago entre Usuarios y Generadores de los SST y SCT calificados como casos excepcionales, de conformidad con el literal c) del Artículo 62º de la Ley de Concesiones Eléctrica; así como, la distribución entre los Generadores de la responsabilidad de pago asignada a ellos.

Artículo 2.- Alcance

- 2.1. El presente procedimiento será aplicable a los SST y SCT calificados como casos excepcionales, de conformidad con el literal c) del Artículo 62º de la Ley de Concesiones Eléctrica y que aún no haya sido asignada la responsabilidad de pago entre Usuarios y Generadores por parte de Osinergmin.
- 2.2. El presente procedimiento será aplicable a todos los SST y SCT, para efectos de definir el procedimiento de distribución entre los Generadores de la responsabilidad de pago asignada a ellos.
- 2.3. Asimismo, se incluye a las instalaciones del tipo ST059 en tanto sus contratos los permitan.
- 2.4. En los casos de SCTLN, este procedimiento rige cuando se conecte un tercero, y de resultar aplicable según la normativa vigente, debiéndose considerarse para estos efectos el uso respectivo de la instalación y los criterios aplicables de la Norma Tarifas.

Artículo 3.- Base Legal

- Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas ("LCE").
- Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos.
- Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.
- Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas.
- Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación ("Ley 28832").
- Reglamento de la LCE, aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM ("RLCE").
- Reglamento General del Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM.
- Reglamento de la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-PCM.
- Reglamento de Transmisión, aprobado con Decreto Supremo N° 027-2007-EM.
- Norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión", aprobada con Resolución N° 217-2013-OS/CD ("Norma Tarifas").
- Norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados" aprobada con Resolución N° 080-2012-OS/CD.

En todos los casos, se incluye las normas modificatorias y complementarias a los dispositivos citados.

Artículo 4.- Definiciones

Para efectos de la presente norma, todas las expresiones que contengan palabras, ya sea en plural o singular, y que empiecen con mayúscula, tienen los significados que se indican a continuación o los que se definen en la LCE y su Reglamento; la Ley 28832; el Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 027-2007-EM y la Norma Tarifas:

- 4.1. **Asignación Filtrada:** Pago anual de un Generador por una instalación del SST o SCT existente, estabilizado a través de un procedimiento basado en un filtro digital de memoria infinita.
- 4.2. **Barra de Entrega de Generador:** La barra donde un Generador se conecta al SEIN.
- 4.3. **Beneficios económicos por precios marginales-energía:** Beneficios económicos que proporciona un Elemento por los cambios en los precios marginales, en los niveles de producción de los Generadores y niveles de consumo de los Usuarios.
- 4.4. **BEUG:** Beneficio económico anual que genera un Elemento a una central generadora, por diferencia de precios marginales y/o diferencia en generación de energía.
- 4.5. **BEUB:** Beneficio económico anual que genera un Elemento a una demanda ubicada en una barra, por diferencia de precios marginales y/o por diferencia en disponibilidad de consumo.
- 4.6. **BEUGn:** Valor Presente Neto (VPN) de los BEUG, por un período de “n” años futuros. Si el valor para una central generadora o barra de demanda es negativo, el Beneficio Económico se considera igual a cero. El VPN se calcula mediante fórmulas de interés compuesto y la tasa de Actualización establecida en el Artículo 79° de la LCE.
- 4.7. **BEUBn:** Valor Presente Neto (VPN) de los BEUB por un período de “n” años futuros. Si el valor para una central generadora o barra de demanda es negativo, el Beneficio Económico se considera igual a cero. El VPN se calcula mediante fórmulas de interés compuesto y la Tasa de Actualización establecida en el Artículo 79° de la LCE.
- 4.8. **BET_g:** Suma de todos los BEUGn correspondientes a un Elemento.
- 4.9. **BET_d:** Suma de todos los BEUBn correspondientes a un Elemento.
- 4.10. **BET:** Suma de BET_d y BET_g correspondientes a un Elemento.
- 4.11. **CMA:** Costo Medio Anual de un Elemento.
- 4.12. **CMA por “n” Años (CMA_n):** VPN de los CMA por un período de “n” años. El cálculo del VPN se efectuará mediante fórmulas de interés compuesto y la tasa de Actualización establecida en el Artículo 79° de la LCE.
- 4.13. **CMAG o CMAU:** Costo Medio Anual asignado a los Generadores o a los Usuarios, respectivamente.
- 4.14. **CMAG_{i,j,k}:** Costo Medio Anual asignado al Generador “i”, por el Elemento “j-k”.
- 4.15. **CMAG_n o CMAU_n:** VPN de los CMAG o CMAU por un período de n años. El cálculo del VPN se efectuará mediante fórmulas de interés compuesto y la tasa de Actualización establecida en el Artículo 79° de la LCE.
- 4.16. **CMG_{i,j,k}:** Compensación mensual asignada a la central generadora “i”, por el Elemento “j-k”.
- 4.17. **Distancia Eléctrica z_{ij} entre las barras “i” y “j” (D_{ij}):** El elemento diagonal z_{ij} de la matriz Z_i = Y_i⁻¹, donde Y_i es la matriz de admitancia del SEIN, tomando como referencia la barra “i”.
- 4.18. **z_{i,j,k}:** Distancia Eléctrica z_{i,j,k} entre una barra “i” (la barra de entrega de energía al SEIN de la central de generación i) y el punto medio de un Elemento del sistema conectando a las barras j y k, tomando como referencia la barra “i”, calculada por la fórmula (1).

