

1. Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas 25/02/1993
2. Decreto Supremo N° 02-94-EM, publicado el 11/01/1994
3. Decreto Supremo N° 43-94-EM, publicado el 28/10/1994
4. Decreto Supremo N° 004-96-EM, publicado el 23/01/1996
5. Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado el 12/10/1997
6. Decreto Supremo N° 006-98-EM, publicado el 12/02/1998
7. Decreto Supremo N° 011-98-EM, publicado el 28/03/1998
8. Decreto Supremo N° 004-99-EM, publicado el 20/03/1999
9. Decreto Supremo N° 033-99-EM, publicado el 23/08/1999
10. Decreto Supremo N° 037-99-EM, publicado el 10/09/1999
11. Decreto Supremo N° 017-2000-EM, publicado el 18/09/2000
12. Decreto Supremo N° 011-2001-EM, publicado el 22/02/2001
13. Decreto Supremo N° 032-2001-EM, publicado el 21/06/2001
14. Decreto Supremo N° 038-2001-EM, publicado el 18/07/2001
15. Decreto Supremo N° 039-2001-EM, publicado el 18/07/2001
16. Decreto Supremo N° 006 - 2002 - EM, publicado el 20/02/2002
17. Decreto Supremo N° 011-2003-EM, publicado el 21/03/2003
18. Decreto Supremo N° 039-2003-EM, publicado el 13/11/2003
19. Decreto Supremo N° 010-2004-EM, publicado el 20/04/2004
20. Decreto Supremo N° 019-2004-EM, publicado el 25/06/2004
21. Decreto Supremo N° 012-2005-EM, publicado el 02/03/2005
22. Decreto Supremo N° 038-2005-EM, publicado el 08/10/2005
23. Decreto Supremo N° 064-2005-EM, publicado el 29/12/2005
24. Decreto Supremo N° 007-2006-EM, publicado el 20/01/2006
25. Decreto Supremo N° 008-2006-EM, publicado el 20/01/2006
26. Decreto Supremo N° 025-2006-EM, publicado el 21/04/2006
27. Decreto Supremo N° 011-2007-EM, publicado el 01/03/2007
28. Decreto Supremo N° 018-2007-EM, publicado el 24/03/2007
29. Decreto Supremo N° 027-2007-EM, publicado el 17/05/2007
30. Decreto Supremo N° 048-2007-EM, publicado el 07/09/2007
31. Decreto Supremo N° 022-2008-EM, publicado el 04/04/2008
32. Decreto Supremo N° 010-2009-EM, publicado el 06/02/2009
33. Decreto Supremo N° 017-2009-EM, publicado el 07/03/2009
34. Decreto Supremo N° 021-2009-EM, publicado el 01/04/2009
35. Decreto Supremo N° 022-2009-EM, publicado el 16/04/2009

Decreto Supremo N° 009-93-EM

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

CONSIDERANDO:

Que el Decreto Ley N° 25844, "Ley de Concesiones Eléctricas", establece las normas que regulan las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica;

Que para la mejor aplicación de la Ley de Concesiones Eléctricas y de acuerdo a la Décima Segunda Disposición Transitoria del Decreto Ley N° 25844, debe expedirse el Reglamento correspondiente;

De conformidad con el inciso 11) del Artículo 211° de la Constitución Política del Perú;

DECRETA:

Artículo 1°.- Apruébase el Reglamento de la "Ley de Concesiones Eléctricas" - Decreto Ley N° 25844-, que consta de 11 Títulos, 239 Artículos y 10 Disposiciones Transitorias, el cual forma parte del presente Decreto Supremo.

Artículo 2°.- Deróganse las disposiciones administrativas que se opongan al presente Reglamento.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los diecinueve días del mes de febrero de mil novecientos noventitrés.

ALBERTO FUJIMORI FUJIMORI
Presidente Constitucional de la República

DANIEL HOKAMA TOKASHIKI
Ministro de Energía y Minas

REGLAMENTO DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

TÍTULO I DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1º.- Cuando en el texto del presente Reglamento se empleen los términos "Ley", "Reglamento", "Ministerio", "Dirección", "Comisión" y "OSINERG", se deberá entender que se refiere a la Ley de Concesiones Eléctricas, al Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, al Ministerio de Energía y Minas, a la Dirección General de Electricidad, a la Comisión de Tarifas de Energía y al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía, respectivamente.

Modificación establecida por el D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/10/1997.

Artículo 2º. - El límite de potencia para los suministros sujetos al régimen de regulación de precios es fijado en 200 kW. Aquellos usuarios cuya demanda se ubique dentro del rango de potencia establecido en el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, tienen derecho a optar entre la condición de Usuario Regulado o Usuario Libre, conforme a lo establecido en la Ley N° 28832 y en el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad.

En los Sistemas Aislados, todos los suministros están sujetos a regulación de precios.

Modificación establecida por el D.S. N° 022-2009-EM, publicado el 16/05/2009.

Artículo 3º.- Ninguna entidad de generación o de distribución podrá mantener la propiedad de un Sistema Secundario de Transmisión, si éste se calificara como parte del Sistema Principal en la revisión cuatrianual a que se refiere el último párrafo del Artículo 132º del Reglamento.

Artículo 4º.- La demanda a que se refiere el inciso c) del Artículo 3º de la Ley, será la demanda agregada de todos los servicios interconectados, a ser atendidos por una misma empresa de distribución.

Artículo 5º.- Si la demanda de un servicio, superara el límite establecido en el inciso c) del Artículo 3º de la Ley, el titular deberá adecuarse al régimen de concesión, en un plazo máximo de 180 días calendario de registrada esta demanda; cumpliendo el procedimiento establecido en la Ley y el Reglamento.

Artículo 6º.- Los titulares de autorización tendrán los mismos derechos y beneficios que los titulares de concesión, así como las obligaciones que determinan los incisos c), d), e), f), g) y h) del Artículo 31º y el Artículo 32º de la Ley.

Modificación establecida por el D.S. N° 064-2005-EM, publicado el 29/12/2005.

Modificación establecida por el D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/10/1997.

Artículo 7º.- La Dirección llevará, con carácter de archivos internos, un Registro de Concesiones Eléctricas, en el que se anotarán todos los actos, contratos y derechos que se relacionen con las concesiones y autorizaciones, siendo aplicable para el efecto el Reglamento Interno del Registro de Concesiones Eléctricas.

Sin perjuicio de lo señalado en el párrafo que antecede, las concesiones definitivas serán inscritas por el titular en el Registro de Concesiones para la Explotación de Servicios Públicos, de acuerdo con lo dispuesto por la Ley de Creación del Sistema Nacional y de la Superintendencia de los Registros Públicos.

Modificación establecida por el D.S. N°025-2006-EM, publicado el 21/04/2006.

Artículo 8º.- Los titulares de las actividades a que se contrae el Artículo 7º de la Ley, deberán informar a la Dirección lo siguiente:

- a) Si se trata de instalación de grupos generadores de energía eléctrica: la potencia instalada, tensión de generación, localización del equipo. En caso de generación hidroeléctrica se adjuntará además, un plano general de ubicación en una escala 1/5000;
- b) Si se trata de sistemas de transmisión: la tensión nominal, capacidad de transporte, longitud de las líneas, el diagrama unifilar y los planos generales de ubicación a escala 1/10000, y las características de las subestaciones; y,
- c) Si se trata de sistemas de distribución: número de usuarios y planos generales de redes y subestaciones a escala 1/2000, indicando las principales características técnicas.

Artículo 9º.- Los jueces de la capital de la República, son los únicos competentes para conocer todos los asuntos de carácter judicial, que se promuevan entre el Estado y los titulares de concesiones y autorizaciones.

Artículo 10º.- Están impedidos de solicitar y adquirir concesiones o autorizacio-

nes, directa o indirectamente, en sociedad o individualmente, el Presidente o Vice-Presidentes de la República; Ministros de Estado; Representantes del Poder Legislativo; Representantes de los Gobiernos Regionales, Alcaldes, Funcionarios y empleados del Ministerio y de la Comisión. Esta medida alcanza a los familiares de los impedidos, hasta el segundo grado de consanguinidad o afinidad.

Artículo 11º.- La prohibición contenida en el artículo precedente, no comprende los derechos obtenidos por herencia, legado o los que aporte al matrimonio el cónyuge no impedido.

TÍTULO II

COMISIÓN DE TARIFAS ELÉCTRICAS

Artículo 12º.- La Comisión, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 10º de la Ley, es un organismo técnico enteramente autónomo, tanto en lo funcional, en lo económico y lo administrativo, no estando sujeta ni sometida a la normatividad que rija al Sector Público, a excepción de las referidas al Sistema Nacional de Control.

Artículo 13º.- Los Miembros de la Comisión deberán actuar en el desempeño de sus funciones con criterio técnico e independencia, observando estrictamente la Ley de Concesiones Eléctricas y la Ley Orgánica de Hidrocarburos así como sus correspondientes reglamentos.

Modificación establecida por el D.S. N° 037-99-EM, publicado el 10/09/1999.

Artículo 14º.- La Comisión se encuentra conformada por un Consejo Directivo que ejerce las funciones de Directorio y una Secretaría Ejecutiva que ejerce funciones técnicas y administrativas de apoyo.

La representación de la Comisión la ejerce su Presidente, quién desempeñará sus funciones a tiempo completo y dedicación exclusiva, en razón de lo cual mantendrá relación laboral con este organismo sólo por el período que dure su designación como tal, y de conformidad con la política remunerativa de la entidad. Los demás miembros del Consejo Directivo no mantienen relación laboral con la entidad, correspondiéndoles la retribución ordinaria mensual fijada en el presente Reglamento por su asistencia a las sesiones del Consejo.

Corresponde al Presidente del Consejo Directivo las siguientes funciones:

a) Convocar y presidir las sesiones del Consejo Directivo;

- b) Señalar los asuntos que deben ser sometidos a consideración del Consejo Directivo;
- c) Emitir las resoluciones y los acuerdos aprobados por el Consejo, velando por su cumplimiento;
- d) Suscribir conjuntamente con el Secretario Ejecutivo, las escrituras públicas y privadas, así como la memoria, el balance general y el estado de gestión correspondientes al ejercicio anual, aprobados por el Consejo Directivo;
- e) Proponer ante el Consejo Directivo la contratación del Secretario Ejecutivo y de los asesores externos de la Presidencia y del propio Consejo;
- f) Autorizar la contratación del personal de la Secretaría Ejecutiva;
- g) Supervigilar, en general, todas las actividades de la Comisión; y,
- h) Ejercer las demás funciones que le delegue o le encargue el Consejo Directivo.

Modificación establecida por el D.S. N° 037-99-EM, publicado el 10/09/1999.

Artículo 15º.- Los miembros del Consejo Directivo de la Comisión serán designados por Resolución Suprema, con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros, a propuesta del Titular de Energía y Minas, quién previamente los seleccionará de las ternas propuestas por las entidades señaladas en el Artículo 11° de la Ley.

Artículo 16º.- Para ser miembro del Consejo Directivo de la Comisión, además de lo previsto en el Artículo 12° de la Ley, se requiere haber ejercido cargos a nivel gerencial durante un lapso no menor de cinco años en instituciones de reconocido prestigio, nacionales o extranjeras, o acreditar estudios de maestría en economía o administración.

Artículo 17º.- La vacancia del cargo de director de la Comisión se sancionará por acuerdo del Consejo Directivo, debiendo poner este hecho en conocimiento del Ministerio y de las entidades proponentes de los miembros de la Comisión, para designar al reemplazante que complete el período del miembro que produjo la vacante, conforme al procedimiento previsto en la Ley y el Reglamento.

Artículo 18º.- Las retribuciones ordinarias de los miembros del Consejo Directivo de la Comisión serán fijados por Resolución Suprema refrendada por el Ministerio de Energía y Minas, teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- a) La alta calificación profesional y experiencia empresarial, que, exigen a sus miembros, la Ley y el Reglamento;

- b) La importancia de las decisiones de orden técnico y económico que adopta la Comisión; y,
- c) Los recursos que le procuran la Ley y Reglamento.

Artículo 19º.- Todos los miembros del Consejo Directivo percibirán una retribución ordinaria mensual. El Presidente, por la naturaleza de su función y dedicación exclusiva, percibirá además una suma adicional equivalente a tres retribuciones ordinarias mensuales.

Los miembros del Consejo Directivo a quienes se les asigne funciones específicas que requieran dedicación exclusiva, de acuerdo a lo señalado en el Artículo 16º de la Ley, percibirán además una bonificación adicional, por el tiempo que dure el encargo, que no podrá superar, mensualmente, el equivalente a una retribución ordinaria mensual.

Artículo 20º.- La Secretaría Ejecutiva de la Comisión estará integrada por un máximo de 20 trabajadores, 14 de los cuales deberán ser profesionales altamente calificados y de estos últimos, uno cumplirá las funciones de Auditoría Interna. El régimen laboral de dicho personal será el de la actividad privada.

Modificación establecida por el D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/10/1997.

Modificación establecida por el D.S. N° 037-99-EM, publicado el 10/09/1999.

Artículo 21º.- Los niveles remunerativos del personal de la Secretaría Ejecutiva de la Comisión, serán establecidos guardando relación con los que rijan en la empresa concesionaria de distribución de la Capital de la República, correspondiendo al Secretario Ejecutivo el nivel de Gerente General.

Artículo 22º.- Adicionalmente a las funciones señaladas en el Artículo 15º de la Ley, el Consejo Directivo deberá:

- a) Fijar, revisar y modificar las tarifas y las compensaciones que deberán pagarse por el uso del sistema secundario de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Modificación establecida por el D.S. N° 017-2000-EM, publicado el 18/09/2000.

- b) Aprobar el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión y distribución;
- c) Encargar los estudios para la determinación de la Tasa de Actualización, a que se refiere el Artículo 79º de la Ley;
- d) Aprobar la Memoria y el Balance General de la Comisión;

- e) Aprobar los niveles remunerativos del personal de la Secretaría Ejecutiva de la Comisión;
- f) Establecer el Costo de Racionamiento a que se refiere la definición N° 3 del anexo de la Ley;
- g) Fijar el Precio Básico de la Potencia de Punta a que se refiere el inciso f) del artículo 47° de la Ley, según el procedimiento definido en el artículo 126° del Reglamento;

Modificación establecida por D.S. N° 004-99-EM, publicado el 20/03/1999

- h) Emitir las directivas complementarias para la aplicación tarifaria; y,
- i) Fijar, revisar y modificar los montos que deberán pagar los usuarios del Servicio Público de Electricidad por el costo de acometida, equipo de medición y protección y su respectiva caja y el monto mensual que cubre su mantenimiento y permite su reposición en un plazo de 30 años. Tratándose de equipo de medición estático monofásico de medición simple se considerará una vida útil no menor de quince (15) años;

Modificación establecida por el D.S. N° 007-2006-EM, publicado el 20/01/2006.

- j) Fijar el Margen de Reserva Firme Objetivo de cada Sistema Eléctrico donde exista un COES y la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta a que se refiere el artículo 126° del Reglamento.
- k) Fijar, revisar y modificar las tarifas correspondientes al transporte por ductos y distribución por red de ductos de gas natural, rigiéndose para el efecto por el Decreto Supremo N° 056-93-EM y el Decreto Supremo N° 25-94-EM, modificatorias y complementarias.
- l) Dirimir, a solicitud de parte, los conflictos que podrían presentarse sobre la determinación de la tarifa de transporte y distribución por red de ductos.

Modificación establecida por el D.S. N° 004-99-EM, publicado el 20/03/1999

Modificación establecida por el D.S. N° 037-99-EM, publicado el 10/09/1999.

Modificación establecida por el D.S. N° 004-99-EM, publicado el 20/03/1999.

Modificación establecida por el D.S. N° 43-94-EM, publicado el 28/10/1994.

Artículo 23º.- Adicionalmente a las funciones señaladas en el Artículo 18° de la Ley, la Secretaría Ejecutiva deberá:

- a) Calcular el Costo de Racionamiento a que se refiere el inciso f) del artículo anterior;
- b) Evaluar el cálculo propuesto por el COES sobre el Precio Básico de la Potencia de Punta a que se refiere el inciso g) del Artículo anterior;

Modificación establecida por D.S. N° 004-99-EM, publicado el 20/03/1999.

- c) Efectuar los informes a que se refiere el Artículo 81° de la Ley; y,

- d) Elaborar y someter a consideración del Consejo Directivo, la Memoria anual de la Comisión.
- e) Evaluar el Margen de Reserva Firme Objetivo y la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta a que se refiere el inciso j) del Artículo anterior.

Modificación establecida por D.S. N° 004-99-EM publicado el 20/03/1999.

- f) Elaborar los estudios para el cumplimiento del inciso k) del Artículo anterior.

Modificación establecida por el D.S. N° 037-99-EM, publicado el 10/09/1999.

Modificación de los incisos b) y e) según D.S. N° 004-99-EM, publicado el 20/03/1999.

Artículo 24º.- El Consejo Directivo celebrará, como mínimo, dos sesiones mensuales. Las sesiones requieren un quórum de tres directores, a excepción de aquellas en que se trate la fijación, revisión y modificación de tarifas, en cuyo caso se requerirá la asistencia de por lo menos cuatro directores.

Las decisiones que se adopten serán por mayoría de votos. En caso de empate, el Presidente tendrá voto dirimente.

Las deliberaciones y acuerdos del Consejo Directivo, deberán constar en un libro de actas legalizado y, serán suscritas por todos los directores concurrentes a la respectiva sesión.

Artículo 25º.- Las resoluciones que expida la Comisión, en las que fije, revise o modifique tarifas, serán publicadas obligatoriamente en el Diario Oficial El Peruano, por una sola vez, dentro de los plazos que señalan específicamente la Ley y el Reglamento.