$$Z_{i,j-k} = \frac{(Z_{ij} + Z_{ik})}{2} \dots \dots (1)$$

- 4.19. **Elemento:** Conforme a lo definido en la Norma Tarifas.
- 4.20. **ESTUDIO:** Estudio o Estudios técnico-económicos que sustentan las propuestas de peajes y/o compensaciones presentados por los titulares de los SST y/o SCT al Osinergmin, al inicio del procedimiento de fijación de Peajes y Compensaciones correspondiente.
- 4.21. **Ley:** Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

- 4.22. **MODELO:** Programa de computación que simula la operación económica del sistema generación-transmisión del SEIN de características y capacidades iguales o superiores a las del modelo PERSEO, el cual debe ser aprobado por el Osinergmin.
- 4.23. **SCT:** Sistema Complementario de Transmisión o Sistemas Complementarios de Transmisión.
- 4.24. **SPT:** Sistema Principal de Transmisión.
- 4.25. **SST:** Sistema Secundario de Transmisión o Sistemas Secundarios de Transmisión.
- 4.26. **SSTG:** SST cuyo pago se asigna 100% a los Generadores.
- 4.27. **SSTGD:** SST cuyo pago es compartido entre Usuarios y Generadores.
- 4.28. **SCTPT:** SCT que es parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es el resultado de la iniciativa propia de uno o varios agentes.
- 4.29. **SCTPI:** SCT que es parte de un Plan de Inversiones aprobado por el Osinergmin.
- 4.30. **SCTLN:** SCT cuya construcción y remuneración resulta de una libre negociación entre Generadores, Usuarios Libres o persona jurídica con capacidad de negociación; y los titulares de las instalaciones de dicho SCT. La Clasificación como SCTLN es determinada en una única oportunidad.
- 4.31. **ST059:** Sistemas de transmisión comprendidos en las concesiones otorgadas al amparo del Texto Único Ordenado de las normas con rango de Ley que regulan la entrega en concesión al sector privado de las obras públicas de infraestructura y de servicios públicos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 059-96-PCM.
- 4.32. **USD o Dólares:** Dólar Estadounidense.

TITULO II **Aspectos Generales**

Artículo 5.- Criterios Generales

- 5.1. La asignación de responsabilidad de pago entre la generación y la demanda, y la distribución entre los Generadores de la responsabilidad de pago asignada a ellos, para el caso de los SST preexistentes a la Ley 28832, ha sido estabilizada por la Sexta Disposición Complementaria Final de la Ley 28832.
- 5.2. El criterio de uso y/o beneficios económicos, utilizados para determinar la asignación de responsabilidad de pago al interior del conjunto de la demanda o de la generación, en el caso de los SST a que se refiere el numeral precedente, ha sido estabilizada por la Sexta Disposición Complementaria Final de la Ley 28832.
- 5.3. Las tarifas y compensaciones de los SCT se rigen considerando los criterios establecidos en la LCE para el caso de los Sistemas Secundarios de Transmisión, de acuerdo con lo dispuesto por la Ley 28832.
- 5.4. La distribución entre los Generadores de la responsabilidad de pago asignada a ellos, se revisará en cada fijación tarifaria o a solicitud de los interesados, de acuerdo con lo establecido en la Norma Tarifas.
- 5.5. Para la asignación de la responsabilidad de pago entre generación y demanda de las nuevas instalaciones de transmisión que de acuerdo con los Contratos de Concesión vigentes reciban la calificación de SST, que no sean de uso exclusivo de la demanda o de la generación, se utilizará el criterio de beneficio establecido en el Título III.
- 5.6. Para el reparto entre Generadores, durante la vigencia de la presente norma, de la responsabilidad de pago asignada a ellos, se aplicarán los siguientes criterios:
 - 5.6.1. Los SST cuya responsabilidad de pago fue asignada a la generación antes de la vigencia de la Ley 28832, mediante el criterio de beneficio económico, se regulará de acuerdo con lo establecido en el TÍTULO IV del presente procedimiento.
 - 5.6.2. Los SST cuya responsabilidad de pago fue asignada a la generación antes de la vigencia de la Ley 28832, mediante el criterio de uso, se regulará de acuerdo con lo establecido en el TÍTULO V del presente procedimiento.
 - 5.6.3. Los SCT se asignarán por el criterio de uso de acuerdo con lo establecido en el TÍTULO IV del presente procedimiento.
 - 5.6.4. Para los sistemas de transmisión que de acuerdo con los Contratos de Concesión reciban la calificación de SST, y estén asignados a la generación, se utilizará el criterio de Uso en el TÍTULO V del presente procedimiento.