Artículo 26º.- Todas las empresas dedicadas a las actividades eléctricas, al transporte por ductos y distribución por red de ductos de gas natural, los usuarios, las autoridades regionales, locales y fiscales están obligados a cumplir las Resoluciones de la Comisión, en lo que les concierne.

Modificación establecida por el D.S. N° 037-99-EM, publicado el 10/09/1999.

Artículo 27º.- El presupuesto de la Comisión se formulará tomando en cuenta sus requerimientos, para el cabal cumplimiento de las obligaciones que le señala la Ley, quedando exenta de los procedimientos y de las disposiciones generales y específicas que rijan para el Sector Público, en mérito a la autonomía que le confiere el Artículo 10º de la Ley.

En caso de no ejecutarse íntegramente el presupuesto de la Comisión, la parte no utilizada quedará como reserva para el siguiente ejercicio.

Artículo 28º.- Antes del 15 de octubre de cada año la Comisión, someterá a consideración del Ministerio, su presupuesto anual para el ejercicio siguiente, el que deberá pronunciarse antes del 30 de noviembre. Vencido el plazo señalado, el presupuesto quedará automáticamente expedito para su ejecución.

TÍTULO III

CONCESIONES Y AUTORIZACIONES

Artículo 29º.- Las solicitudes de concesión temporal y definitiva, las de autorizaciones y las de oposiciones que se produzcan, se presentarán a la Dirección siguiendo los procedimientos administrativos establecidos por el Ministerio y, cumpliendo las normas de la Ley y el Reglamento.

CONCESIÓN TEMPORAL

Artículo 30º.- Las solicitudes para obtener concesión temporal, deberán ser presentadas con los siguientes datos y requisitos:

- a) Identificación y domicilio legal del peticionario;
- b) Memoria descriptiva, plano general del anteproyecto y coordenadas UTM (PSAD56) de los vértices del área de los estudios;

Modificación establecida por el D.S. N° 025-2006-EM, publicado el 21/04/2006.

- c) Copia de la autorización para el uso de recursos naturales de propiedad del Estado para realizar los estudios, cuando corresponda;
- d) Requerimiento específico de servidumbres sobre bienes de terceros;
- e) Descripción y cronograma de los estudios a ejecutar;
- f) Presupuesto de los estudios; y,
- g) Garantía vigente durante el plazo de concesión solicitado, por un monto equivalente al 10% del presupuesto de los estudios hasta un tope de 250 UIT. Tratándose de estudios de centrales de generación hidráulica, el monto de la garantía será equivalente al 1% del presupuesto del estudio, hasta un tope de 25 UIT.

Modificación establecida por el D.S. N° 025-2006-EM, publicado el 21/04/2006.

Modificación incisos c) y g) según D.S. N° 038-2001-EM, publicado el 18/07/2001.

Modificación del inciso g) según D.S. N° 004-96-EM, publicado el 23/01/1996-01.

(*) Ley N° 27435, publicada el 16/03/2001: La garantía para las solicitudes de Concesión Temporal de Generación (Hidroeléctrica), no será mayor al equivalente del 1% del presupuesto del estudio, hasta un tope de 25 UIT durante el período de concesión.

Nota: El Decreto Supremo N° 048-2007-EM, publicado el 07/09/2007, en el artículo 2° dispone lo siguiente: “Precísese que el requisito establecido en el literal c) del artículo 30° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Supremo N° 009-93-EM, se entenderá cumplido con la presentación de la Resolución, expedida por la Autoridad de Aguas, que autorice la ejecución de estudios para el aprovechamiento del recurso hídrico con fines de generación de energía eléctrica”.

Artículo 31º.- Dentro del plazo de cinco (5) días hábiles de presentada la solicitud, la Dirección la evaluará para determinar si cumple con los datos y requisitos de admisibilidad establecidos en el artículo precedente. De ser el caso, la Dirección la admitirá y dispondrá su publicación en el Diario Oficial El Peruano por dos (2) días calendario consecutivos, por cuenta del interesado.

Si de la evaluación efectuada se determinara la necesidad de ampliar información o se verificara la existencia de deficiencias y/u omisiones susceptibles de corregirse, la solicitud será observada. La Dirección notificará la observación al petitorio para que la subsane dentro del plazo de siete (7) días hábiles de notificado, bajo apercibimiento de declarar inadmisibles las solicitudes.

Modificación establecida por el D.S. N° 025-2006-EM, publicado el 21/04/2006.

Artículo 32º.- Se puede formular oposición contra las solicitudes de concesión temporal dentro de los cinco (5) días hábiles desde la última publicación del aviso. La oposición debe estar acompañada de los documentos que la sustenten y la garantía señalada en el inciso g) del artículo 30° del Reglamento.

La oposición será resuelta por la Dirección dentro del plazo de diez (10) días hábiles de formulada.

Dentro del plazo de cinco (5) días hábiles de notificada la Resolución Directoral, se podrá interponer recurso de apelación, el cual será resuelto dentro del plazo de diez (10) días hábiles.

Si la oposición se declarara infundada, la Dirección ejecutará la garantía otorgada por el opositor.

Modificación establecida por el D.S. N° 025-2006-EM, publicado el 21/04/2006.

Modificación establecida por el D.S. N° 004-96-EM, publicado el 23/01/1996.

Artículo 33º.- De no haberse formulado oposición, o éstas hayan sido resueltas a favor del peticionario en la vía administrativa, y habiéndose cumplido con los requisitos de admisibilidad, la solicitud deberá ser resuelta en un plazo de treinta (30) días hábiles desde la fecha de presentación. Para efectos del cómputo de este plazo no serán computados los plazos otorgados para subsanar observaciones ni el que se requiera para resolver las oposiciones.

En caso de declarar improcedente la solicitud, la Dirección dispondrá la ejecución de la garantía otorgada.

Modificación establecida por el D.S. N° 025-2006-EM, publicado el 21/04/2006.

Artículo 34º.- La concesión temporal no tiene carácter exclusivo. En consecuencia, se puede otorgar concesión temporal para estudios de centrales de generación, subestaciones y líneas de transmisión dentro de las mismas áreas a más de un peticionario a la vez.

Las servidumbres deberán ser utilizadas de forma conjunta cuando esto sea posible, con el fin de ser lo menos gravosas para el predio sirviente. Las compensaciones y/o indemnizaciones que hubiere lugar a favor de los titulares de los predios afectados, serán prorrateadas entre los beneficiados por las servidumbres compartidas.

De oficio o a solicitud de parte interesada, el Ministerio podrá disponer el uso compartido de las servidumbres y la forma de prorratear las compensaciones y/o indemnizaciones que hubiere lugar conforme al espacio y afectación que cada beneficiario requiera. Para tal fin, la Dirección podrá solicitar a OSINERG, o al ente correspondiente, los informes que resulten necesarios para establecer la viabilidad técnica del uso compartido de las servidumbres. Asimismo, la Dirección podrá encargar a una institución especializada la valorización de las compensaciones y/o indemnizaciones que deben ser prorrateadas, salvo que las partes interesadas señalen de común acuerdo a quien se encargará de la valorización.

Modificación establecida por el D.S. N° 025-2006-EM, publicado el 21/04/2006.

Artículo 35º.- La renovación de la concesión temporal sólo podrá otorgarse una vez, por un nuevo período no mayor de dos (2) años.

Procede la renovación de la concesión temporal únicamente cuando el titular no hubiera concluido con los estudios dentro del plazo otorgado originalmente por causa de fuerza mayor y la solicitud de renovación sea presentada con una anticipación no menor de treinta (30) días calendario antes de su vencimiento, acompañada de un informe sustentatorio y de la renovación de la respectiva garantía vigente por el plazo de renovación solicitado. De ser el caso, también acompañará la renovación o ampliación de la autorización de uso del recurso natural para realizar estudios.

La renovación de la concesión temporal será otorgada por Resolución Ministerial, en un plazo máximo de treinta (30) días calendario de presentada. De no mediar pronunciamiento dentro de dicho plazo, se dará por aprobada automáticamente.

En caso de ser improcedente la solicitud de renovación, la Dirección dispondrá la ejecución de la garantía.

Modificación establecida por el D.S. N° 025-2006-EM. publicado el 21/04/2006.

Artículo 36º.- Si vencido el plazo otorgado para una concesión temporal o su renovación, el concesionario no cumpliera con las obligaciones contraídas en su solicitud, respecto a la ejecución de los estudios y cumplimiento del cronograma correspondiente, la Dirección ejecutará la garantía otorgada.

Las Resoluciones Ministeriales relativas al otorgamiento y renovación de concesiones temporales, serán publicadas por una sola vez en el Diario Oficial El Peruano por cuenta del interesado.

En caso de producirse renovación automática, según lo señalado en el artículo precedente, el peticionario publicará, a su costo, la prórroga de su derecho, por una sola vez, en el Diario Oficial "El Peruano".

Modificación establecida por el D.S. N° 022-97-EM. publicado el 12/10/1997.

SOLICITUD DE CONCESIÓN DEFINITIVA

Artículo 37º.- La solicitud de concesión definitiva será presentada observando lo establecido en el Artículo 25° de la Ley, adjuntando la carta fianza que acredite la garantía a que se refiere el inciso i) de dicho artículo. Además, se señalará el domicilio legal del peticionario y las coordenadas UTM (PSAD56) de los vértices de las áreas de interés.

El monto de la garantía será equivalente al 1% del presupuesto del proyecto con un tope de 500 UIT. Tratándose de concesión definitiva de generación hidráulica, el monto de la garantía será equivalente al 1% del presupuesto del proyecto, con un tope de 50 UIT. La vigencia de la garantía se extenderá hasta la suscripción del correspondiente contrato de concesión.

El requisito de admisibilidad referido a la autorización de uso de recursos naturales, se tendrá por cumplido cuando la citada autorización sea otorgada para ejecutar obras hidroenergéticas y el requisito de admisibilidad referido al Estudio de Impacto Ambiental, se tendrá por cumplido con la presentación de la Resolución Directoral que apruebe dicho Estudio.

Modificación establecida por el D.S. N° 025-2006-EM, publicado el 21/04/2006.

Modificación establecida por el D.S. N° 038-2001-EM, publicado el 18/07/2001.

Modificación establecida por el D.S. N° 004-96-EM, publicado el 23/01/1996.

(*) Ley N° 27435, publicada el 16/03/2001: La garantía para solicitudes de Concesión Definitiva de Generación (Hidroeléctrica), será equivalente al 1% del presupuesto del proyecto, con un tope de 50 UIT, extendiéndose su vigencia hasta la suscripción del correspondiente contrato de concesión.

Artículo 38°.- Dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes de la presentación, la Dirección efectuará la evaluación de la solicitud para verificar el cumplimiento de los datos y requisitos de admisibilidad señalados en el artículo 25° de la Ley y el artículo 37° del Reglamento.

Modificación establecida por el D.S. N° 025-2006-EM, publicado el 21/04/2006.

Artículo 39°.- Si de la evaluación efectuada se determinara la necesidad de ampliar información o se verificara la existencia de deficiencias y/u omisiones susceptibles de corregirse, la solicitud será observada. La Dirección notificará la observación al peticionario para que la subsane dentro del plazo de siete (7) días hábiles contados a partir de la fecha de notificación de la observación.

Modificación establecida por el D.S. N° 025-2006-EM, publicado el 21/04/2006.

Modificación establecida por el D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/10/1997.

Artículo 40°.- Si la observación no fuera subsanada dentro del plazo otorgado, la Dirección declarará inadmisibles la solicitud y ejecutará la garantía otorgada por el peticionario referida en el artículo 37° del Reglamento.

Modificación establecida por el D.S. N° 025-2006-EM, publicado el 21/04/2006.

Modificación establecida por el D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/10/1997.

Artículo 41°.- Cumplidos los datos y requisitos de admisibilidad, o subsanada que haya sido la observación formulada, la Dirección notificará al solicitante la admisión a trámite de la solicitud de concesión, ordenándole efectuar las publicaciones del aviso conforme al segundo párrafo del Artículo 25° de la Ley. Las publicaciones serán efectuadas dentro de los diez (10) días hábiles siguientes de la notificación de su admisión a trámite, y los cuatro avisos serán presentados a la Dirección dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes de la última publicación.

Modificación establecida por el D.S. N° 025-2006-EM, publicado el 21/04/2006.

Modificación establecida por el D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/10/1997.

TRÁMITE DE CONCURRENCIA DE SOLICITUDES

Artículo 42º.- Si dentro del plazo señalado en el Artículo 26º de la Ley, se presentaran nuevas solicitudes para una misma concesión, vencido dicho término, la Dirección procederá a:

- a) Notificar al peticionario de la concesión y a los solicitantes concurrentes dentro de los siguientes cinco (5) días calendario; y,
- b) Determinar las solicitudes concurrentes válidas para su admisión, conforme a lo establecido en los Artículos 37º a 41º del Reglamento, con excepción de la publicación a que se refiere el Artículo citado en último término.

Artículo 43º.- Calificadas las solicitudes concurrentes, la Dirección procederá a seleccionar la mejor alternativa en base al mejor aprovechamiento de los recursos naturales. En igualdad de condiciones, tendrá preferencia el proyecto que contemple el menor plazo de ejecución de las obras. De persistir la igualdad, tendrá mejor derecho quien haya sido titular de una concesión temporal y haya cumplido sus obligaciones satisfactoriamente.

Modificación establecida por el D.S. N° 038-2001-EM, publicado el 18/07/2001.

Modificación establecida por el D.S. N° 004-96-EM, publicado el 23/01/1996.

TRÁMITE DE OPOSICIONES

Artículo 44º.- Dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a la fecha de la última publicación, podrá formularse oposición a la concesión solicitada.

Modificación establecida por el D.S. N° 025-2006-EM, publicado el 21/04/2006.

Modificación establecida por el D.S. N° 038-2001-EM, publicado el 18/07/2001.

Modificación establecida por el D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/10/1997.

Artículo 45°.- Las oposiciones que se formulen, serán sustentadas con documentos fehacientes y se deberá acompañar una garantía por un monto equivalente al que se fija en el Artículo 37° del Reglamento y, con vigencia hasta la solución definitiva de la oposición.

Artículo 46°.- Vencido el plazo establecido en el Artículo 44° del Reglamento, se correrá traslado de la oposición al peticionario, para que en el término de diez (10) días hábiles absuelva y presente la documentación que sustente su derecho.

Modificación establecida por el D.S. N° 038-2001-EM, publicado el 18/07/2001.

Artículo 47°.- Si el peticionario se allanara a la oposición planteada o no absolviere el traslado dentro del término indicado en el artículo anterior, la Dirección, dentro de un plazo de diez (10) días hábiles, resolverá la oposición en mérito a lo actuado. En el caso de declararse fundada la oposición, la Dirección ejecutará la garantía otorgada por el peticionario.

Modificación establecida por el D.S. N° 038-2001-EM, publicado el 18/07/2001.

Artículo 48°.- Cuando sea procedente, la Dirección abrirá la oposición a prueba por el término de diez (10) días hábiles prorrogables a diez (10) días hábiles adicionales. Si fuera necesario actuar pruebas de campo, se podrá ordenar una nueva prórroga que en ningún caso superará los diez (10) días hábiles.

Las pruebas deberán ofrecerse dentro de los cinco (5) primeros días hábiles y actuarse dentro de los cinco (5) días hábiles restantes del término probatorio o durante su prórroga. Si durante los cinco (5) primeros días hábiles del término probatorio una de las partes hubiera ofrecido pruebas que la otra considera necesario rebatir, podrá hacerlo, ofreciendo dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes las que estime convenientes a su derecho.

El costo que demande la actuación de las pruebas será de cuenta y cargo de quien las ofrezca.

Modificación establecida por el D.S. N° 038-2001-EM, publicado el 18/07/2001.

Artículo 49°.- Las resoluciones, comunicaciones, y determinaciones de la Dirección en la tramitación de oposiciones son inapelables, a excepción de las que denieguen una prueba, las que podrán ser apeladas ante el Ministerio, dentro de cinco (5) días calendario de notificadas.

La Resolución Ministerial que se dicte es inapelable en la vía administrativa. La apelación no impide que se continúen actuando las demás pruebas.

Artículo 50º.- Evaluadas las pruebas presentadas por las partes, la Dirección resolverá la oposición en el plazo de diez (10) días hábiles mediante Resolución Directoral. Esta Resolución podrá ser apelada ante el Ministerio dentro del plazo de cinco (05) días hábiles de notificada.

El Ministerio resolverá en última instancia administrativa, dentro del plazo de diez (10) días hábiles de presentada la apelación, emitiendo la respectiva Resolución Ministerial.

En caso en que la oposición fuera declarada infundada, la Dirección ejecutará la garantía otorgada por el opositor.

Modificación establecida por el D.S. N° 038-2001-EM, publicado el 18/07/2001.

Artículo 51º.- El tiempo que se requiera para el trámite y solución de concurrencia de solicitudes de concesión y de oposiciones, no será computado para los efectos del plazo a que se refiere el Artículo 28º de la Ley.

OTORGAMIENTO Y CONTRATO DE LA CONCESIÓN DEFINITIVA

Artículo 52º.- De no haberse formulado oposición o éstas hayan sido resueltas a favor del peticionario en la vía administrativa, y habiéndose cumplido con los requisitos de admisibilidad, la Dirección procederá a efectuar la evaluación técnico-normativa pertinente en el marco del Código Nacional de Electricidad y demás normas técnicas aplicables de acuerdo a la naturaleza del proyecto, con la finalidad de decidir si procede o no el otorgamiento de la concesión.

Si de la evaluación efectuada se determinara la necesidad de ampliar información o se verificara la existencia de deficiencias y/u omisiones susceptibles de corregirse, la solicitud será observada. La Dirección notificará la observación al peticionario para que la subsane dentro del plazo de siete (7) días hábiles, contados a partir de la fecha de notificación de la observación, bajo apercibimiento de declarar improcedente la solicitud.

De ser procedente la solicitud, o subsanada que haya sido la observación formulada, la Dirección notificará al peticionario el proyecto de Resolución Suprema y de contrato de concesión para que, dentro del plazo de tres (3) días hábiles siguientes a la notificación, verifique los datos numéricos, técnicos y de ubicación consignados en los mencionados documentos. Transcurrido el plazo sin mediar respuesta, se considerará que está conforme con la información.

Modificación establecida por el D.S. N° 025-2006-EM, publicado el 21/04/2006.

Artículo 53°.- Los plazos otorgados al solicitante para subsanar observaciones y verificación de datos, no serán computados para los efectos del plazo a que se refiere el Artículo 28 de la Ley.

La Resolución Suprema de otorgamiento de la concesión, aprobará el respectivo Contrato de Concesión y designará al funcionario que debe intervenir en la celebración del mismo a nombre del Estado, la Resolución, conjuntamente con el contrato, será notificada al petitionerario dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a su expedición para que la acepte y suscriba el contrato de concesión conforme a lo previsto en el Artículo 29 de la Ley.

Modificación establecida por el D.S. N° 025-2006-EM, publicado el 21/04/2006.

Modificación establecida por el D.S. N° 02-94-EM, publicado el 11/01/1994.

Artículo 54°.- Dentro del mismo plazo señalado en el artículo que antecede, el Ministerio dispondrá la publicación de la Resolución de otorgamiento de la concesión por una sola vez en el Diario Oficial El Peruano. La publicación será por cuenta del interesado.

Modificación establecida por el D.S. N° 025-2006-EM, publicado el 21/04/2006.

Modificación establecida por el D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/10/1997.

Artículo 55°.- El contrato de concesión, además de lo señalado en el Artículo 29° de la Ley, deberá consignar lo siguiente:

- a) Condiciones técnicas de suministro;
- b) Límite de potencia con carácter de Servicio Público de Electricidad para los concesionarios de distribución, determinado de acuerdo al Artículo 2° del Reglamento;
- c) Garantía por un monto equivalente al 1% del presupuesto de las obras con un tope de 500 UIT, cuando esté comprometida su ejecución, con vigencia hasta la conclusión y aceptación de las mismas. Se exceptúa de esta garantía los casos de concesión definitiva de generación hidráulica.

El petitionerario deberá efectuar el depósito de la garantía en el Ministerio, dentro del plazo de treinta (30) días hábiles siguientes a la aceptación por escrito de la Resolución de otorgamiento de la concesión.

Modificación establecida por el D.S. N° 038-2001-EM, publicado el 18/07/2001.

Modificación establecida por el D.S. N° 004-96-EM, publicado el 23/01/1996.

Nota: La Segunda Disposición Transitoria del DS N° 038-2001-EM establece

que "Durante el plazo que regirá hasta el 31 de diciembre del 2002, el tope de la garantía a que se refieren los artículos 37°, 55° y 66° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas será de 250 UIT, con excepción de la que corresponda a la actividad de generación hidráulica que se regirá por lo dispuesto en los artículos respectivos".

Artículo 56°.- El titular de la concesión sufragará los gastos que demande la respectiva escritura pública y estará obligado a proporcionar al Ministerio un testimonio de la misma. En la escritura se insertará el texto de la Resolución correspondiente.

Artículo 57°.- Las garantías a que se refieren el inciso g) del Artículo 30°, el Artículo 37°, el Artículo 45° y el inciso c) del Artículo 55° del Reglamento serán otorgadas mediante carta fianza extendida por una entidad financiera o de seguros que opere en el país.

El concesionario podrá solicitar la liberación parcial de la garantía otorgada en función al avance de las obras, cada vez que ejecute un 25% del presupuesto. Para la liberación de las garantías, el avance de las obras deberá ser comprobado y aprobado por la Dirección.

Modificación establecida por el D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/10/1997.

OBLIGACIONES DE TITULARES DE CONCESIONES Y AUTORIZACIONES

Artículo 58°.- Los concesionarios y titulares de autorización están obligados a presentar mensualmente a la Dirección, lo siguiente:

- a) Información de producción;
- b) Información comercial;
- c) Pérdidas de potencia y energía; y,
- d) Otras informaciones que la Dirección considere pertinente para el cumplimiento de sus funciones.

Modificación establecida por el D.S. N° 064-2005-EM, publicado el 29/12/2005.

Modificación establecida por el D.S. N° 006-98-EM, publicado el 18/02/1998.

Modificación establecida por el D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/10/1997.

Modificación establecida por el D.S. N° 43-94-EM, publicado el 28/10/1994.

La Dirección establecerá los formatos y los medios tecnológicos mediante los cuales las empresas deberán remitir dicha información, de acuerdo a la actividad que éstas desarrollen.

En caso que otras entidades requieran dicha información, deberán solicitarla únicamente a la Dirección. Las informaciones que soliciten las autoridades judiciales, fiscales, tributarias y/o la Defensoría del Pueblo podrán hacerlo directamente.

OSINERG y la Comisión solicitarán directamente la información que requieran para el cumplimiento de sus funciones. Los concesionarios y titulares de autorizaciones están obligados a presentar toda la información sobre los contratos de venta de electricidad e información comercial que permita a la Comisión cumplir con la comparación de precios a que se refiere el artículo 53° de la Ley, en la forma, plazos y medios que ésta señale.

La Comisión tomará en cuenta los precios en barra para la comparación de precios a que se refiere el párrafo anterior, en casos que la información requerida no sea presentada oportunamente.

Modificación establecida por el D.S. N° 006-98-EM, Publicado el 18/02/1998.

Artículo 59°.- Los concesionarios y titulares de autorizaciones, cuyos precios sean regulados, deberán presentar a la Comisión, dentro de los treinta (30) días calendario del cierre de cada trimestre, la siguiente información:

- a) Balance General;
- b) Estado de Ganancias y Pérdidas por naturaleza y destino;
- c) Flujo de fondos; y,
- d) Otras que considere convenientes.

Igualmente, dentro de los 20 primeros días calendario del mes de abril de cada año, deberán entregar a la Comisión, los estados financieros del ejercicio anterior, debidamente auditados.

La Comisión establecerá los formatos y los medios tecnológicos mediante los cuales, las empresas deberán remitir dicha información.

Artículo 60°.- La concesión de distribución puede comprender una o más zonas de concesión, debiendo estar identificadas y delimitadas en el contrato de concesión con coordenadas UTM (PSAD56).

En la oportunidad de otorgar la concesión, la delimitación de cada zona de

concesión será establecida por el Ministerio sobre la base de la información contenida en la solicitud de concesión.

Cada zona de concesión quedará comprendida por el área geográfica ocupada por habilitaciones o centros urbanos donde existan o se implanten redes de distribución, más una franja de un ancho mínimo de cien (100) metros en torno a ellas.

Modificación establecida por el D.S. N° 025-2006-EM, publicado el 21/04/2006.

Modificación establecida por el D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/10/1997.

Artículo 61º.- La regularización de las ampliaciones previstas en el Artículo 30 de la Ley, se efectuará mediante el siguiente procedimiento:

- a) El concesionario presentará a la Dirección la solicitud de regularización, acompañada de los planos, la memoria descriptiva, las especificaciones técnicas, metrados, costos de las ampliaciones efectuadas y las coordenadas UTM (PSAD56) de los límites de las nuevas zonas.
- b) Dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes de la presentación, la Dirección efectuará la evaluación de la solicitud para verificar el cumplimiento de los datos y requisitos de admisibilidad señalados en el párrafo anterior. Si de la evaluación efectuada se determinara la necesidad de ampliar información o se verificara la existencia de deficiencias y/u omisiones susceptibles de corregirse, la solicitud será observada. La Dirección notificará la observación al concesionario para que la subsane dentro del plazo de siete (7) días hábiles, contados a partir de la fecha de notificación de la observación, bajo apercibimiento de declarar inadmisibles la solicitud de regularización.
- c) Cumplidos los datos y requisitos de admisibilidad, o subsanada que haya sido la observación formulada, la Dirección notificará al concesionario la admisión a trámite de la solicitud y procederá a efectuar la evaluación técnico-normativa pertinente, con la finalidad de decidir si procede o no la regularización.
- d) Si de la evaluación efectuada se determinara la necesidad de ampliar información o se verificara la existencia de deficiencias y/u omisiones susceptibles de corregirse, la solicitud será observada. La Dirección notificará la observación al concesionario para que la subsane dentro del plazo de siete (7) días hábiles, contados a partir de la fecha de notificación de la observación, bajo apercibimiento de declarar improcedente la solicitud de regularización.
- e) De ser procedente la solicitud, o subsanada que haya sido la observación formulada, la Dirección determinará las modificaciones a incorporarse y notificará al concesionario el proyecto de Resolución Suprema y de addendum al Contrato de Concesión para que, dentro del plazo de tres (3) días hábiles siguientes a la notificación, verifique los datos numéricos, técnicos y de ubicación consignados en los mencionados documentos. Transcurrido el plazo sin mediar respuesta, se considerará que está conforme con la información.

- f) La Resolución Suprema aprobatoria del Addendum al Contrato de Concesión deberá dictarse dentro del plazo de treinta (30) días hábiles de presentada la solicitud. Los plazos otorgados al concesionario para subsanar observaciones y verificación de datos, no serán computados para los efectos del plazo señalado en el presente párrafo.
- g) La Resolución será notificada al concesionario y publicada por una sola vez en el Diario Oficial El Peruano, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a su notificación. La publicación será por cuenta del concesionario.

Modificación establecida por el D.S. N° 025-2006-EM, publicado el 21/04/2006.

Artículo 62°.- Las discrepancias entre los usuarios y los concesionarios de transmisión por el uso de los sistemas de éstos últimos, a que se refiere el Artículo 33° de la Ley, en lo relativo a capacidad de transmisión o las ampliaciones requeridas, serán resueltas por OSINERG, siguiendo el procedimiento de dirimencia establecido en el siguiente párrafo.

El interesado deberá presentar a OSINERG una solicitud de dirimencia, adjuntando el sustento técnico y legal de su requerimiento, la cual se pondrá en conocimiento de la otra parte por el término de cinco (5) días hábiles, para que presente el sustento técnico y legal de su posición. Una vez vencido este plazo, la solicitud será resuelta por OSINERG dentro de los treinta (30) días calendario de presentada la solicitud, con lo que queda agotada la vía administrativa.

OSINERG queda facultado a dictar directivas para solucionar y resolver las solicitudes de dirimencia a que se refiere el presente artículo.

Las inversiones efectuadas por los usuarios tendrán carácter reembolsable, bajo la misma modalidad establecida en el Artículo 84° de la Ley.

Modificación establecida por el D.S. N° 017-2000-EM, publicado el 18/09/2000.

Artículo 63°.- El plazo de vigencia de los contratos, a que se refiere el inciso b) del Artículo 34° de la Ley, será verificado por la Dirección en el mes de julio de cada año. Para este efecto, los concesionarios de distribución deberán presentar a la Dirección antes del 30 de junio del año correspondiente, copias de los documentos sustentatorios.

Artículo 64°.- Los concesionarios, los titulares de autorizaciones y las personas que obtengan los permisos a que se refiere el artículo 121° de la Ley, están obligados a garantizar la calidad, continuidad y oportunidad del servicio eléctrico, cumpliendo con los niveles de calidad establecidos en la norma técnica correspondiente.

Modificación establecida por el D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/10/1997.

Artículo 65º.- Las discrepancias entre los usuarios y los concesionarios de distribución por el uso de los sistemas de estos últimos, a que se refiere el inciso d) del Artículo 34º de la Ley, en lo relativo a capacidad de transmisión o las ampliaciones requeridas, serán resueltas por OSINERG, siguiendo el procedimiento establecido en el segundo párrafo del Artículo 62º del Reglamento.

Las inversiones efectuadas por los usuarios tendrán carácter reembolsable, bajo la misma modalidad establecida en el Artículo 84º de la Ley.

Modificación establecida por el D.S. N° 017-2000-EM, publicado el 18/09/2000

Modificación establecida por el D.S. N° 02-94-EM, publicado el 11/01/1994.

AUTORIZACIONES

Artículo 66º.- Si la solicitud para obtener autorización que señala el Artículo 38º de la Ley implica el uso de recursos naturales de propiedad del Estado, deberá acreditarse la autorización correspondiente para ejecutar obras.

La solicitud de autorización debe estar acompañada de una garantía equivalente al 1% del presupuesto del proyecto con un tope de 500 UIT, en caso que la autorización sea solicitada antes del inicio de operación de la central. La garantía debe mantenerse vigente hasta la fecha de inicio de la operación comercial. Se exceptúa de la presentación de esta garantía, las solicitudes de autorización para generación hidráulica y generación eléctrica mediante la cogeneración.

Modificación establecida por el D.S. N° 064-2005-EM, publicado el 29/12/2005.

Texto del artículo según D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/10/1997.

Es de aplicación a las autorizaciones, lo dispuesto en el Artículo 57º del Reglamento.

El procedimiento para el otorgamiento de autorización, así como las oposiciones y concurrencia de solicitudes que se puedan presentar, se sujetarán a las normas aplicables para las solicitudes de concesión definitiva, en cuanto sean aplicables.

Modificación establecida por el D.S. N° 038-2001-EM, publicado el 18/07/2001.

Nota 1.- El artículo 1º de Decreto Supremo N° 019-2004-EM publicado el 2004-06-25 dispone lo siguiente: "Durante el plazo de veinticuatro (24) meses contado a partir de la fecha de entrada en vigencia del presente Decreto Supremo, el monto de la garantía a que se refiere e, artículo 66º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, será equivalente al 0.25% del presupuesto del proyecto con un tope de 200 UIT, cuando la solicitud esté destinada al desarrollo de la actividad de generación térmica utilizando gas natural como combustible.

Nota 2.- El Decreto Supremo N° 048-2007-EM, publicado el 07/09/2007:

1.1 del artículo 1° dispone lo siguiente: “Precítese que el requisito establecido en el literal b) del artículo 25° de la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844, y en el artículo 66° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, se entenderá cumplido con la presentación de la Resolución, expedida por la Autoridad de Aguas, que apruebe los estudios del proyecto hidroenergético a nivel de prefactibilidad en la parte que corresponde a las obras de captación y devolución de las aguas al cauce natural o artificial respectivo.

1.3 La autorización de ejecución de obras garantiza a su titular la posterior obtención de la licencia de uso de agua para fines de generación de energía eléctrica, la cual será otorgada previa verificación del cumplimiento de las condiciones concurrentes establecidas en el artículo 32° de la Ley General de Aguas, Decreto Ley N° 17752, siendo necesario además, para otorgar dicha licencia, que la Autoridad de Aguas cuente con la opinión favorable del Ministerio de Energía y Minas o del Gobierno Regional competente cuando corresponda, según el derecho eléctrico otorgado y que las obras autorizadas hayan sido ejecutadas ciñéndose estrictamente a los plazos, características, especificaciones y condiciones de los estudios del proyecto hidroenergético aprobado.

1.4 El incumplimiento injustificado de los plazos, características, especificaciones y condiciones de los estudios del proyecto hidroenergético aprobado, ocasionará la caducidad de la autorización de ejecución de obras, lo que será comunicado al Ministerio de Energía y Minas o al Gobierno Regional competente cuando corresponda, para los fines de su competencia”.

Artículo 67°.- La Dirección evaluará la solicitud de autorización y los documentos sustentatorios de la misma y de ser viable, se otorgará la autorización mediante Resolución Ministerial, dentro del plazo establecido en el Artículo 38° de la Ley. La Resolución deberá publicarse en el Diario Oficial "El Peruano" por una sola vez, por cuenta del interesado dentro de los cinco (5) días calendario siguientes a su expedición.

Cuando la potencia instalada total sea inferior a 10 MW, las autorizaciones podrán ser otorgadas por las autoridades que designe el Ministerio en las ciudades ubicadas fuera de la Capital de la República.

Modificación establecida por el D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/10/1997.

Artículo 68°.- La Dirección deberá verificar la información presentada, con carácter de declaración jurada por los peticionarios, dentro de los tres (3) meses siguientes al otorgamiento de la autorización.

Artículo 69º.- Las autorizaciones serán canceladas por el Ministerio, previo informe de la Dirección, en los siguientes casos:

- a) Si de la verificación a que se refiere el artículo precedente, se comprobara la inexactitud del contenido de las declaraciones juradas;
- b) Por reiterada infracción a la conservación del medio ambiente o del Patrimonio Cultural de la Nación que se encuentre declarado como tal al momento de ejecutar las obras;
- c) Si el titular de una central generadora integrante de un sistema interconectado, luego de habersele aplicado las sanciones correspondientes, no opera sus instalaciones de acuerdo a las normas de coordinación del respectivo Comité de Operación Económica del Sistema (COES);
- d) Si el titular de la autorización renuncia a la misma; o,
- e) Si el titular no ejecuta las obras e instalaciones conforme a los plazos previstos en el cronograma, salvo caso fortuito o fuerza mayor o razones técnico-económicas debidamente acreditadas y aprobadas por el Ministerio. Las razones técnico-económicas podrán ser invocadas por única vez y serán aprobadas cuando sean ajenas a la voluntad del titular y/o del grupo económico del que forma parte y constituyan una causa directa del incumplimiento.

Modificación establecida por el D.S. N° 012-2005-EM, publicado el 20/03/2005.

Cuando la cancelación de la autorización comprometa el Servicio Público de Electricidad, serán de aplicación los requisitos y procedimientos establecidos para la caducidad de una concesión definitiva, en lo que le fuera aplicable. Caso contrario, bastará el informe favorable de la Dirección.