- 5.7. En el cálculo de los beneficios económicos de los Generadores y Usuarios se ignoran los beneficios económicos por precios marginales-energía vistos por los Generadores (BEUGn) y los Usuarios (BEUBn o BET_D) si son negativos.
- 5.8. En el cálculo, para cada Elemento propuesto o instalación existente, se supondrá que los demás Elementos en proyecto, tanto como los Elementos aprobados en planes anteriores, existen a partir de su fecha prevista de entrada en servicio.
- 5.9. En la evaluación del pronóstico de la generación, se reconocerá el efecto de las incertidumbres hidrológicas. Los pronósticos: de demanda, del desarrollo del sistema de generación, de los precios de combustibles, entre otros, y los datos técnicos de las instalaciones de generación, transmisión, entre otros, serán los mismos empleados para el proceso de fijación de tarifas de SST y SCT, con excepción de los SCTPT para los cuales se empleará los datos del Plan de Transmisión vigente, con actualizaciones que pueda indicar el COES. Se empleará el escenario central de crecimiento de demanda, del desarrollo del parque de generación, y de precios de combustible (escenario base).
- 5.10. En la determinación de la oferta de generación hidroeléctrica y térmica se considerará el promedio de la oferta que resulte de las simulaciones de todos los escenarios hidrológicos.

TITULO III

Asignación de Pagos Entre Usuarios y Generadores por Beneficios

Artículo 6.- Cálculo de BEUGn y BEUBn

- 6.1. Las simulaciones para calcular los BEUG5 y BEUB5 se efectuarán con el MODELO. Se emplearán los resultados de un período de cinco años contados a partir de la fecha prevista de entrada en servicio del Elemento propuesto. Para tal fin se empleará la base de datos de la Fijación de Precios en Barra más reciente, complementada con la del escenario base del Plan de Transmisión más reciente. Salvo disposición en contrario, para el cálculo de los precios marginales no se considerarán modificaciones artificiales (administrativas, operativas o regulatorias de carácter temporal o de otra índole). Las simulaciones deberán abarcar como mínimo un año antes de la fecha de entrada en operación hasta 6 años después de la fecha prevista de entrada en operación del Elemento.
- 6.2. Cálculo del BEUGn de los Generadores
- 6.2.1. Para determinar los BEUG5 se calcula el valor actual de las utilidades mensuales esperadas para cada central generadora, obtenidas con el MODELO, durante el periodo en evaluación (5 años), mediante las fórmulas (2) y (3).

$$VAUC_{g,l} = \sum_{m=1}^{60} \frac{U_{c,m,g,l}}{(1+i)^m} \dots \dots \dots (2)$$

$$VAUS_{g,l} = \sum_{m=1}^{60} \frac{U_{s,m,g,l}}{(1+i)^m} \dots \dots \dots (3)$$

Donde:

$VAUC_{g,l}$: Valor actual de las utilidades esperadas de la central generadora "g" con las condiciones "con" el Elemento "f", expresado en unidades monetarias.

$VAUS_{g,l}$: Valor actual de las utilidades esperadas de la central generadora "g" con las condiciones "sin" el Elemento "f", expresado en unidades monetarias.

$U_{c,m,g,l}$: Utilidad esperada de la central generadora "g" en el mes "m", en la condición "con" el Elemento "f". Estos valores estarán contenidos en los archivos de salida del MODELO.

$U_{s,m,g,l}$: Utilidad esperada de la central generadora "g" en el mes "m", en la condición "sin" el Elemento "f". Estos valores estarán contenidos en los archivos de salida del MODELO.

m : Valor del 1 al 60, que representa la cantidad de meses del período en evaluación (5 años).

i : Tasa de actualización mensual, correspondiente a la Tasa de Actualización prevista en el artículo 79° de la LCE. Por ejemplo para una tasa anual de 12%, i es igual a 0,948879%.

- 6.2.2. Luego, el BEUG5 debido a la presencia de un determinado Elemento viene a ser la diferencia de los valores actualizados de las utilidades esperadas, ver fórmula (4).

$$BEUG5_{g,l} = VAUC_{g,l} - VAUS_{g,l} \dots \dots \dots (4)$$

Donde:

$BEUG5_{g,l}$: BEUG5 para una central generadora "g" debido a la presencia del Elemento "l", para un periodo de 5 años. En caso de que el valor resulte negativo, $BEUG5_{g,l}$ se considera igual a cero.

6.3. Cálculo del BEUBn de los Usuarios

6.4. Para determinar los BEUB5 de los Usuarios ubicados en una determinada barra del sistema, "d", se calcula el ahorro esperado por dicha demanda. Para ello, primero se calcula el valor actual de los pagos mensuales que realiza tal demanda durante el horizonte en evaluación (5 años), en las condiciones "con" y "sin" el Elemento, con las fórmulas (5) y (6).

$$VAPc_{d,l} = \sum_{m=1}^{60} \frac{\sum_{b=punta,media,base} (D_{m,d,b} \times CMc_{b,m,d,l})}{(1+i)^m} \dots \dots (5)$$

$$VAPs_{d,l} = \sum_{m=1}^{60} \frac{\sum_{b=punta,media,base} (D_{m,d,b} \times CMS_{b,m,d,l})}{(1+i)^m} \dots \dots (6)$$

Donde:

$VAPc_{d,l}$: Valor actual de los pagos esperados por la demanda ubicada en la barra "d" en las condiciones "con" el Elemento "l", expresado en unidades monetarias.

$VAPs_{d,l}$: Valor actual de los pagos esperados por la demanda ubicada en la barra "d" en las condiciones "sin" el Elemento "l", expresado en unidades monetarias.

$D_{m,d,b}$: Valor de la demanda ubicada en la barra "d", en el mes "m" y bloque horario "b", expresada en unidades de energía, GWh, reportado en archivos del MODELO.

$CMc_{b,m,d,l}$: Precio marginal de la energía en la barra "d", para el mes "m", bloque horario "b", en las condiciones "con" el Elemento "l", expresado en unidades monetarias / energía, USD/ GWh, reportado en archivos del MODELO.

$CMS_{b,m,d,l}$: Precio marginal de la energía en la barra "d", para el mes "m", bloque horario "b", en las condiciones "sin" el Elemento "l", expresado en unidades monetarias / energía, USD/ GWh, reportado en archivos del MODELO.

b : Bloques horarios: punta, media y base

Luego, el BEUB5 debido a la presencia de un determinado Elemento viene a ser la diferencia de los valores actualizados de los pagos esperados por la demanda, ver fórmula (7).

$$BEUB5_{d,l} = VAPs_{d,l} - VAPc_{d,l} \dots \dots \dots (7)$$

Donde:

$BEUB5_{d,l}$: BEUB5 de los Usuarios ubicados en la barra "d" debido a la presencia del Elemento "l", para un periodo de 5 años. En caso de que el valor resulte negativo, $BEUB5_{d,l}$ se considera igual a cero.

Artículo 7.- Asignación de Responsabilidad de Pago entre Usuarios y Generadores

La asignación de responsabilidad de pago entre Usuarios y Generadores, se hace en proporción a los beneficios económicos por precios marginales-energía, los cuales se calculan conforme a lo siguiente:

7.1. Se obtiene el BET_G de un Elemento como la sumatoria de los $BEUG5_{g,l}$ calculados conforme con lo establecido en el numeral 6.2 precedente, según sea el caso.

7.2. Se obtiene el BET_D de un Elemento como la sumatoria de los $BEUB5_{d,l}$ calculados conforme con lo establecido en el numeral 6.3, en las condiciones "sin" y "con" el Elemento "l" como indica la fórmula (8):

$$BET_D = \sum_1^d BEUB5_{d,l} \dots \dots \dots (8)$$

7.3. Se obtiene el BET del Elemento como la sumatoria de los BET_G y BET_D , calculados conforme con lo establecido en los numerales 7.1 y 7.2 precedentes.

7.4. Formulación:

7.4.1. Las responsabilidades de pago del Costo Medio Anual asignados a los Usuarios (CMAU%) y de los Generadores (CMAG%) se expresan en porcentajes y deben sumar 100%. Los CMAU% y CMAG% se determinan con las fórmulas (9) y (10), respectivamente.

$$CMAU\% = \frac{BET_D}{BET} \dots \dots \dots (9)$$

$$CMAG\% = \frac{BET_G}{BET} \dots \dots \dots (10)$$

TITULO IV

Reparto de la Asignación de Pagos Entre Generadores por el Criterio de Beneficios

Artículo 8.- Consideraciones Generales

8.1. El CMAG, resultado de la fórmula (11), de un Elemento será prorrateado entre los Generadores que se benefician del Elemento, en proporción a los beneficios económicos y teniendo en cuenta el método de Asignación Filtrada definido en el numeral 4.1 de la presente norma.

$$CMAG = CMAG\% \times CMA \dots \dots \dots (11)$$

8.2. Esta asignación se hará por simulaciones realizadas cada cuatro años en la oportunidad de cada fijación de tarifas y compensaciones de SST y SCT.