La cancelación de la autorización será declarada por Resolución Ministerial, en la misma que se dispondrá la ejecución de las garantías que se encontraren vigentes.

Modificación establecida por el D.S. N° 038-2001-EM, publicado el 18/07/2001.

Texto del artículo según D.S. N° 038-2001-EM, publicado el 18/07/2001.

Texto del artículo según D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/10/1997.

RENUNCIA Y CADUCIDAD DE CONCESIONES

Artículo 70º.- El titular de una concesión temporal podrá renunciar a la misma, comunicando este hecho al Ministerio con una anticipación de treinta (30) días calendario, debiendo el Ministerio emitir la correspondiente Resolución Ministerial dentro del plazo señalado.

En este caso la Dirección ejecutará la garantía a que se refiere el inciso g) del Artículo 30° del Reglamento.

Artículo 71°.- El concesionario podrá renunciar a su concesión definitiva, comunicando este hecho al Ministerio con una anticipación no menor de un año.

La Dirección evaluará la renuncia y se expedirá la respectiva Resolución Suprema aceptándola y determinando la fecha en que ésta se haga efectiva. En este caso la Dirección ejecutará las garantías otorgadas por el concesionario.

Artículo 72°.- Aceptada la renuncia, se designará un Interventor de las operaciones del concesionario hasta el cumplimiento del plazo respectivo; y se procederá a la subasta de los derechos y los bienes de la concesión, aplicando el procedimiento dispuesto en el Artículo 79° del Reglamento.

Artículo 73°.- La tramitación de la caducidad de la concesión, en mérito a las causales que señala el Artículo 36° de la Ley, seguirá el siguiente curso:

- a) La Dirección formará un expediente, en el cual se documentará la causa que amerita la caducidad; debiendo notificar este hecho al concesionario por vía notarial;

Modificación establecida por el art. 1° del D.S. N° 017-2009-EM, publicado el 07/03/2009.

- b) El concesionario, una vez recibida la notificación a que se refiere el inciso precedente, deberá efectuar los descargos presentando las pruebas que considere convenientes a su derecho, dentro del plazo improrrogable de diez (10) días hábiles de recibida la respectiva carta notarial. Vencido el plazo sin que el concesionario presente los descargos referidos, se declarará la caducidad.

Modificación establecida por el art. 1° del D.S. N° 018-2009-EM, publicado el 19/03/2009.

- c) Los descargos presentados por el concesionario dentro del plazo señalado en el inciso que antecede serán evaluados por la Dirección y, de ser el caso, se emitirá la Resolución Suprema declarando la caducidad dentro del plazo máximo de treinta (30) días hábiles desde el vencimiento del plazo señalado en el inciso anterior;

Modificación establecida por el art. 1° del D.S. N° 017-2009-EM, publicado el 07/03/2009.

- d) El procedimiento de caducidad quedará en suspenso únicamente si, dentro del plazo de treinta (30) días desde el vencimiento del plazo señalado en el inciso b), el concesionario presenta a la Dirección un Calendario Garantizado de Ejecución de Obras, acompañado de una garantía incondicional, irrevocable y de ejecución inmediata que respalde el cumplimiento de todo el

Calendario Garantizado, extendida por una entidad financiera que opere en el país, por un monto equivalente a:

- Cinco Mil Unidades Impositivas Tributarias (5000 UIT), si es que el plazo para el inicio de obras propuesto en el Calendario Garantizado no es mayor a un (01) año contado a partir de la fecha de su presentación a la Dirección; o,
- Diez Mil Unidades Impositivas Tributarias (10000 UIT), si es que el plazo para el inicio de obras propuesto en el Calendario Garantizado es mayor a un (01) año y no es mayor a dos (02) años contados a partir de la fecha de su presentación a la Dirección.

El plazo para el inicio de las obras, previsto en el Calendario Garantizado de Ejecución de Obras presentado, no deberá ser mayor a dos (02) años contados a partir de la fecha de su presentación a la Dirección.

Modificación establecida por el art. 1° del D.S. N° 018-2009-EM, publicado el 19/03/2009.

En caso de incumplimiento de cualquier parte del referido Calendario Garantizado según el informe de OSINERGMIN que así lo acredite, la Dirección dispondrá la ejecución de la garantía y, sin más trámite, se expedirá la Resolución Suprema declarando la caducidad de la concesión.

Texto agregado según el art. 1° del D.S. N° 018-2009-EM, publicado el 19/03-2009.

- f) Cumplidas las condiciones señaladas en el inciso d), se emitirá la Resolución Suprema que declare en suspenso el procedimiento de caducidad y apruebe el Calendario Garantizado No se exceptúa de dicha garantía a ningún tipo de concesión y se deberá mantener vigente la garantía hasta la puesta en operación comercial de la central. En caso de cumplimiento del Calendario Garantizado, la garantía será devuelta al concesionario, con lo cual quedará sin efecto el procedimiento de caducidad.

Texto agregado según el art. 1° del D.S. N° 018-2009-EM, publicado el 19/03-2009.

- g) En la Resolución Suprema que declara la caducidad, deberá designarse la persona natural o jurídica que se encargue de llevar a cabo la intervención, a que se refiere el Artículo 37° de la Ley, de ser el caso.

Texto agregado según el art. 1° del D.S. N° 018-2009-EM, publicado el 19/03/2009.

Artículo 74º.- La Resolución Suprema que declara la caducidad de la concesión será publicada por una (1) sola vez en el Diario Oficial El Peruano, dentro de los diez (10) días hábiles de expedida.

Modificación establecida por el art. 1° del D.S. N°017-2009-EM, publicado el 07/03/2009.

Artículo 75º.- La caducidad declarada, determina el cese inmediato de los derechos del concesionario establecidos por la Ley y el contrato de concesión. La Dirección ejecutará las garantías que se encontraran vigentes.

Artículo 76º.- Quien se encargue de la intervención, a que se refiere el inciso d) del Artículo 73º del Reglamento, tendrá las siguientes facultades:

- a) Determinar las acciones de carácter administrativo, que permitan la continuación de las operaciones de la concesión; y,
- b) Determinar las acciones de carácter técnico, que permitan la oportuna y eficiente prestación del servicio.

El cumplimiento de las medidas dictadas por el Interventor serán obligatorias para todos los estamentos de la entidad intervenida, cuyo representante legal podrá solicitar su reconsideración ante la Dirección, la que deberá resolver en un término de cinco (5) días calendario.

Los gastos totales que demande la intervención serán de cuenta y cargo de la entidad intervenida.

Si durante el período de este procedimiento, la entidad intervenida deviniese en insolvente para atender las obligaciones que le imponga el Interventor, el Estado podrá asumir la administración plena y directa de los bienes de la concesión en tanto se proceda a su transferencia a terceros.

Artículo 77º.- El titular de la concesión podrá impugnar la declaratoria de caducidad ante el Poder Judicial mediante el proceso contencioso administrativo. La demanda deberá ser interpuesta dentro del plazo establecido en la Ley del Proceso Contencioso Administrativo, contado a partir de la publicación de la Resolución que declara la caducidad.

En este caso, la intervención se mantendrá hasta que se resuelva definitivamente el proceso contencioso administrativo mediante resolución judicial expedida en última instancia.

Modificación establecida por el art. 1º del D.S. N°017-2009-EM, publicado el 07/03/2009.

Artículo 78º.- Sancionada definitivamente la caducidad de una concesión, de conformidad con lo dispuesto en los artículos precedentes, el Ministerio procederá a subastar públicamente los derechos y los bienes de la concesión.

Artículo 79º.- El procedimiento que deberá observar el Ministerio para llevar a cabo la subasta pública de los derechos y bienes de la concesión, será el siguiente:

- a) El Ministerio designará una entidad consultora que efectúe la valorización de

los derechos y bienes de la concesión y determine el monto base respectivo. Esta designación deberá efectuarse dentro de los treinta (30) días siguientes a la sanción definitiva de la caducidad o se haga efectiva la renuncia. La valorización deberá efectuarse en un plazo máximo de sesenta (60) días desde la designación;

- b) Formulará, directamente o mediante consultoría, las Bases que regirán la subasta, las que contendrán el cronograma, los términos de referencia para los requisitos de precalificación, para la propuesta económica, las garantías requeridas para intervenir en el proceso, la oportunidad y la forma en que el adjudicatario de la subasta debe depositar el valor correspondiente de manera tal que se garantice el pago de los gastos totales que demande la intervención informados al Ministerio hasta antes de la fecha de convocatoria y los gastos necesarios para llevar a cabo la subasta, así como el pago al ex concesionario del saldo que hubiere. Esta acción deberá efectuarse simultáneamente a la valorización de los derechos y bienes de la concesión;
- c) Cumplido lo dispuesto en los incisos que anteceden, el Ministerio mandará publicar la convocatoria de la subasta pública en el Diario Oficial El Peruano, por tres (3) días consecutivos;
- d) Dentro de los diez (10) días desde la última publicación del aviso de convocatoria, se llevará a cabo un acto público en el que los interesados presentarán sus requisitos de precalificación, las que deberán ser evaluadas por el Ministerio dentro de los diez (10) días siguientes;
- e) Entre los interesados que hayan obtenido precalificación técnica aprobatoria, en acto público se otorgará la buena pro al que presente la mejor propuesta económica, decisión que podrá ser materia de impugnación ante el Viceministro de Energía;
- f) En el caso se declare desierta la subasta, el Ministerio efectuará una segunda convocatoria dentro de los sesenta (60) días de haber quedado desierta la primera, excepto cuando se afecte el Servicio Público de Electricidad. En este caso de excepción, el Ministerio podrá asignar la concesión al Agente, de propiedad del Estado y de la misma actividad eléctrica, que se encuentre más cercano a la concesión materia de la subasta en los términos y condiciones que se fijen en el nuevo contrato de concesión, la misma que será valorada al precio fijado en la subasta.
- g) Cuando se afecte el Servicio Público de Electricidad, el otorgamiento de la Buena Pro podrá efectuarse aún cuando se haya presentado un solo postor.

Modificación establecida por el art. 1° del D.S. N°017-2009-EM, publicado el 07/03/2009.

TÍTULO IV

COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA

ASPECTOS GENERALES

Artículo 80º.- Para la constitución de un COES en un sistema interconectado se requiere que se cumplan, simultáneamente, las siguientes condiciones:

- a) Que exista más de una entidad generadora que cumpla con las características señaladas en el inciso a) del artículo siguiente; y,
- b) Que la potencia instalada total del sistema sea igual o superior a 100 MW.

Si se interconectaran dos sistemas eléctricos en que existiesen COES, sólo seguirá operando el COES del sistema de mayor potencia instalada al que se deberán incorporar los integrantes del otro.

Artículo 81º.- Cada COES estará integrado obligatoriamente por:

- a) Entidades cuya potencia efectiva de generación sea superior al 1% de la potencia efectiva de generación del sistema interconectado y comercialicen más del 15% de su energía producida; y,
- b) Entidades titulares del Sistema Principal de Transmisión.

Las entidades cuya potencia efectiva de generación sea inferior al límite establecido en el inciso a) del presente artículo e igual o superior a 1000 kW, podrán integrar el COES, a su elección, con los mismos derechos y obligaciones que el resto de integrantes.

Modificación establecida por el D.S. N° 012-2005-EM, publicado el 20/03/2005.

Modificación establecida por el D.S. N° 017-2000-EM, publicado el 18/09/2000.

Modificación establecida por el D.S. N° 43-94-EM, publicado el 28/10/1994.

Modificación establecida por el D.S. N° 02-94-EM, publicado el 11/01/1994.

Artículo 82º.- No obstante lo señalado en el artículo precedente, podrán eximirse de participar en el COES los propietarios de centrales generadoras, cuya producción comercializada anual de energía eléctrica se encuentre totalmente con-

tratada con otras empresas generadoras del COES. En este caso la coordinación de dichas unidades generadoras será efectuada por el COES a través del generador integrante.

Artículo 83º.- Las disposiciones de coordinación que, en virtud de la Ley y el Reglamento, emita el COES, serán de cumplimiento obligatorio para todos sus integrantes tanto para sus propias unidades como para aquellas unidades que tenga contratadas con terceros.

ORGANIZACIÓN

Artículo 84º.- El COES está constituido por una Asamblea, un Directorio y una Dirección de Operaciones. El funcionamiento del COES será regulado por un Estatuto, el cual será puesto en conocimiento de la Dirección y de la Comisión.

La Asamblea está constituida por los representantes de los integrantes del COES definidos en el artículo 81º del Reglamento. Se reúne cuando menos una vez al año. Todos los integrantes, incluso los disidentes y los que no participaron en la reunión, están sometidos a los acuerdos adoptados por la Asamblea. El Estatuto señalará los requisitos para la convocatoria de la Asamblea y el quórum para que se tenga como válidamente constituida.

Las funciones de la Asamblea son exclusivamente las siguientes: i) Aprobación y modificación de Estatutos ii) Designación de los miembros del Directorio según el procedimiento previsto en el Artículo 85º; y, iii) Aprobación del presupuesto anual y estados financieros.

Para efectos de las funciones previstas en los ítems i) y iii) del párrafo precedente, cada integrante tendrá derecho a un voto. El Estatuto señalará la mayoría requerida para la adopción de acuerdos referidos a dichas funciones.

Modificación establecida por el D.S. N° 011-2001-EM, publicado el 22/02/2001.

Modificación establecida por el D.S. N° 017-2000-EM, publicado el 18/10/2000.

Artículo 85º.- El Directorio, en los aspectos no previstos como funciones de la Asamblea de Integrantes señaladas en el artículo anterior, es el máximo órgano de decisión del COES y es responsable de velar por el cumplimiento de las disposiciones que le señalan la Ley, el Reglamento, las Normas Técnicas, las demás disposiciones complementarias y el Estatuto del COES.

El Directorio será elegido por los representantes de cada integrante, por un período

do de un año y estará conformado por nueve (9) miembros, ocho (8) de los cuales serán designados por los integrantes de generación y uno (1) por los integrantes de transmisión.

El COES está obligado a constituir su Directorio con representación de la minoría, aplicándose el voto acumulativo únicamente para la designación de los Directores integrantes de generación.

Las elecciones se practicarán entre integrantes de generación para elegir sus ocho (8) representantes. A ese efecto, cada número entero de MW de potencia efectiva del total de su parque generador, que será confirmada por la Dirección de Operaciones mediante informe técnico, da derecho a una cantidad de votos equivalente a ocho (8) veces el referido número entero de MW. Cada votante, puede acumular sus votos a favor de una sola persona o distribuirlos entre dos. Un grupo económico será considerado como un solo votante.

Serán proclamados Directores quienes obtengan el mayor número de votos, siguiendo el orden de éstos. Si dos (2) o más personas obtienen igual número de votos y no pueden todas formar parte del Directorio por no permitirlo el número de Directores establecido para representantes de generación, se decide por sorteo cuál o cuáles de ellas deben ser los Directores.

Tratándose de transmisión, la designación del único representante de los transmisores, para cada período de Directorio, será rotativa entre ellos.

Si el mismo grupo económico hubiera designado dos (2) representantes en generación, no podrá participar en la designación del representante de transmisión; y, si hubiera designado al representante de transmisión, sólo podrá participar con sus votos en la designación de un representante de generación.

Para los efectos del presente artículo, tanto para el caso de empresas del sector privado como para las de la actividad empresarial del Estado, es de aplicación en lo que resulte pertinente, la definición de grupo económico prevista en la Resolución SBS N° 445-2000 o la que la sustituya.

Los Directores deben actuar en el desempeño de sus funciones con criterio técnico e independencia, observando estrictamente la Ley, el Reglamento, las Normas Técnicas, las demás disposiciones complementarias y el Estatuto del COES.

Los Directores podrán ser reelegidos sólo para tres períodos consecutivos. Sin perjuicio de lo anterior, el Directorio continuará en funciones, aunque hubiese concluido su período, mientras no se produzca una nueva elección.

Serán de aplicación a los miembros del Directorio los requisitos siguientes: i) ser profesional titulado con no menos de diez (10) años de ejercicio profesional; ii) haber ejercido cargos a nivel gerencial durante un lapso no menor de cinco (5) años en instituciones de reconocido prestigio, nacionales o extranjeras, o acreditar estudios de maestría en economía o administración; iii) contar con reconocida solvencia e idoneidad profesional.

Los impedimentos para ser Director y las causales de remoción de los miembros del Directorio, serán establecidas en el Estatuto del COES. En caso de renuncia, fallecimiento o remoción de uno de los miembros del Directorio, su reemplazante será designado por las empresas cuyos votos definieron su elección; y, para el caso de transmisión, por la empresa a la que le correspondió la designación. El nuevo Director ejercerá sus funciones por el período que aún resta al Directorio.

Los miembros del Directorio elegirán a su presidente.

El Directorio del COES contará con la presencia de dos (2) veedores, con derecho a voz y sin derecho a voto, uno de ellos como representante de los distribuidores y otro como representante de los clientes sujetos a un régimen de libertad de precios. El representante de los distribuidores será elegido entre los distribuidores de acuerdo al procedimiento que establezca el Estatuto del COES; y, el representante de los clientes sujetos a libertad de precios, será designado conjuntamente por la Sociedad Nacional de Industrias y la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía.

Modificación establecida por el D.S. N° 011-2001-EM, publicado el 22/02/2001.

Artículo 86°.- El Directorio tendrá las siguientes funciones:

- a) Nominar la Dirección de Operaciones o encargar sus funciones a una persona jurídica;
- b) Aprobar los informes y estudios establecidos en la Ley;
- c) Resolver los conflictos que le someta a consideración la Dirección de Operaciones;
- d) Proponer al Ministerio para su aprobación, los procedimientos a que se refieren los incisos c) y d) del artículo 40° de la Ley; y,
- e) Otras, que en el marco de la Ley y el Reglamento, señale el Estatuto.