Artículo 9.- Cálculo de BEUGn

9.1. Se calculará los BEUG4 correspondientes a un periodo de 4 años, por cada central generadora, conforme a las ecuaciones del numeral 6.2 precedente, con la diferencia que se considerarán 48 meses "m" y no 60 meses.

9.2. Las simulaciones para calcular BEUG4 se efectuarán con el MODELO y la base de datos correspondiente a la fijación de Precios en Barra del mismo año del proceso de fijación de SST y SCT y, complementariamente, la Base de Datos del Plan de Transmisión vigente. El periodo de 48 meses se considera desde mayo en que entran en vigencia las tarifas de los SST y SCT, o desde el mes de vigencia del ajuste que se hace a pedido de los interesados. Las simulaciones en el MODELO deberán abarcar 6 años contados desde enero del año anterior al del mes de inicio del periodo de 48 meses.

Artículo 10.- Prorrateo del CMAG entre Generadores, por el criterio de beneficios

El prorrateo del CMAG entre los Generadores, por el criterio de beneficios, se calcula conforme lo siguiente:

10.1. Se halla el BET_G de un Elemento como la sumatoria de los BEUG4 calculados conforme con lo establecido en el Artículo 9°.

10.2. Formulación:

10.2.1. La $CMAG_i$, es la parte de la CMAG asignada a la central generadora "i", y se determina según la fórmula (12).

$$CMAG_i = CMAG \times \frac{BEUG_4}{BET_G} \dots \dots \dots (12)$$

Donde:

$BEUG_4$ = Es el BEUG4 de la central generadora "i"

BET_G = Sumatoria de los $BEUG_4$

10.2.2. Las centrales cuyas porciones asignadas del CMAG calculadas en el numeral precedente, son menores que el 1% del CMAG total, se excluyen de la asignación de pago y se reparte sus $CMAG_i$ entre las demás centrales en proporción a sus porciones del CMAG.

10.2.3. Los CMAG que resultan en el numeral precedente deben ajustarse mediante la aplicación del método de Asignación Filtrada, ver fórmula (13).

$$CMAG_i \text{ filtrada} = f \times (0,5 \times PP_i + 0,5 \times CMAG_i) \dots \dots (13)$$

Donde:

$CMAG_i$ filtrada : Asignación Filtrada: pago anual asignado al Generador "i", por un Elemento del SST o SCT existente.

$CMAG_i$: Pago anual calculado conforme el numeral anterior, para el Generador "i", por un Elemento.

PP_i : Pago Previo por el Elemento en análisis; se refiere al pago anual asignado por Osinergmin en la fijación tarifaria anterior al Generador "i", debidamente actualizado al 30 de marzo del año en que entran en vigencia las nuevas compensaciones o al segundo mes anterior en que entra en vigencia el reajuste de asignación de pago a petición de parte.

f : Factor que se aplica a todos los Generadores "i" beneficiados por un Elemento para que la suma de los pagos individuales resulte igual a la suma del CMAG del Elemento. El factor "f" satisface la fórmula (14).

$$\sum CMAG_i \text{ filtrada} = \sum [f \times (0,5 \times PP_i + 0,5 \times CMAG_i)] = CMAG \dots (14)$$

TITULO V

Reparto de la Asignación de Pagos Entre Generadores por el Criterio de Uso

Artículo 11.- Consideraciones Generales

11.1. La asignación de pago de cada Elemento por el criterio de Uso se repartirá entre todas las centrales de generación que satisfagan la siguiente condición para dicho Elemento (para al menos para algún valor de i):

$$Z_i(\text{con Elemento "k"}) \neq Z_i(\text{sin Elemento "k"}),$$

Donde, Z_i es la impedancia entre la barra en que se ubica la central de generación como barra de referencia y cualquier barra de demanda "i". Caso contrario no será considerado como responsable de pago de dicho Elemento.

11.2. El prorrateo por el criterio de uso se realizará mediante el método de Energía / Distancia Eléctrica, conforme se describe en los siguientes numerales del presente Título.

11.3. Al final de cada mes se determinará, de manera ex-post, las compensaciones que pagará cada Generador por cada SST y SCT comprendido en este criterio.

11.4. En las asignaciones mensuales, las centrales cuyas porciones asignadas del CMAG son menores que el 1% del CMAG mensual total, se excluyen de la asignación de pago y se reparte sus porciones entre las demás centrales en proporción a sus porciones del CMAG.

Artículo 12.- Prorrateo del CMAG entre los Generadores, por el criterio de Uso

12.1. El COES calculará los elementos diagonales de la matriz de impedancias "Zi" por cada barra "i" donde estén conectadas centrales de generación.

12.2. El COES determinará la "distancia eléctrica $z_{i,j-k}$ " entre cada barra "i" de generación y cada elemento j-k del SCT y SST en análisis para cada mes. Los valores se determinarán de acuerdo con lo que establezca el Procedimiento Técnico del COES N° 35 "Asignación de Responsabilidad de pago de los SST y SCT por parte de los Generadores por el Criterio de Uso" o el que le sustituya.

12.3. Los Generadores medirán la Energía Neta de Generación mensual (GWh) de cada central "i" y remitirán esta cifra al COES. El COES deberá validar estas cifras. La Energía Neta de Generación se determinará de acuerdo con lo que establezca el Procedimiento Técnico del COES N° 35 "Asignación de Responsabilidad de pago de los SST y SCT por parte de los Generadores por el Criterio de Uso" o el que le sustituya.

12.4. Por cada mes del periodo mayo a abril, el COES procederá de la siguiente manera:

12.4.1. Se calculará el factor de participación mensual de cada Generador en el pago de la compensación mensual asignada a los Generadores, con base a la fórmula (15).

$$FG_{i,j-k} = \frac{\sum^n GWh_{in}/z_{in,j-k}}{\sum^m GWh_m/z_{m,j-k}} \dots \dots \dots (15)$$

Donde:

$FG_{in,j-k}$: Factor de participación de un Generador "i" en el pago de una instalación "j-k".

GWh_{in} : Energía mensual producida por la central "n" del Generador "i" que forma parte del conjunto de centrales definidas en 11.1.

GWh_m : Energía mensual de cada central "m" que forma parte del conjunto de las centrales definidas en 11.1.

12.4.2. Se calculará el $CMG_{i,j-k}$ en proporción al uso del sistema, con base a la fórmula (16).

$$CMG_{i,j-k} = CMG_{j-k} \times FG_{i,j-k} \dots \dots \dots (16)$$

Donde:

CMG_{j-k} : Compensación mensual por el Elemento "j-k", calculado como:

$$CMG_{j-k} = \frac{\beta}{\alpha} (CMAG_{j-k}) \dots \dots \dots (17)$$

$CMAG_{j-k}$: Costo Medio Anual del Elemento "j-k", asignado a los generadores, en Soles.

α : Tasa de Actualización fijada en el artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

β : Tasa de actualización mensual calculada con la Tasa de Actualización, obtenida como:
 $\beta = (1 + \alpha)^{1/12} - 1$

TITULO VI

Plazos, Medios, Formatos y Sanciones

Artículo 13.- Plazos, Medios, Formatos y Sanciones

13.1. Plazos:

13.1.1. El cálculo de la asignación de la compensación mensual a cada Generador por el método del uso lo realizará el COES de acuerdo con lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 35 "Asignación de Responsabilidad de pago de los SST y SCT por parte de los Generadores por el Criterio de Uso" o el que le sustituya.

13.1.2. La asignación de responsabilidad de pago entre Usuarios y Generadores y la determinación de la compensación mensual asignada a los Generadores por el método de beneficios forma parte del "Procedimiento para Fijación de Tarifas y Compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión" o en el "Procedimiento para Fijación de Peajes y Compensaciones de SCT cuyos cargos corresponde asumir a Terceros por instalaciones construidas por acuerdo de partes", y se sujetará al cronograma que se establezca para tal fin. Los titulares de las instalaciones de transmisión comprendidas presentarán su propuesta de asignación como parte del ESTUDIO.

13.2. Medios:

13.2.1. Las titulares de las instalaciones de transmisión deberán presentar todos los archivos de cálculo en medios electrónicos compatibles con la mayoría de las hojas de cálculo comerciales existentes en el medio. Todos los archivos de cálculo deberán estar debidamente vinculados para facilitar su trazabilidad. Deberán acompañar un informe en el que se presente todos los criterios y premisas adoptadas; así como, los resultados obtenidos. Este informe deberá presentarse en forma impresa y archivo magnético en formato compatible con los editores de texto existentes en el Estado Peruano.

13.2.2. El COES deberá presentar a Osinergmin los archivos magnéticos de cálculo compatibles con la mayoría de las hojas de cálculo comerciales existentes en el medio. Los archivos de cálculo deberán estar debidamente vinculados para facilitar su trazabilidad. El COES propondrá, para aprobación del Osinergmin, software que efectúe los cálculos mencionados, el mismo que debe ser accesible y de fácil operación para todos los

agentes e interesados. Deberá acompañar una ayuda memoria en la que se presente todos los criterios y premisas adoptadas; así como, los resultados obtenidos. Esta ayuda memoria deberá presentarse en forma impresa y en medio magnético en formato compatible con los editores de texto existentes.