La nominación del Director de Operaciones o su encargo a una persona jurídica, será aprobada por unanimidad. El Estatuto del COES establecerá los impedimentos para ser Director de Operaciones o desempeñar las funciones de Dirección de Operaciones y sus causales de remoción.

Modificación establecida por el D.S. N° 011-2001-EM, publicado el 22/02/2001.

Modificación de los incisos f) y g) incorporados por el D.S. N° 004-99-EM, publicado el 20/03/1999.

Artículo 87°.- El presupuesto del COES será cubierto por las entidades integrantes con aportes proporcionales a sus ingresos, obtenidos en el ejercicio anterior, por concepto de venta de potencia y energía, Ingreso Tarifario y Peajes de Conexión.

Artículo 88º.- Las divergencias o conflictos derivados de la aplicación de la Ley, del Reglamento, Normas Técnicas, demás disposiciones complementarias o del Estatuto, que no pudieran solucionarse por el Directorio, serán sometidas por las partes a procedimiento arbitral.

Para los efectos a que se refiere el párrafo anterior, los integrantes del COES definidos en el artículo 81º del Reglamento, tienen derecho de impugnar las decisiones que tome la Dirección de Operaciones o los acuerdos que tome el Directorio del COES. Dichas impugnaciones se someten primero a la decisión del Directorio y de no encontrarse conforme el integrante con lo decidido por el Directorio, puede recurrir a la vía arbitral. El Estatuto del COES establecerá los plazos de impugnación y aspectos esenciales del arbitraje.

Modificación establecida por el D.S. N° 011-2001-EM, publicado el 22/02/2001.

Artículo 89º.- El Directorio, en tanto se resuelva la situación a que se refiere el artículo precedente, adoptará provisionalmente la decisión por mayoría; en caso de empate el Presidente tendrá voto dirimente.

Artículo 90º.- El Directorio sesionará ordinariamente al menos una vez al mes y extraordinariamente cada vez que lo soliciten dos o más directores.

Artículo 91º.- La Dirección de Operaciones es el órgano ejecutivo del COES y tendrá las siguientes funciones :

- a) Elaborar los programas de operación de corto, mediano y largo plazo del sistema interconectado y comunicarlos a sus integrantes para su cumplimiento;
- b) Controlar el cumplimiento de los programas de operación de corto plazo establecidos y ordenar a los integrantes acatar las medidas correctivas dispuestas;
- c) Coordinar el mantenimiento mayor de las instalaciones y ordenar a los integrantes acatar las medidas correctivas necesarias;
- d) Calcular los costos marginales de energía de corto plazo del sistema eléctrico;
- e) Determinar y valorizar las transferencias de energía entre los integrantes del COES que resulten de la operación a mínimo costo del conjunto del sistema. Estas transferencias se efectuarán a los costos marginales de corto plazo del sistema;
- f) Calcular la potencia y energía firme de cada una de las unidades generadoras del sistema;
- g) Determinar y valorizar las transferencias de potencia entre los generadores integrantes;

Modificación establecida por D.S. N° 004-99-EM, publicado el 20/03/1999.

- h) Proponer al Directorio las modificaciones del Estatuto;
- i) Elaborar y proponer al Directorio el presupuesto del COES;
- j) Elaborar los estudios para la fijación tarifaria y someterlo al Directorio;
- k) Elaborar los informes regulares establecidos en la Ley y el Reglamento;
- l) Nominar comités de trabajo a cargo de tareas específicas. Dichos comités no tienen facultades decisorias, reportan a la Dirección de Operaciones y se extinguen al cumplimiento del encargo encomendado.

Modificación establecida por el D.S. N° 017-2000-EM, Publicado el 18/09/2000.

- m) Publicar en la página Web del COES, los Acuerdos del Directorio, procedimientos técnicos, breve descripción de modelos utilizados, costos marginales del sistema, información relativa a sus entregas, retiros y producción de energía activa, provenientes de medidores ubicados en las barras de transferencia y generación respectivamente, para períodos de quince (15) minutos; así como precios de insumos y demás datos relacionados con la operación técnica y económica del sistema.

Modificación establecida por el D.S. N° 011-2001-EM, publicado el 22/02/2001.

- n) Otras que el Directorio le encomiende.

Modificación establecida por el D.S. N° 011-2001-EM, publicado el 22/02/2001.

Modificación establecida por el D.S. N° 017-2000-EM, publicado el 18/0/2000.

Modificación establecida por el D.S. N° 004-99-EM, publicado el 20/03/1999.

PROCEDIMIENTOS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA OPERACIÓN

Artículo 92º.- La operación en tiempo real de las unidades generadoras, de los sistemas de transmisión, de distribución y de los clientes libres de un sistema interconectado, será efectuada directamente por sus titulares, bajo su propia responsabilidad. Para los alcances del presente Artículo, en los sistemas interconectados donde exista un COES, dicha operación se hará ciñéndose a los programas establecidos por la Dirección de Operaciones, siendo de cumplimiento obligatorio para todos los integrantes del Sistema. Entiéndase por "Integrante del Sistema" a las entidades que conforman un COES, a los distribuidores, a los clientes libres y a los generadores no integrantes de un COES.

La coordinación de la operación en tiempo real del Sistema será efectuada por el COES, en representación de los integrantes del Sistema, en calidad de "Coordinador de la Operación en Tiempo Real del Sistema", al que se le denominará "Coordinador", para lo cual contará con el equipamiento necesario para el cumplimiento de sus funciones.

El Coordinador, en resguardo de la calidad y seguridad del sistema eléctrico, supervisará y controlará el suministro de electricidad. Los integrantes del Sistema sólo podrán apartarse de la programación a que se refiere el Artículo 93° del Reglamento, por salidas intempestivas del servicio debidas a fuerza mayor o caso fortuito, o variaciones significativas de la oferta y/o demanda respecto a la programación diaria. En este caso, la operación del Sistema también será efectuada por el Coordinador, de acuerdo con lo que señale el Estatuto y los procedimientos técnicos del COES, así como las normas que la Dirección establezca para la coordinación de la operación en tiempo real.

Para el cumplimiento de estas funciones los integrantes del Sistema deberán proporcionar al Coordinador la información en tiempo real requerida por éste.

El Coordinador cumplirá sus funciones considerando lo dispuesto por la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, las normas que la Dirección establezca y los procedimientos técnicos del COES. En caso que alguna situación operativa no esté normada, dispondrá acciones que a su juicio y criterio técnico operativo considere adecuadas, en base a la información que los integrantes del Sistema le proporcionen, siendo éstas disposiciones supervisadas por el OSINERG, las mismas que serán publicadas en la página Web del COES conforme a lo dispuesto en el inciso m) del Artículo 91° del Reglamento.

El OSINERG determinará los costos eficientes de inversión, de operación y de mantenimiento que se reconocerán al Coordinador por la coordinación de la operación en tiempo real del Sistema. Dichos costos serán cubiertos por los Integrantes del COES.

El Coordinador podrá delegar temporalmente parte de sus funciones a uno o más Integrantes del Sistema, con el objeto de dar más eficiencia a la coordinación de la operación en tiempo real.

El Coordinador pagará a los Delegados el costo eficiente en que éstos incurran por el ejercicio de las funciones delegadas, en la forma que determine el procedimiento establecido por OSINERG.

El OSINERG establecerá los estándares técnicos mínimos del equipamiento que el Coordinador contará para el cumplimiento de sus funciones

Modificación establecida por el D.S. N°003-2005-EM, publicado el 03/02/2005.

Modificación establecida por el D.S. N° 039-2001-EM, publicado el 18/07/2001.

Modificación establecida por el D.S. N° 006-98-EM, publicado el 18/02/1998.

Los arts. 2°, 3° y 4° del DS N°039-2001-EM, disponen lo siguiente:

Artículo 2°.- Las normas y procedimientos para la coordinación de la operación en tiempo real a que se refiere el tercer párrafo del Artículo 92° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, deberán adecuarse a las disposiciones del presente Decreto Supremo.

Artículo 3°.- El Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional adecuará su Estatuto y sus procedimientos técnicos a lo establecido en el presente Decreto Supremo en un plazo de cuarenta y cinco (45) días, contados a partir de su publicación.

Artículo 4°.- La Dirección normará la constitución de los Centros Regionales de Operación de Redes, a fin de apoyar el cumplimiento de las funciones del Coordinador.

Artículo 93°.- La Dirección de Operaciones efectuará, diaria y semanalmente, la programación de la operación de corto plazo, indicando los bloques de energía para días típicos de consumo y la generación media horaria de las diversas centrales para cada una de las 24 horas del día siguiente.

Artículo 94°.- La programación de mediano y largo plazo considerará la producción mensual de las centrales para los próximos 12 y 48 meses, respectivamente, expresada en bloques de energía para días típicos de consumo.

La programación a mediano y largo plazo deberá ser actualizada por la Dirección de Operaciones cada mes y seis meses, respectivamente.

En el caso que se utilicen sistemas de pronóstico de caudales, la modalidad de cálculo se establecerá en el Estatuto, debiendo depender necesariamente de variables medibles y verificables por parte de la Comisión.

Artículo 95°.- La programación a que se refieren los Artículos 93° y 94°, derivará de estudios de planificación de la operación que, preservando la seguridad y calidad de servicio del sistema, lleve a minimizar los costos de operación y de racionamiento, para el conjunto de las instalaciones del Sistema Interconectado, con independencia de la propiedad de dichas instalaciones.

Modificación establecida por el D.S. N° 006-98-EM, publicado el 18/02/1998.

Modificación establecida por el D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/10/1997.

Artículo 96°.- La información que se utilice para efectuar la programación de la operación, que se señala en el artículo siguiente, será actualizada con la periodicidad que establezca el Estatuto.

Artículo 97º.- Las empresas integrantes del COES entregarán a la Dirección de Operaciones, en los plazos a fijarse en el Estatuto, la siguiente información:

- a) Nivel de agua en los embalses;
- b) Caudales afluentes presentes e históricos en las centrales hidroeléctricas;
- c) Combustible almacenado en las centrales;
- d) Operatividad y rendimiento de las unidades generadoras;
- e) Topología y características del sistema de transmisión; y,
- f) Otras de similar naturaleza, que se acuerde entre los integrantes.

Artículo 98º.- La Dirección de Operaciones determinará la previsión de demanda de potencia y energía, para el corto, mediano y largo plazo, tomando en cuenta su distribución geográfica, estacional, diaria y horaria.

El Costo de Racionamiento será fijado por OSINERG y la Tasa de Actualización será la establecida en el Artículo 79º de la Ley.

Modificación establecida por el D.S. N° 012-2005-EM, publicado el 20/03/2005.

Artículo 99º.- La información relativa a precios y la calidad de combustible en centrales termoeléctricas para los primeros doce meses de planificación, será proporcionada a la Dirección de Operaciones por los titulares de las entidades de generación, acompañados de un informe sustentatorio de los valores entregados.

La Dirección de Operaciones respetará la información alcanzada para un período mínimo de dos meses. Cualquier modificación de la misma, que solicite un integrante, dentro del lapso indicado, requerirá del acuerdo de los demás integrantes.

La información para el resto del período de planificación, será elaborada por la Dirección de Operaciones.

TRANSFERENCIA DE POTENCIA Y ENERGÍA

Artículo 100º.- Las transferencias de potencia de punta, energía activa y energía reactiva entre integrantes del COES, será expresada en kilovatios, kilovatios-hora, y en kilovoltioamperio reactivo-hora, respectivamente.

Artículo 101º.- Ningún integrante del COES podrá contratar con sus usuarios, más potencia y energía firme que las propias y , las que tenga contratada con terceros, pertenezcan o no al COES.

Texto del artículo según D.S. N°43-94-EM, publicado el 28/10/1994.

Texto del artículo según D.S. N° 02-94-EM, publicado el 11/01/1994.

Artículo 102º.- Cada integrante del COES deberá estar en condiciones de satisfacer en cada año calendario la demanda de energía que tenga contratada con sus usuarios, con energía firme propia y, la que tuviera contratada con terceros, pertenezcan o no al COES.

La demanda anual de cada integrante del COES está determinada por la suma de la energía comprometida con sus propios usuarios y con otros integrantes del COES. Esta demanda considerará el porcentaje de pérdidas de transmisión que establezca el Estatuto.

En los consumos que fueran abastecidos simultáneamente por dos o más generadores, el COES deberá verificar que la energía total abastecida sea efectuada manteniendo mensualmente la misma proporción para cada uno de los suministradores. Quien tuviera un contrato diferente, deberá adecuarlo a lo prescrito en el presente artículo.

Cada integrante deberá informar al COES, su demanda comprometida para el siguiente año calendario, antes del 31 de Octubre del año anterior, acompañando la documentación que señale el Estatuto.

Artículo 103º.- La Energía Firme de un integrante del COES, será calculada cada año, tomando en cuenta lo siguiente:

- a) Aportes de energía de las centrales hidroeléctricas, considerando el despacho de las unidades para caudales naturales mensuales con una probabilidad de excedencia del 90% y los periodos de indisponibilidad programada y fortuita de las unidades.
- b) Aportes de energía de las centrales termoeléctricas, considerando la indisponibilidad programada y fortuita de las unidades.

En caso que la suma Total de la Energía Firme de todos los integrantes sea inferior al consumo previsto de energía del año en evaluación, se procederá a disminuir, en forma secuencial, la probabilidad de excedencia hidráulica y los factores de indisponibilidad hasta igualar dicho consumo.

El COES propondrá al Ministerio el procedimiento para determinar las energías firmes de las centrales generadoras según los criterios contenidos en el presente artículo.

Modificación establecida por D.S. N° 004-99-EM, publicado el 20/03/1999, Se aplica desde el 01/05/1999 según artículo 4º del D.S. N° 004-99-EM.

Modificación establecida por D.S. N° 02-94-EM, publicado el 11/01/1994.

Artículo 104º.- Para cada generador, el COES verificará que la suma de su energía firme y la contratada a terceros, cubra como mínimo la demanda de energía anual que tenga contratada con sus usuarios.

Esta verificación se efectuará antes del 30 de Noviembre de cada año, y se comunicará a todos los integrantes. Aquellos que no cumplan la condición señalada, deberán corregir esta situación antes del 31 de Diciembre.

Artículo 105º.- El COES calculará, para cada hora o grupo de horas, el Costo Marginal de Corto Plazo de energía del sistema en las barras de las subestaciones en que se produzcan entregas y retiros de energía.

El Costo Marginal de Corto Plazo de energía, conforme a la definición N° 5 del Anexo de la Ley, se calculará teniendo en cuenta el costo promedio en que incurre el sistema eléctrico en conjunto durante una hora para suministrar una unidad adicional de energía en la barra correspondiente, considerando la operación óptima determinada por el COES.

Artículo 106º.- Los Costos Marginales de Corto Plazo de energía que requieran ser proyectados, se calcularán con los mismos modelos matemáticos e información utilizados en la planificación y en la programación de la operación, y serán comunicados junto con ésta a los integrantes del COES.

Los costos marginales que se consideren para valorizar transferencias entre integrantes del COES, serán los correspondientes a la operación real del sistema en el período considerado.

En caso que una central térmica resultara marginal, el Costo Marginal de Corto Plazo, no podrá ser en ningún caso inferior al costo variable de dicha central.

En toda situación que se produzca racionamiento, el Costo Marginal de Corto Plazo de energía será igual al Costo de Racionamiento.

Si se alcanzara en el sistema una condición de vertimiento, el Costo Marginal se determinará considerando únicamente la compensación a que se refiere el Artículo 213º del Reglamento y el costo variable incurrido por presencia de sólidos en suspensión en el agua turbinada.

Se considera vertimiento aquella condición en que un determinado embalse vierta por no tener capacidad de almacenamiento disponible y las centrales generadoras asociadas a éste tengan capacidad de generación no utilizada y que además no exista en el sistema ninguna unidad termoeléctrica despachada.

Artículo 107º.- La valorización de las transferencias de energía entre los generadores integrantes, producida por la operación económica del sistema y que no comprende los contratos previamente establecidos, será efectuada y registrada

por el COES en forma mensual, de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) Se efectuará la medición y/o los cálculos para determinar las entregas y retiros de energía de cada integrante;
- b) La energía entregada y retirada por cada integrante será valorizada multiplicándola por el Costo Marginal de Corto Plazo correspondiente; y,
- c) Para cada integrante, se sumarán algebraicamente todas las entregas y retiros valorizados ocurridos en el sistema durante el mes. Las entregas se considerarán con signo positivo y los retiros con signo negativo.

El valor resultante, sea positivo o negativo, constituirá el saldo neto mensual acreedor o deudor de cada integrante.

Modificación establecida por D.S.N° 004-96-EM, publicado el 23/01/1996.

Artículo 108º.- Cada integrante que obtenga un saldo neto mensual negativo pagará dicha cantidad, dentro de los siete (7) días calendario del mes siguiente a todos los integrantes que tengan saldo positivo, en la proporción en que cada uno de éstos participe en el saldo positivo total del mes.

Adicionalmente, el COES determinará las transferencias de energía reactiva y los correspondientes pagos entre integrantes, según los procedimientos que estipule el Estatuto sobre la materia, considerando criterios de equidad por inversión en equipos de compensación reactiva.

Artículo 109º.- El valor económico de la transferencia de potencia entre los generadores integrantes de un COES será determinado tomando en cuenta:

- a) Ingresos Garantizados por Potencia Firme requerida por el Sistema;
- b) Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema; y
- c) Egresos por Compra de Potencia al Sistema.

El valor económico de la transferencia de potencia es igual al Ingreso por Potencia, constituido por la suma de los ingresos señalados en a) y b), menos los egresos señalado en c). Dicho valor se constituirá en el saldo neto mensual acreedor o deudor de cada integrante.

Todos los cálculos se efectuarán mensualmente y serán definitivos. En aquellos casos que involucren supuestos o variables determinados posteriormente al mes del cálculo, deberán contemplarse procedimientos de recálculo.

Cada integrante que obtenga un saldo neto mensual negativo, pagará dicha cantidad, dentro de los siete (7) días calendario del mes siguiente, a todos los integrantes que tengan saldo positivo, en la proporción en que cada uno de éstos participe en el saldo positivo total del mes.

El COES pondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para llevar a

cabo la valorización de las transferencias de potencia.

Modificación establecida por D.S. N° 004-99-EM publicado el 20/03/1999, se aplica desde el 01/05/1999, según artículo 4° del D.S. N° 004-99-EM.

Artículo 110º.- La potencia firme de cada una de las unidades generadoras del sistema se calculará según los siguientes criterios y procedimientos:

- a) La Potencia Firme de una unidad térmica será igual al producto de su potencia efectiva por su factor de disponibilidad. El factor de disponibilidad es igual a uno (1.0) menos el factor de indisponibilidad fortuita de la unidad.
- b) La Potencia Firme de una unidad hidráulica será igual al producto de la Potencia Garantizada por el factor de presencia.
 - I. El factor de presencia toma en cuenta la disponibilidad de la unidad o central generadora en el mes de cálculo, cuyo valor será igual a uno (1.0) si la indisponibilidad total no es superior a quince (15) días consecutivos. Cuando la indisponibilidad total supere los quince (15) días consecutivos, el factor de presencia mensual será el promedio aritmético de los factores diarios del mes, cuyos valores serán igual a uno (1.0) si la central despachó al menos en el 50% del período de duración de las horas de punta del sistema y con al menos el 15% de su potencia efectiva. En caso de no cumplirse estas dos últimas condiciones o una de ellas, el factor diario será igual a cero (0.0).
 - II. La energía garantizada de la central se determina según el siguiente procedimiento:
 - 1) Se calcula, para cada mes de la estadística hidrológica, el caudal natural afluyente a la central hidráulica en evaluación para la probabilidad de excedencia mensual dada.
 - 2) Teniendo en cuenta los reservorios estacionales anuales y mensuales, incluyendo los reservorios estacionales con capacidad de regulación horaria, se procede a simular, para los doce (12) meses del año, la operación óptima de la central con los caudales determinados en el punto anterior y el manejo óptimo de los reservorios estacionales. Para efectos de simulación, se asume que al inicio del año considerado, todos los reservorios se encuentran en su nivel más probable de operación de los últimos diez (10) años y que el volumen de dichos reservorios al final del año es igual al volumen mínimo de los últimos diez (10) años.
 - 3) El proceso de simulación para los 12 meses del año, mencionado en el párrafo que antecede, considerará los mantenimientos programados de las unidades a efectos de no sobrestimar la disponibilidad de la energía.
 - 4) Como resultado de la operación óptima de la central a lo largo del año en evaluación, se obtienen las energías garantizadas por la central en cada mes.

- 5) La Energía Garantizada por la central, para el período de evaluación, será igual a la suma de las energías de los meses que conforman dicho período.
- III. La Energía Garantizada por la central durante el período de evaluación, es igual a la suma de la energía de pasada, más la energía de los reservorios estacionales con capacidad de regulación horaria para la probabilidad de excedencia mensual dada. El período de evaluación comprenderá los seis (6) meses más críticos de la oferta hidrológica.

Se considerará como reservorios estacionales con capacidad de regulación horaria, a aquellos cuya agua desembalsada está a disposición de la central en un tiempo inferior a veinticuatro (24) horas. La energía de los demás reservorios estacionales estará considerada en la energía de pasada.
 - IV. La Potencia Garantizada de una central será igual a la suma de la Potencia Garantizada como una central de pasada, más la Potencia Garantizada por los reservorios horarios y reservorios estacionales con capacidad de regulación horaria. La Potencia Garantizada se calculará para el período de horas de regulación y no debe superar a la Potencia Efectiva de la Central.
 - V. La Potencia Garantizada como una central de pasada es igual a la energía de pasada durante las horas de regulación dividida por las horas de regulación.
 - VI. La Potencia Garantizada con los reservorios horarios y reservorios estacionales con capacidad de regulación horaria, es igual a la energía máxima almacenable en cada uno de estos reservorios para la probabilidad de excedencia dada, entre las horas de regulación.
- c) El COES propondrá al Ministerio el procedimiento para calcular la indisponibilidad de las unidades de generación, considerando entre otros, los siguientes criterios:
- VII. Información estadística de indisponibilidades programadas de las unidades para los últimos diez (10) años, en las horas de punta del sistema, tomando en consideración los seis (6) meses continuos más críticos de la oferta hidrológica.
 - VIII. Información estadística de indisponibilidades no programadas de las unidades para los últimos dos (2) años, en las horas de punta del sistema, considerando los veinticuatro (24) meses continuos.
 - IX. La duración real de las indisponibilidades no programadas de las unidades, cuya duración máxima será de siete (7) días continuos de ocurrida la indisponibilidad, tomando como referencia un programa de operación de corto plazo de siete (7) días de duración, al cabo del cual se considerará como una indisponibilidad programada. El COES dispondrá los mecanismos para la verificación de la disponibilidad de la unidad.

- X. Las indisponibilidades parciales, originadas por restricciones de la potencia efectiva de las unidades de generación, serán consideradas como indisponibilidades programadas o no programadas, según corresponda, de acuerdo con la equivalencia de sus tiempos de duración para una fracción de potencia efectiva dada con respecto a su valor pleno.
 - XI. Valores máximos de indisponibilidades programadas y no programadas, de acuerdo con las características de las unidades de generación;
 - XII. Capacidad de transporte eléctrico garantizado por las centrales generadoras; y,
 - XIII. Capacidad de transporte de combustible garantizado para las centrales térmicas. En el caso de unidades térmicas que usan gas natural como combustible, se considerarán los contratos a firme por el transporte del gas desde el campo hasta la central.
- d) Cada cuatro (4) años, o a la unión de dos o más sistemas eléctricos, el Ministerio fijará las horas de regulación y la probabilidad de excedencia mensual para efectos de la evaluación de la potencia firme hidráulica, dependiendo de las características propias de cada sistema eléctrico y de la garantía exigida a los mismos.
 - e) Cada cuatro (4) años el Ministerio definirá las horas de punta del sistema para efectos de la evaluación de la indisponibilidad de las unidades generadoras. Para evaluar la indisponibilidad no programada de dichas unidades, el COES podrá implementar procedimientos de operación y arranque en forma aleatoria con el objeto de evaluar su disponibilidad real.
 - f) Para alcanzar o acercarse a la máxima demanda en los sistemas eléctricos donde la suma de las potencias firmes hidráulica y térmica no llegue a cubrir la máxima demanda del sistema a nivel generación, se seguirá el siguiente procedimiento secuencial: i) se disminuirán las exigencias en el número de horas de regulación, ii) se reducirá la probabilidad de excedencia hidráulica, y iii) se disminuirá la indisponibilidad de las centrales térmicas e hidráulicas.

Los procedimientos para todos los casos serán propuestos por el COES al Ministerio.

Modificación establecida por D.S. N° 032-2001-EM, publicado el 21/06/2001.

Modificación establecida por D.S. N° 004-99-EM, publicado el 20/03/1999.

Modificación establecida por el inciso d) según D.S. N° 004-96-EM, publicado el 23/01/1996.

Modificación establecida por el inciso c) ítem II) según D.S. N° 02-94-EM, publicado el 11/01/1994.

Artículo 111°.- La Potencia Consumida por los clientes de cada generador, en la hora de Máxima Demanda Mensual, es una compra de potencia al sistema que constituye un Egreso por Compra de Potencia atribuible al generador.

- a) Para determinar el Egreso por Compra de Potencia de cada generador se seguirá el siguiente procedimiento:
 - I) Se determina la Máxima Demanda Mensual del sistema eléctrico, en el intervalo de 15 minutos de mayor demanda en el mes, pudiendo utilizarse para efectos del cálculo la potencia media de la energía integrada en dicho intervalo;
 - II) Para el intervalo de punta del mes, se determina la Demanda Coincidente de los clientes atribuibles a cada generador en cada barra definida por el COES. La suma de las Demandas Coincidentes de los clientes es igual a la Máxima Demanda Mensual del sistema eléctrico;
 - III) Se determina el Precio de Compra de Potencia en cada barra donde se requiera. Dicho precio será igual al producto del Precio de Potencia en Barra, sin incluir los peajes, multiplicado por el complemento del factor por Incentivo a la Contratación. El complemento del factor por Incentivo a la Contratación es igual a Uno (1.0) menos el factor por Incentivo a la Contratación;
 - IV) El Egreso por Compra de Potencia para un generador será igual a la suma de los productos de la Demanda Coincidente de cada uno de sus clientes, definida en el literal a)-II), por el Precio de Compra de Potencia respectivo, definido en el literal a)-III); más el Saldo por Peaje de Conexión definido en el artículo 137° del Reglamento;
 - V) Los generadores que abastecen a un cliente en forma simultánea, asumirán el costo por la compra de potencia para su cliente en proporción a su compromiso de potencia;
 - VI) El Egreso por Compra de Potencia al sistema es igual a la suma de los egresos por compra de potencia de los generadores.
- b) El Ingreso Disponible para el Pago de la Potencia entre generadores integrantes del COES será igual al Egreso por Compra de Potencia, definido en el literal a)-VI).
- c) El Ingreso Disponible será distribuido en dos partes: Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema e Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema.
 - I) El monto mensual asignado al Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema será igual al monto mensual del Ingreso Disponible multiplicado por el factor de Incentivo al Despacho. El monto anual del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema será igual a la suma de los montos mensuales.

- l) El monto mensual asignado al Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema será igual al monto mensual del Ingreso Disponible menos el monto mensual del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema.
- d) Mediante Decreto Supremo refrendado por el Ministro de Energía y Minas, serán aprobados los factores por Incentivo al Despacho y por Incentivo a la Contratación para un horizonte futuro no menor de 4 años.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.

Modificación establecida por D.S. N° 004-99-EM publicado el 20/03/1999, se aplica desde el 01/05/1999, según artículo 4° del D.S. N° 004-99-EM.

Modificación establecida por los incisos a), c) y e) según D.S. N° 004-96-EM, publicado el 23/01/1996.

Modificación establecida por D.S. N° 032-2001-EM, publicado el 21/06/2001.

Artículo 112º.- Los Ingresos Garantizados por Potencia Firme requerida por el Sistema de cada unidad o central generadora será determinado según los siguientes criterios y procedimientos:

- a) Procedimiento de determinación de los Ingresos Garantizados por Potencia Firme:
 - I) Se determina la Máxima Demanda Mensual del sistema eléctrico en la hora de punta del mes, según lo definido en el literal a)-I) del artículo 111° del Reglamento. Para dicha hora se determina la Demanda en cada barra definida por el COES, coincidente con la Máxima Demanda Mensual.
 - II) Para sistemas en los que la Máxima Demanda más la Reserva es mayor que la Potencia Efectiva Total, la Potencia Firme Remunerable es igual a la Potencia Firme. En los sistemas donde la Máxima Demanda más la Reserva es menor o igual a la Potencia Efectiva Total, la Potencia Firme Remunerable será determinada mediante el siguiente procedimiento:
 - 1) Se determina la Potencia Disponible de cada unidad generadora como el cociente de su Potencia Firme, definida en el artículo 110° del Reglamento, entre el factor de Reserva Firme.
 - 2) Se efectúa el despacho económico de potencia de las unidades de generación, mediante un flujo de carga óptimo para la hora de punta del mes, considerando: i) como potencia de la unidad, su Potencia Disponible; ii) como costo variable, el definido por el COES para la optimización de los despachos de energía; y iii) como demanda, la Demanda Coincidente definida en el literal a)-I). Las potencias de cada unidad generadora resultantes del despacho económico de potencia, se denomina Potencia Disponible Despachada.
 - 3) La Potencia Firme Remunerable es igual a la Potencia Disponible Des-

- pachada por el factor de Reserva Firme.
- III) Se determina el Precio de Potencia Garantizado en cada una de las barras donde se requiera. Dicho precio será igual al producto del Precio de Potencia en Barra, sin incluir los peajes, multiplicado por el factor de ajuste del Ingreso Garantizado. Inicialmente el factor de ajuste del Ingreso Garantizado será igual a 1.0, y posteriormente será evaluado según el literal a)-V) siguiente.
 - IV) Se determina el Ingreso Garantizado Preliminar de cada unidad generadora, multiplicando el Precio de Potencia Garantizado por la Potencia Firme Remunerable de la unidad. El Ingreso Garantizado Preliminar Total es igual a la suma de los Ingresos Garantizados Preliminares de todas las unidades generadoras.
 - V) El factor de ajuste del Ingreso Garantizado será igual al cociente del Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema, definido en el literal c)-II) del artículo 111° del Reglamento, entre el Ingreso Garantizado Preliminar Total.
 - VI) El Ingreso Garantizado de cada unidad generadora, será igual al producto de su Ingreso Garantizado Preliminar definido en el literal a)-IV), por el factor de ajuste del Ingreso Garantizado definido en el literal a)-V).
 - VII) El Ingreso Garantizado de cada generador será igual a la suma de los Ingresos Garantizados de sus unidades generadoras.
- b) Para efectos de determinar el despacho económico de potencia a que se refiere el literal a)-II) del presente artículo, el COES deberá considerar en lo pertinente y según la operación normal del sistema, las restricciones de capacidad en las redes de transmisión a efectos de limitar la Potencia Firme Remunerable de las unidades generadoras asociadas al déficit de transmisión.
- c) Incentivos a la Disponibilidad:
- I) En caso que alguna unidad o central generadora supere los límites de indisponibilidad anual y/o mensual permitidos, y sólo para efectos de determinar su Potencia Firme Remunerable, será considerada en el mes siguiente con un costo variable de operación igual al costo de racionamiento.
 - II) En tanto alguna unidad o central generadora no cuente con las garantías de transporte eléctrico o de combustible señalados en el inciso c) del artículo 110° del Reglamento, y sólo para efectos de determinar su Potencia Firme Remunerable, será considerada en los meses siguientes con un costo variable de operación igual al costo de racionamiento.
 - III) La unidad o central generadora que se encuentre en algunas de las situaciones descritas en I) y/o II) que anteceden, será objeto de un descuento en su Ingreso por Potencia y que no podrá ser superior al 10% de sus ingresos anuales por potencia. El COES, en función de la magnitud del

riesgo en que coloca al sistema eléctrico, determinará dicho descuento y la forma en que será distribuido entre los demás generadores.

- d) La Reserva Firme, el Margen de Reserva Firme y el factor de Reserva Firme serán determinados según el siguiente procedimiento:
- I) Se ubican las potencias efectivas de las unidades de generación en orden creciente de sus costos variables de producción, considerando de ser el caso lo dispuesto en el numeral V) siguiente;
 - II) Se determina la unidad generadora cuya fracción de potencia efectiva colocada, acumulada a la potencia efectiva de las unidades que la precedieron, iguala a la Máxima Demanda a nivel generación más el Margen de Reserva;
 - III) Se determina la Potencia Firme Colocada como la suma de las potencias firmes de las unidades señaladas en el numeral anterior, considerando para la última unidad generadora únicamente su potencia firme equivalente a la fracción de la potencia efectiva colocada por ella;
 - IV) La Reserva Firme es igual a la Potencia Firme Colocada a que se refiere el literal III) que antecede menos la Máxima Demanda. El Margen de Reserva Firme es igual a la Reserva Firme entre la Máxima Demanda. El factor de Reserva Firme es igual al Margen de Reserva Firme más uno (1.0);
 - V) En el caso que algunas de las unidades generadoras hayan sido excluidas de la remuneración por potencia firme por efecto del procedimiento descrito en el literal a)-II)-2) del presente artículo, se deberá recalcular el factor de Reserva Firme.
- e) El Margen de Reserva para cada sistema eléctrico, será fijado por el Ministerio cada 4 años o en el momento que ocurra un cambio sustancial en la oferta o demanda eléctrica. Para fijar el Margen de Reserva se deberá considerar criterios de seguridad, confiabilidad y economía en el abastecimiento de la demanda eléctrica a nivel de alta y muy alta tensión.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.

Modificación establecida por D.S. N° 004-99-EM publicado el 20/03/1999, se aplica desde el 01/05/1999 según artículo 4° del D.S. N° 004-99-EM.

Modificación establecida por D.S. N° 004-96-EM, publicado el 23/01/1996.