- 13.3. Formatos para la asignación de Beneficios entre Generadores y Usuarios: Deberán presentarse en los formatos contenidos en el Apéndice A de la presente norma.
- 13.3.1. Formato 101: Contiene el cálculo y resultado de los BEUB5.
- 13.3.2. Formato 102: Contiene el cálculo y resultado de los BEUG5.
- 13.3.3. Formato 103: Contiene el cálculo de BET_D y BET_G .
- 13.3.4. Formato 104: Contiene la determinación de los porcentajes de responsabilidades de pago del CMA, asignados a los Usuarios (CMAU%) y a los Generadores (CMAG%).
- 13.4. Formatos para el prorrateo entre Generadores por el criterio de beneficios: deberán presentarse en los formatos contenidos en el Apéndice B de la presente norma.
- 13.4.1. Formato 201: Contiene el cálculo y resultado de BEUG4
- 13.4.2. Formato 202: Contiene el cálculo de BET_G .
- 13.4.3. Formato 203: Contiene la determinación de la Compensación Mensual asignada a cada Generador (CMAG) sin aplicar la Asignación Filtrada.
- 13.4.4. Formato 204: Contiene la determinación de la Compensación Mensual asignada a cada Generador (CMAG), con Asignación Filtrada.
- 13.5. Formatos para el prorrateo entre Generadores por el criterio de uso: deberán presentarse en los formatos contenidos en el Apéndice C de la presente norma.
- 13.5.1. Formato 301: En este formato se consigna, por cada Elemento, por los Generadores, la distancia eléctrica desde la barra de dicho generador hasta el punto medio del Elemento y la producción mensual.
- 13.5.2. Formato 302: Contiene el cálculo del factor de participación anual de cada Generador en el uso de un Elemento.
- 13.5.3. Formato 303: Contiene la determinación de la Compensación Mensual asignada a cada Generador (CMAG) para los meses mayo a abril, por un Elemento.
- 13.6. El incumplimiento de las obligaciones de entrega de información, entre otras, conforme a lo previsto en la presente norma, conllevará el inicio del procedimiento administrativo sancionador a que hubiere lugar, y la aplicación de las sanciones de la Escala de Multas y Sanciones.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS TRANSITORIAS

PRIMERA: El programa de software PERSEO se empleará como el MODELO al cual se refiere la presente norma hasta que Osinergmin apruebe otro software con funciones equivalentes o superiores.

SEGUNDA: Para el Periodo Tarifario mayo 2017 – abril 2021, adicionalmente de lo previsto en el artículo 12 de la presente norma, se aplicará lo siguiente:

Los $CMG_{i,j-k}$ que resultan en el numeral 12.4.2 deben ajustarse mediante la aplicación del método de Asignación Filtrada, ver fórmula (18).

$$CMG_{i,j-k}filtrada = f \times [r \times PP_{i,j-k} + (1 - r) \times CMG_{i,j-k}] \dots \dots (18)$$

Donde:

$CMG_{i,j-k}$ filtrada : Pago mensual asignado al Generador "i", por un Elemento del SST o SCT existente.

$CMG_{i,j-k}$: Pago mensual calculado conforme el numeral 12.4.2, para el Generador "i", por un Elemento.

$PP_{i,j-k}$: Pago mensual promedio del año tarifario precedente, efectuado por el Generador "i" por el Elemento en análisis. Año tarifario corresponde al periodo comprendido entre el 01 de mayo hasta el 30 de abril del siguiente año.

r : Factor de ajuste transitorio cuyos valores se muestran en la siguiente tabla:

Periodo Tarifario Mayo 2017 – abril 2021	Año	r
	mayo 2017 – abril 2018	0,9
	mayo 2018 – abril 2019	0,8
	mayo 2019 – abril 2020	0,7
	mayo 2020 – abril 2021	0,6

- f : Factor que se aplica a todos los Generadores “i” que remuneraran un Elemento. Para que la suma de los pagos individuales resulte igual a la suma del CMG del Elemento, el factor “f” satisface la siguiente fórmula (19).

$$\sum CMG_{i,j-k} filtrada = \sum [f \times (r \times PP_{i,j-k} + (1-r) \times CMG_{i,j-k})] = CMG_{j-k} \dots \dots (29)$$

APENDICE A

FORMATOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL BENEFICIO ECONÓMICO DE USUARIOS Y GENERADORES

Osinermin

Formato 101

FORMATO DE BENEFICIOS DE USUARIOS (BEUB5)

ELEMENTO:

FECHA:

BARRA	Valor Actual de los Pagos Esperados por Energía ⁽¹⁾ (USD)		BEUB5 ⁽³⁾ (B-A) (USD)
	CON ELEMENTO ⁽¹⁾ (A)	SIN ELEMENTO ⁽²⁾ (B)	
TOTAL			

Notas:

(1) $VAP_{c,d}$ determinado con la fórmula (5) de la presente norma.

(2) $VAP_{s,d}$ determinado con la fórmula (6) de la presente norma.

En (1) y (2), “d” indica la barra y “/” el Elemento analizado en este formato.

(3) Valores negativos se remplazan por cero.

Todos los montos se expresan en Dólares de Estados Unidos de América, redondeados sin decimales.

Osinermin

Formato 102

FORMATO DE BENEFICIOS DE GENERADORES (BEUG5)

ELEMENTO:

FECHA:

CENTRAL	TITULAR	Valor Actual de las Utilidades Esperadas por Energía ⁽¹⁾ (USD)		BEUG5 ⁽³⁾ (A-B) (USD)
		CON ELEMENTO ⁽¹⁾ (A)	SIN ELEMENTO ⁽²⁾ (B)	
TOTAL				

Notas:

(1) $VAUC_{g,i}$ determinado con la fórmula (2) de la presente norma.

(2) $VAUS_{g,i}$ determinado con la fórmula (3) de la presente norma.

En (1) y (2) g indica la central y “/” el Elemento analizado en este formato.

(3) Valores negativos se remplazan por cero.

Todos los montos se expresan en Dólares de Estados Unidos de América, redondeados sin decimales

Osinerghmin

Formato 103

FORMATO DE CALCULO DE BET_D o BET_G (USD)

ELEMENTO:

FECHA:

BARRA O GENERADOR	BEUB5 ó BEUG5 ⁽¹⁾
TOTAL BET_D o BET_G (USD)	

Notas:

(1) Corresponde a los valores calculados en los Formatos 101 y 102
Se usa un formato para BEUB5 y BET_D y otro para BEUG5 y BET_G .

Formato 104

Osinerghmin

FORMATO DE CALCULO DE CMAU% y CMAG%

ELEMENTO:

FECHA:

Variable	Unidad	Valor
$BET = BET_D + BET_G$	USD	
$BET_D^{(1)}$	USD	
$BET_G^{(1)}$	USD	
$CMAU\%^{(2)}$	%	
$CMAG\%^{(2)}$	%	

Notas:

(1) Corresponde a los valores calculados en el Formato 103.
(2) Calculados con las fórmulas (9) y (10) de la presente norma.

APENDICE B

**FORMATOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL PRORRATEO DE LA COMPENSACIÓN
ENTRE GENERADORES POR EL CRITERIO DE BENEFICIO**

Osinerghmin

Formato 201

FORMATO DE BENEFICIOS DE GENERADORES (BEUG4)

ELEMENTO:

FECHA:

Osinerghmin

FORMATO 203

FORMATO DE CÁLCULO DE LOS CMAG

ELEMENTO:

CMAG ₄ ⁽¹⁾		BET _G ⁽¹⁾	
----------------------------------	--	---------------------------------	--

TITULAR	CENTRAL	(A) BEUG ₄ ⁽¹⁾ x CMAG _{BET} /BET _G (USD)	(C) = (A) CMAG INICIAL (USD)	(D) CMAG% = C/ (TOTAL C) (%)	(E) CMAG% ≥ 1% ⁽²⁾	(F) CMAG% AJUSTADA ⁽³⁾ (%)	(G) CMAG _i ⁽⁴⁾ = (F) x TOTAL C (USD)
Titular 1	Central 1						
	...						
	Central "x"						
	...						
...	Central "n"						
Titular "n"	Central 1						
	...						
	Central "x"						
	...						
	Central "n"						
TOTAL							

Notas

(1) Corresponden a los valores calculados en el Formato 202.

(2) Los valores de la columna (E) incluyen solo los elementos de la columna (D) que resulten mayores o iguales que 1%. El total puede ser inferior a 100%

(3) (F) = (E)/(TOTAL de E). El total de la columna (F) debe ser igual a 100%

(4) El total de la columna (G) debe ser igual al total de la columna (C).

Osinerghmin

Formato 204

FORMATO DE CALCULO DE LOS CMAG_i CON ASIGNACION FILTRADA

ELEMENTO:

FECHA:

CMAG	
f = (CMAG / Total de C)	
Tipo de Cambio (S//USD)	
Fecha de Tipo de Cambio	

CENTRAL	PP _i ⁽¹⁾ (A) S/	CMAG _i ⁽²⁾ (B) S/	CMAGf _i ⁽³⁾ (C) S/	CMAG _i ⁽⁴⁾ Filtrada (D) S/
TOTALES				

Notas:

(1) Monto anual asignado al generador "i" por el pago del Elemento en la fijación tarifaria anterior, debidamente actualizado

(2) Calculado en el Formato 203 multiplicado por el Tipo de Cambio.

(3) Calculado con la fórmula: $CMAGf_i = (0,5 \times PP_i + 0,5 \times CMAG_i)$

(4) Calculado como D = f x C, Total D debe ser igual a CMAG