Artículo 113º.- Los Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema de cada unidad o central generadora serán determinados según los siguientes criterios y procedimientos:

- a) Procedimiento de Determinación de los Ingresos Adicionales por Potencia Generada:

- I) Se fijan los Factores de Distribución Horaria del Precio de Potencia para cada una de las horas del día de todo el año. Estos factores pueden ser clasificados por días laborables y no laborables, y por meses de avenida y estiaje.
- Los Factores de Distribución Horaria del Precio de Potencia están en función de la Probabilidad de Pérdida de la Demanda en cada hora (PPD). El Ministerio fijará dichos factores, cuya vigencia no podrá ser inferior a 4 años, basado en criterios de eficiencia y en la PPD de un sistema de generación económicamente adaptado. La fijación de los nuevos valores se efectuará con una anticipación no menor de un año a su entrada en vigencia.
- II) El Factor de Ingresos Horarios de Potencia es igual al producto de la Generación Horaria del periodo en evaluación, por el Factor de Distribución Horaria del Precio de Potencia y por el factor de Pérdida de la Barra definido en el artículo 127° del Reglamento.
- III) El factor constante del Precio Horario de Potencia es igual al cociente del monto anual del Ingreso Adicional por Potencia Generada definido en el literal c)-I) del artículo 111° del Reglamento, entre el Factor de Ingresos Horarios de Potencia.
- IV) El Precio Horario de Potencia en cada intervalo de tiempo y en cada barra es igual al producto del factor constante del Precio Horario de Potencia por el factor de Pérdida de la Barra y por el Factor de Distribución Horaria del Precio de Potencia en ese intervalo.
- V) La Potencia Despachada por cada unidad generadora en cada intervalo de tiempo, durante el periodo de cálculo, es el resultado de la operación de las centrales según lo dispuesto por el COES.
- VI) El Ingreso Adicional por Potencia Generada de cada unidad generadora, es igual a la suma de sus Ingresos Adicionales Horarios durante el periodo de cálculo. El Ingreso Adicional Horario de cada unidad, es igual al producto de su Potencia Despachada en esa hora por el Precio Horario de Potencia en la barra respectiva.
- VII) El Ingreso Adicional por Potencia Generada de cada generador, es igual a la suma de los Ingresos Adicionales de sus unidades generadoras.
- b) La distribución del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema es de periodicidad anual, entre el 1 de mayo y el 30 de abril, siendo de carácter provisional las distribuciones mensuales de los Ingresos Adicionales, las que deberán ser ajustadas al momento de efectuar la liquidación anual.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo. Dichos procedimientos deben contener los principios básicos de la metodología de cálculo, entre ellos la determinación del

Precio Horario de Potencia que distribuya el monto anual del Ingreso Adicional entre las unidades de generación despachadas y considere el efecto de la red de Transmisión.

Modificación establecida por D.S. N° 004-99-EM, publicado el 20/03/1999, se aplica desde el 01/05/1999 según artículo 4° del D.S. N° 004-99-EM.

Artículo 114°.- Los Costos Marginales de Corto Plazo de energía y los precios de la potencia de punta en barra que se utilicen para valorizar las transferencias de electricidad entre integrantes, serán las que correspondan a la barra de más alta tensión de la subestación en que se efectúan las transferencias.

MANTENIMIENTO MAYOR DE LAS UNIDADES

Artículo 115°.- El mantenimiento mayor de las unidades generadoras, y equipos de transmisión del sistema eléctrico será coordinada por el COES de acuerdo con el procedimiento señalado en el artículo siguiente.

Se entenderá por mantenimiento mayor aquel cuya ejecución requiera el retiro total de la unidad generadora o equipo principal de transmisión, durante un período superior a 24 horas. El equipo principal de transmisión será calificado por el COES.

Artículo 116°.- El COES coordinará el mantenimiento mayor de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) Elaborará para cada año calendario, a base de la información de los integrantes, un programa preliminar de mantenimiento mayor que minimice el costo anual de operación y de racionamiento del sistema eléctrico. Este programa será comunicado a los integrantes, a más tardar el 31 de octubre del año anterior;
- b) Cada integrante comunicará al COES sus observaciones al programa preliminar, a más tardar el 15 de noviembre, indicando períodos alternativos para el mantenimiento mayor de sus unidades y equipos de transmisión;
- c) Evaluados los períodos alternativos propuestos por los integrantes, el COES establecerá un programa definitivo con el mismo criterio de minimización señalado en el inciso a) de este artículo, el que será comunicado a los integrantes a más tardar el 30 de noviembre; y,

d) Los integrantes deberán efectuar el mantenimiento mayor ciñéndose estrictamente al programa definitivo, comunicando al COES con siete (7) días calendario de anticipación, el retiro de servicio de la unidad generadora o equipo de transmisión correspondientes. Igualmente, comunicarán al COES la conclusión del mantenimiento.

El programa definitivo podrá ser reajustado por el COES, solamente cuando las circunstancias lo ameriten.

INFORMACIÓN QUE ELABORA EL COES

Artículo 117º.- El COES deberá mantener un archivo con los programas diarios de operación del sistema eléctrico a que se refiere el Artículo 93º del Reglamento, así como con la operación real efectuada cada día. Igualmente llevará una estadística de potencia media horaria indisponible de cada unidad generadora, considerando los mantenimientos preventivos y las fallas.

Artículo 118º.- El COES deberá enviar mensualmente a la Comisión un informe resumido correspondiente al mes anterior, con los siguientes datos:

- a) Costos Marginales de Corto Plazo así como valores de las variables de mayor incidencia en los mismos;
- b) Transferencias de energía y de potencia de punta entre sus integrantes en cada barra, así como sus correspondientes pagos;
- c) Síntesis de las desviaciones más importantes entre la programación y la operación real de las unidades generadoras;
- d) Hechos relevantes ocurridos en la operación del sistema, tales como vertimiento en centrales hidroeléctricas y fallas en unidades generadoras y sistemas de transmisión; y,
- e) Programa de operación para los siguientes 12 meses, con un detalle de la estrategia de operación de los embalses y la generación esperada mensual de cada central.

El informe deberá ser remitido dentro de los primeros siete (7) días calendario del mes siguiente al cual corresponda.

Artículo 119º.- Antes del 15 de enero de cada año, cada COES deberá presentar al OSINERG el estudio técnico-económico de determinación de precios de potencia y energía en barra, de conformidad con las disposiciones contenidas en

los Artículos 47° a 50° inclusive de la Ley, en forma detallada para explicitar y justificar, entre otros aspectos, los siguientes:

- a) La demanda de potencia y energía para el período de estudio establecido en el artículo 47° de la Ley;

Modificación establecida por el D.S. N° 012-2005-EM, publicado el 20/03/2005.

- b) El programa de obras de generación y transmisión para el período de estudio establecido en el artículo 47° de la Ley;

Modificación establecida por el D.S. N° 012-2005-EM, publicado el 20/03/2005.

- c) Los costos de combustibles, Costo de Racionamiento considerado y otros costos variables de operación pertinentes;
- d) La Tasa de Actualización utilizada en los cálculos;
- e) Los Costos Marginales de Corto Plazo de energía determinados para el período de estudio establecido en el artículo 47° de la Ley;

Modificación establecida por el D.S. N° 012-2005-EM, publicado el 20/03/2005.

- f) Los Precios Básicos de la Potencia de Punta y de la energía;
- g) Los factores de pérdidas marginales de potencia y de energía;
- h) El Costo Total de Transmisión, discriminando los costos de inversión y los de operación y mantenimiento tanto para el Sistema Principal de como para los Sistemas Secundarios de Transmisión;
- i) Los valores resultantes para los Precios en Barra;
- j) La fórmula de reajuste propuesta; y,
- k) Cálculo del Ingreso Tarifario esperado en los Sistema Principal y Secundarios de Transmisión, para la fijación del Peaje por Conexión y del Peaje Secundario.

Modificación establecida por el D.S. N° 012-2005-EM, publicado el 20/03/2005.

Derogación del D.S. N° 010-2004-EM, publicado el 20/04/2004, mediante la Tercera Disposición Final de la Ley N° 28447 publicada el 30/12/2004.

Modificación del artículo 119° y del inciso b), según D.S. N° 010-2004-EM, publicado el 20/04/2004.

Artículo 120°.- El COES deberá enviar anualmente a la Comisión, antes del 31 de diciembre, un informe para el año siguiente que contenga:

- a) El balance de energía para cada integrante, al que se refiere el Artículo 102° del Reglamento; y,
- b) La potencia firme y pagos por potencia, de cada integrante.

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

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

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

Modificación establecida por D.S. N° 004-99-EM, publicado el 20/03/1999.

TITULO V

SISTEMA DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD

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

PRECIOS MÁXIMOS DE GENERADOR A DISTRIBUIDOR DE SERVICIO PÚBLICO

Artículo 123º.- La proyección de la demanda a que se refiere el inciso a) del Artículo 47º de la Ley, se efectuará considerando la correlación de la demanda de electricidad con factores económicos y demográficos relevantes.

Modificación establecida por el D.S. N°012-2005-EM, publicado el 20/03/2005.

Modificación del artículo 123° según D.S. N° 010-2004-EM, publicado el 20/04/2004; que fue derogada por la tercera disposición de la Ley N° 28447.

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

- a) El comportamiento hidrológico para el período de análisis será estimado mediante modelos matemáticos basados en probabilidades, tomando en cuenta la estadística disponible;
- b) Se reconocerá el costo de oportunidad del agua almacenada, de libre disponibilidad, en los embalses de capacidad horaria, diaria, mensual, anual y plurianual; y,
- c) El costo de los combustibles será determinado utilizando los precios y condiciones que se señala en el Artículo 50° de la Ley y se tomará los precios del mercado interno. Para el caso de los combustibles líquidos se tomará el que resulte menor entre el precio del mercado interno y el precio de referencia ponderado que publique OSINERGMIN; para los sistemas aislados sólo se tomará el precio del mercado interno. Para el caso del carbón, el precio de referencia de importación que publique OSINERGMIN será considerado como precio del mercado interno. Asimismo, los criterios señalados serán aplicados en las fórmulas de reajuste correspondientes.

Modificación establecida por el D.S. N° 011-2007-EM, publicado el 03/03/2007 y su Fe de Erratas publicada el 08/03/2007.

Modificación establecida por el inciso c), del artículo 124° según D.S. N° 012-2005-EM publicado el 20/03/2005.

Modificación establecida por el D.S. N° 011-98-EM, publicado el 28/03/1998.

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

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

El Valor Presente señalado en los incisos a) y b) será obtenido empleando la Tasa de Actualización señalada en el Artículo 79° de la Ley y el número de meses que considera el período de estudio.

Modificación establecida por el D.S. N° 038-2005-EM, publicado el 08/10/2005.
Aplicación de la Segunda Disposición Transitoria del D.S. N° 038-2005-EM, según R.M. N° 450-2005-MEM/DM del 2005-10-28, publicada el 29/10/2005 (ver Nota 2 y 3)

Modificación del artículo 125° según D.S. N° 012-2005-EM, publicado el 20/03/2005.

Nota 1.-"El reajuste en la tarifa a que se refiere el último párrafo del Artículo 125° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, tal como ha sido modificado por el presente Decreto Supremo, será de aplicación a partir de la fijación tarifaria de mayo de 2005, texto según la Segunda Disposición Transitoria del D.S. N° 012-2005-EM, publicado el 20/03/2005.

Nota 2.- Disposiciones transitorias del D.S. N° 038-2005-EM:

Primera.- En un plazo no mayor de cinco días hábiles de la publicación del presente Decreto Supremo, OSINERG deberá publicar las fórmulas de reajuste que consideren lo dispuesto en la presente norma.

Segunda.- para el período comprendido entre el día siguiente de la publicación del presente Decreto Supremo y el 3 de noviembre de 2005, las empresas concesionarias y autorizadas deberán efectuar el cálculo del reajuste derivado de las fórmulas a que se refiere la disposición anterior, considerando los precios vigentes al 31 de agosto de 2005, como "precios actuales" de los combustibles líquidos y gas natural. Los precios máximos resultantes serán aplicados a partir del día siguiente de la publicación del presente Decreto supremo.

Nota 3.- (Texto de aplicación de la Segunda Disposición Transitoria del D.S. N° 038-2005-EM, según R.M. N° 450-2005-MEM/DM) Declarar que el cálculo del reajuste a que se refiere la Segunda Disposición Transitoria del Decreto Supremo N° 038-2005-EM, tomando en cuenta los precios vigentes al 31 de agosto de 2005 como "precios actuales" de los combustibles líquidos y gas natural, sólo es de aplicación al período comprendido entre el 9 de octubre y el 3 de noviembre de 2005.

El reajuste de las Tarifas en Barra aplicable a partir del 4 de noviembre de 2005 y aquellos reajustes que se realicen en adelante, en ningún caso tomarán en cuenta los precios de los combustibles líquidos y gas natural considerados para el reajuste realizado al amparo de la Segunda Disposición Transitoria del Decreto Supremo N° 038-2005-EM

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

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

- I) Se determina la Anualidad de la Inversión a que se refiere el inciso e) del Artículo 47° de la Ley, conforme al literal b) del presente artículo. Dicha Anualidad se expresa como costo unitario de capacidad estándar;
 - II) Se determina el Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento estándar, considerando la distribución de los costos comunes entre todas las unidades de la central. Dicho Costo se expresa como costo unitario de capacidad estándar;
 - III) El Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar, es igual a la suma de los costos unitarios estándares de la Anualidad de la Inversión más la Operación y Mantenimiento definidos en los numerales I) y II) que anteceden;
 - IV) El Costo de Capacidad por unidad de potencia efectiva, es igual al Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar por el factor de ubicación. El factor de ubicación es igual al cociente de la potencia estándar entre la potencia efectiva de la unidad;
 - V) Se determinan los factores que tomen en cuenta la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad y el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema; y
 - VI) El Precio Básico de la Potencia es igual al Costo definido en el numeral IV) por los factores definidos en el numeral V) que anteceden.
- b) Procedimiento para determinar la Anualidad de la Inversión:
- I) La Anualidad de la Inversión es igual al producto de la Inversión por el factor de recuperación de capital obtenido con la Tasa de Actualización fijada en el Artículo 79° de la Ley, y una vida útil de 20 años para el equipo de Generación y de 30 años para el equipo de Conexión.
 - II) El monto de la Inversión será determinado considerando:
 - 1) El costo del equipo que involucre su precio, el flete, los seguros y todos los derechos de importación que le sean aplicables (equivalente a valor DDP de INCOTERMS); y,
 - 2) El costo de instalación y conexión al sistema.
 - III) Para el cálculo se considerarán los tributos aplicables que no generen crédito fiscal.
- c) La Comisión fijará cada 4 años la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta y el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema, de acuerdo a los criterios de eficiencia económica y seguridad contenidos en la Ley y el Reglamento.

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

Modificación establecida por D.S. N° 004-99-EM, publicado el 20/03/1999.

Artículo 127º.- Los factores nodales de energía, a que se refiere el Artículo 48º de la Ley, se determinarán para las horas de punta y horas fuera de punta.

En los casos en que existan sistemas de transmisión, que por no estar económicamente adaptados a la demanda produjeran discontinuidades en un sistema interconectado, el cálculo de los factores nodales de energía se efectuará empleando las características reales de dicho sistema de transmisión.

Modificación establecida por el D.S. N° 027-2007-EM, publicado el 17/05/2007.

Artículo 128º.- Para la fijación de los Precios en Barra de energía a que se refiere el Artículo 47º de la Ley, el sistema de transmisión a considerar comprenderá todas aquellas instalaciones del SEIN hasta el límite donde se inician las instalaciones que sirven en forma exclusiva a la demanda y hasta el límite donde se inician las instalaciones que sirven de forma exclusiva a la generación.

Modificación establecida por el D.S. N° 027-2007-EM, publicado el 17/05/2007.

Artículo 129º.- En el Procedimiento para la comparación del Precio en Barra con la nueva referencia conforme a lo establecido en la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, OS8NERMIN precisará el procedimiento a aplicarse e los casos que la energía adquirida para los Usuarios Regulados a través de Licitaciones de Electricidad sea inferior al treinta por ciento (30%) de la demanda total de energía de los Usuarios Regulados, en concordancia con lo previsto en la Tercera Disposición Complementaria Transitoria de la misma Ley.

Modificación establecida por el D.S. N° 022-2009-EM, publicado el 16/04/2009.

Artículo 130º.- Para los efectos del Artículo 56º de la Ley, se consideran Sistemas Aislados, a todos aquellos que no cumplen las condiciones establecidas en el Artículo 80º del Reglamento.

La Comisión fijará únicamente las Tarifas en Barra destinada a los usuarios del Servicio Público; observando en lo pertinente, los mismos criterios señalados en Título V de la Ley y del Reglamento. Las funciones asignadas al COES, en cuanto a cálculo o determinación tarifaria, serán asumidos por la Comisión, empleando la información de los titulares de generación y transmisión.

Artículo 131º.- La compensación por racionamiento a que se refiere el Artículo 57º de la Ley, será asumida por las empresas generadoras, incursas en el déficit de generación, y efectuada mediante un descuento en la factura del mes siguiente de producido el racionamiento.

La cantidad de energía a compensar se calculará como la diferencia entre un consumo teórico y la energía registrada en el mes. El consumo teórico será determinado tomando en cuenta la potencia contratada y el factor de carga típico del

usuario. Si el valor resultante es negativo no procede ninguna compensación.

La energía a compensar se valorizará considerando como precio la diferencia que resulte entre el Costo de Racionamiento y el Precio de Energía en Barra correspondiente.

Igualmente se procederá a efectivizar los correspondientes descuentos en los cargos fijos de potencia por la parte proporcional al número de horas interrumpidas y el número total de horas del mes.

Las empresas de distribución efectuarán la compensación a sus usuarios siguiendo las mismas pautas, conforme a lo señalado en el Artículo 86° de la Ley.

PRECIOS MÁXIMOS DE TRANSMISIÓN

Artículo 132º.- Las condiciones y criterios que deben cumplirse de manera simultánea para que una instalación sea incorporada al Sistema Principal de Transmisión, son los siguientes:

- a) Deberá ser de alta o muy alta tensión;
- b) El flujo de energía en un mismo sentido deberá ser inferior al 90% de la energía total transportada por dicha instalación, calculado para un período proyectado de cinco años;
- c) El beneficio económico que proporcione a los consumidores deberá representar, al menos, el 70% del total de los beneficios generados por la instalación, calculados para un período proyectado de cinco años,
- d) La relación beneficio-costo para los consumidores deberá ser mayor a la unidad, calculada para un período proyectado de cinco años.

Cada cuatro años o a la incorporación de una nueva central de generación en el sistema, se evaluarán las instalaciones que no pertenecen al Sistema Principal de Transmisión, para definir su incorporación o no a este sistema.

Artículo derogado por el D.S. N° 027-2007-EM, publicado el 17/05/2007.

Modificación establecida por el D.S. N° 008-2006-EM, publicado el 20/01/2006.

Texto del inciso c) según D.S. N° 43-94-EM, publicado el 28/10/1994.

Artículo 133º.- Para la determinación del Sistema Económicamente Adaptado del Sistema Principal de Transmisión, se considerará aquel dimensionamiento que corresponda a la potencia máxima que transporte dicho sistema.

Texto del artículo según D.S. N° 02-94-EM, publicado el 11/01/1994.

Artículo 134º.- La anualidad de la inversión a que se refiere el Artículo 59º de la Ley, será calculada multiplicando el monto de la inversión, determinado según el criterio señalado en el artículo precedente, por el factor de recuperación de capital obtenido con una vida útil de 30 años y la Tasa de Actualización fijada en el Artículo 79º de la Ley.

Artículo 135º.- El Ingreso Tarifario para el Sistema Principal de Transmisión, a que se refiere el Artículo 60º de la Ley, será calculado para cada tramo por el respectivo COES, mediante el siguiente procedimiento:

- a) Determinará la energía y la potencia máxima en la barra de retiro;
- b) Determinará el monto total que resulte de valorizar toda la energía y la potencia máxima en la barra de retiro, aplicando las respectivas Tarifas en Barra, sin incluir el peaje unitario;
- c) Determinará la energía y la potencia máxima en la barra de entrega;
- d) Determinará el monto total que resulte de valorizar toda la energía y la potencia máxima en la barra de entrega, aplicando las respectivas Tarifas en Barra, sin incluir el peaje unitario;
- e) El Ingreso Tarifario por Energía será igual a la diferencia resultante de los montos correspondientes al transporte de energía obtenidos en los incisos d) y b), siempre que dicha diferencia sea positiva. En caso de ser negativa, el Ingreso Tarifario será igual a cero; y,
- f) El Ingreso Tarifario por Potencia será igual a la diferencia resultante de los montos correspondientes al transporte de potencia obtenidos en los incisos d) y b), siempre que dicha diferencia sea positiva. En caso de ser negativa, el Ingreso Tarifario será igual a cero.

El Ingreso Tarifario del Sistema Principal de Transmisión, es igual a la suma de los Ingresos Tarifarios por Energía y Potencia de todos los tramos que constituyen dicho sistema.

El Ingreso Tarifario de cada titular del Sistema Principal de Transmisión, es igual a la suma de los Ingresos Tarifarios de los tramos que conforman su red de transmisión.

El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.

El ingreso tarifario a que se refiere el presente Artículo es el ingreso Tarifario Nacional.

Último párrafo añadido por el D.S. N° 027-2007-EM, publicado el 17/05/2007

Modificación establecida por D.S. N° 004-99-EM, publicado el 20/03/1999.

Modificación establecida por D.S. N° 43-94-EM, publicado el 28/10/1994.

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 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 79º 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 109º del Reglamento.

El saldo resultante de la Transferencia Total por Energía, como consecuencia de la aplicación del Artículo 107º 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 siete (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.

Modificación establecida por D.S. N° 004-99-EM, publicado el 20/03/1999, se aplica desde el 01/05/1999, según artículo 4º del D.S. N° 004-99-EM.

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 la Potencia de Punta en Barra señalado en el inciso h) del artículo 47º de la Ley, será igual al cociente entre el Peaje por 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 79º 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 61º 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 por 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 determina 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.

Modificación establecida por D.S. N° 004-99-EM, publicado el 20/03/1999, se aplica desde el 01/05/1999, según artículo 4° del D.S. 004-99-EM.

Nota: EL D.S. N° 004-99-EM, en su cuarta disposición transitoria dispone lo siguiente: "El COES y la Comisión de Tarifas Eléctricas (*), para la fijación de las tarifas de transmisión correspondientes a mayo de 1999, emplearán los procedimientos definidos en los artículos 136° y 137° a que se refiere el Artículo Primero del presente Decreto Supremo".

(*) De acuerdo a Ley N° 27116 publicada el 17/05/1999 la Comisión de Tarifas Eléctricas pasó a denominarse Comisión de Tarifas de Energía.

Actualmente Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (OSINERG-GART) según Ley N° 27332 publicada el 19/07/2000, D.S. N° 054-2001-PCM publicado el 09/05/2001 y D.S. N° 055-2001-PCM publicado el 17/05/2001.

Artículo 138°.- Derogado por el artículo 3° del Decreto Supremo N° 027-2007-EM, publicado el 17/05/2007.

Artículo 139°.- Las compensaciones por el uso de las redes de distribución, a que se refiere el Artículo 62° de la Ley, serán equivalentes al Valor Agregado de Distribución correspondiente, considerando los factores de simultaneidad y las respectivas pérdidas de distribución. El Valor Agregado de Distribución considerará la demanda total del sistema de distribución.

Las compensaciones y las tarifas de transmisión a que se refieren los Artículos 44° y 62° de la Ley; así como, las compensaciones y tarifas del Sistema Complementario de Transmisión a que se refiere el Artículo 27° de la Ley N° 28832, serán fijadas por OSINERGMIN, teniendo presente lo siguiente:

a) Criterios Aplicables

- I) El pago mensual que efectúen los generadores por las instalaciones de transmisión se denomina Compensación.
- II) Las instalaciones de transmisión a que se refiere este artículo comprenden tanto las pertenecientes al Sistema Secundario de Transmisión como al Sistema Complementario de Transmisión, salvo que se indique lo contrario.
- III) El Plan de Transmisión se refiere al definido en el Art. 21° de la Ley N° 28832.
- IV) El pago que realicen los consumidores se denomina Peaje que se aplicará como un cargo por unidad de energía consumida. Para el caso de las instalaciones que comprenden el sistema de transmisión, a que se refiere el Artículo 128°, el pago incluirá, además del Peaje, la aplicación de los factores nodales de energía y los factores de pérdidas de potencia.
- V) El Plan de Inversiones está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación dentro de un período de fijación de Peajes y Compensaciones. Será revisado y aprobado por OSINERGMIN y obedece a un estudio de planificación de la expansión del sistema de transmisión considerando un horizonte de diez (10) años, que deberá preparar obligatoriamente cada concesionario de las instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda.

OSINERGMIN podrá elaborar y aprobar el Plan de Inversiones ante la omisión del concesionario correspondiente.

Modificación del numeral V) del literal a) del artículo 139°, establecida por el D.S.N° 021-2009-EM, publicado el 01/04/2009.

- VI) El Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión corresponde al monto anual que permite retribuir los costos de inversión, operación y mantenimiento.
- VII) Los Costos de Explotación son los definidos en el Artículo 1° de la Ley N° 28832.
- VIII) Los Ingresos Esperados Anuales corresponden al monto que se debe liquidar anualmente.

- IX) La Tasa Mensual para el cálculo de las Tarifas y Compensaciones; así como, para la actualización de los ingresos mensuales de la liquidación anual, se determina aplicando fórmulas de interés compuesto y la Tasa de Actualización anual establecida en el Artículo 79° de la LCE. Tratándose de Contratos de Concesión de SCT, se aplicará la Tasa de Actualización establecida en el respectivo contrato, aplicando fórmulas de interés compuesto.

Modificación del numeral IX) del literal a) del artículo 139°, establecida por el D.S.N° 010-2009-EM, publicado el 06/02/2009.

b) Costo Medio Anual:

- I) El Costo Medio Anual de las instalaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión que son remuneradas de forma exclusiva por la demanda, excepto las instalaciones comprendidas 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, se fijará por única vez.

Este Costo Medio Anual será igual al ingreso anual por concepto de Peaje e ingreso tarifario y deberá ser actualizado, en cada fijación tarifaria, de acuerdo con las fórmulas de actualización que para tal fin establecerá OSINERGMIN, las mismas que tomarán en cuenta los índices de variación de productos importados, precios al por mayor, precio del cobre y precio del aluminio.

Cuando alguna de estas instalaciones sea retirada de operación definitiva, el Costo Medio Anual se reducirá en un monto proporcional al Costo Medio Anual de la referida instalación respecto del Costo Medio Anual del conjunto de instalaciones que pertenecen a un determinado titular de transmisión. Este monto será determinado según el procedimiento que establezca OSINERGMIN.

- II) El Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión no comprendidas en el numeral anterior, estará conformado por la anualidad de la inversión para un período de recuperación de hasta treinta (30) años, con la tasa de actualización a que se refiere el Artículo 79° de la Ley, y el correspondiente costo anual estándar de operación y mantenimiento según lo especificado en el numeral VI) siguiente. Tratándose de Contratos de Concesión de SCT, el Costo Medio Anual comprende los costos de operación y mantenimiento, el monto que resulte de la liquidación anual de acuerdo al literal f) siguiente, así como, la anualidad de la inversión calculada aplicando la Tasa de Actualización y el período de recuperación establecidos en el Contrato de Concesión de SCT, cuyos componentes de inversión, operación y mantenimiento serán los valores que resulten de la licitación.

Modificación del numeral II) del literal b) del artículo 139°, establecida por el

D.S.N° 010-2009-EM, publicado el 06/02/2009.

- III) En cada fijación tarifaria, el Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión que son remuneradas de forma exclusiva por la demanda, deberá incluir la valorización de las instalaciones existentes en dicha oportunidad y de las incluidas en el respectivo Plan de Inversiones y/o de las incluidas en los Contratos de Concesión de SCT.

Modificación del numeral III) del literal b) del artículo 139°, establecida por el D.S.N° 010-2009-EM, publicado el 06/02/2009.

- IV) La valorización de la inversión de las instalaciones de transmisión a que se refiere el numeral II anterior y que no están comprendidas en un Contrato de Concesión de SCT, será efectuada sobre la base de costos estándares de mercado.

Modificación del numeral IV) del literal b) del artículo 139°, establecida por el D.S.N° 010-2009-EM, publicado el 06/02/2009.

- V) Para este propósito, OSINERGMIN establecerá y mantendrá actualizada y disponible, para todos los interesados, la Base de Datos que corresponda.
- VI) El costo anual estándar de operación y mantenimiento de instalaciones no comprendidas en Contratos de Concesión SCT, será equivalente a un porcentaje del Costo de Inversión que será determinado y aprobado por OSINERGMIN cada seis (06) años.

Modificación del numeral VI) del literal b) del artículo 139°, establecida por el D.S.N° 010-2009-EM, publicado el 06/02/2009.

- VII) En el caso de los Sistemas Complementarios de Transmisión, excepto aquellos a que se refiere el literal c) del numeral 27.2 del Artículo 27° de la Ley N° 28832, OSINERGMIN evaluará la necesidad de mantener en uso la correspondiente instalación de transmisión con una anticipación de dos (02) años previos a la finalización del periodo de recuperación a que se refiere el numeral II) anterior. De ser necesario, se establecerá el nuevo plazo de operación. Asimismo, el Costo Medio Anual reconocerá únicamente los Costos de Explotación. En caso de tratarse de instalaciones comprendidas en Contratos de Concesión de SCT se aplicará lo dispuesto en el Reglamento de Transmisión.

Modificación del numeral VII) del literal b) del artículo 139°, establecida por el D.S.N° 010-2009-EM, publicado el 06/02/2009.

c) Configuración del Sistema Eléctrico a Remunerar

- I) Para el caso de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión que son parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es el resultado de iniciativa propia de uno o varios agentes, el costo de inversión se calculará de acuerdo con la configuración del sistema definido en el referido Plan de Transmisión.

- II) Para el caso de las instalaciones a que se refiere el literal c) del numeral 27.2 del Artículo 27° de la Ley N° 28832 y de las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, excepto aquellas a que se refiere el numeral I) del literal b) del presente Artículo, el costo de inversión tendrá en cuenta la configuración de un Sistema Económicamente Adaptado.
- III) Para el caso de las instalaciones comprendidas en un Contrato de Concesión de SCT, el Sistema Eléctrico a Remunerar corresponde a la configuración del sistema eléctrico establecido en el correspondiente Contrato.

Modificación del numeral III) del literal c) del artículo 139°, establecida por el D.S.N° 010-2009-EM, publicado el 06/02/2009.

- IV) Para el caso de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión, excepto aquellas a que se refiere los numerales I), II) y III) precedentes, el costo de inversión se calculará con la configuración del sistema definido en el Plan de Inversiones correspondiente.

Modificación del numeral IV) del literal c) del artículo 139°, establecida por el D.S.N° 010-2009-EM, publicado el 06/02/2009.

d) Frecuencia de Revisión y Actualización

- I) El Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión del Plan de Inversiones se fijará preliminarmente en cada proceso regulatorio.

Modificación del numeral I) del literal d) del artículo 139°, establecida por el D.S. N° 021-2009-EM, publicado el 01/04/2009.

- II) El Costo Medio Anual, de las instalaciones de transmisión, a que se refiere el numeral II) del literal b) del presente Artículo, se establecerá de forma definitiva con base a los costos estándares de mercado vigentes a la fecha de su entrada en operación comercial. Este costo se actualizará en cada proceso regulatorio conjuntamente con la fijación de Compensaciones y Peajes.

Modificación del numeral II) del literal d) del artículo 139°, establecida por el D.S. N° 021-2009-EM, publicado el 01/04/2009.

- III) La fijación de Compensaciones y Peajes y sus fórmulas de actualización se realizará cada cuatro años según se establece en el literal i) siguiente.
- IV) El cálculo de la Liquidación Anual y el correspondiente reajuste de Peajes se realizará cada año según se establece en el numeral VII) del literal i) siguiente.
- V) El Costo Medio Anual de las instalaciones comprendidas en un Contrato de Concesión de SCT se fijará antes de la entrada en operación de dichas instalaciones y se actualizará anualmente con la fórmula de actualización que para tal fin se establezca en el respectivo Contrato. El reajuste del Peaje correspondiente se realizará conforme al procedimiento que apruebe el OSINERGMIN, de manera que el titular recupere el Costo Medio Anual.

Modificación del numeral V) del literal d) del artículo 139°, establecida por el

D.S.N° 010-2009-EM, publicado el 06/02/2009.

VI) En cada proceso regulatorio se deberá prever las siguientes etapas:

VI.1) Aprobación del Plan de Inversiones.

VI.2) Dentro del plazo de veinte (20) días hábiles contados a partir de la aprobación del Plan de Inversiones, los concesionarios presentarán una solicitud al Ministerio, con copia a OSINERGMIN, identificando los proyectos del Plan de Inversiones que consideran deben ser licitados conforme al numeral 3.6 del Artículo 3° del Reglamento de Transmisión.

Dentro de los veinte (20) días hábiles posteriores al vencimiento del plazo indicado en el párrafo anterior, el Ministerio se pronunciará sobre lo solicitado y, de ser el caso, identificará los proyectos que serán licitados, quedando los demás proyectos dentro de los alcances del Plan de Inversiones.

En los plazos y formatos que establezca el Ministerio, los concesionarios presentarán al Ministerio el expediente técnico de cada uno de los proyectos identificados conforme al párrafo anterior. El expediente técnico debe contener, como mínimo, los estudios de ingeniería, el presupuesto referencial, los planos de rutas de los líneas y la ubicación de subestaciones.

VI.3) Aprobación de los Peajes conforme al literal i) del presente artículo, sin considerar los costos de las instalaciones a que se refiere el párrafo precedente. Los Peajes aprobados se reajustarán posteriormente a fin de reconocer los costos de estas instalaciones, conforme al procedimiento referido en el numeral V) anterior.

Adición del numeral VI) del literal d) del artículo 139°, establecida por el D.S. N° 021-2009-EM, publicado el 01/04/2009.

e) Responsabilidad de Pago

- I) A los titulares de generación que utilicen de manera exclusiva instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, se les asignará el 100% del pago de dichas instalaciones.
- II) A la demanda de una determinada área atendida de forma exclusiva por instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, se le asignará el 100% del pago de dichas instalaciones.
- III) Para las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión no contempladas en ninguno de los casos anteriores, OSINERGMIN definirá la asignación de responsabilidad de pago a la generación o a la demanda, o en forma compartida entre ambas. Para ello, deberá tener en cuenta el uso y/o el beneficio económico que cada instalación proporcione a los generadores y/o demanda, así como lo dispuesto por el cuarto párrafo de la Sexta Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832.

- IV) La responsabilidad de pago de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión que son parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es el resultado de iniciativa propia de uno o varios agentes, se realizará conforme a los criterios señalados en el numeral III) anterior. El pago de las instalaciones correspondientes a un Contrato de Concesión de SCT se asignará 100% a la demanda comprendida dentro del área que designe OSINERGMIN.

Modificación del numeral IV) del literal e) del artículo 139°, establecida por el D.S.N° 010-2009-EM, publicado el 06/02/2009.

- V) A la demanda de una determinada área atendida de forma exclusiva por instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión diferentes de aquellas a que se refieren el numeral IV) precedente y el literal c) del numeral 27.2 del Artículo 27° de la Ley N° 28832, se le asignará el 100% del pago de dichas instalaciones.
- VI) La asignación de la responsabilidad de pago entre la demanda y la generación de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión a que se refieren los numerales IV) y V) precedentes, se determinará por única vez.
- VII) 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 el procedimiento que establezca OSINERGMIN.

f) Liquidación Anual

- I) Para las instalaciones que son remuneradas por la demanda se deberán incorporar, mediante liquidaciones anuales, las diferencias entre los Ingresos Esperados Anuales para el año anterior y lo que correspondió facturar en dicho periodo.
- II) Para el caso de las instalaciones a que se refiere el numeral V) del literal e) del presente Artículo, la liquidación anual de ingresos deberá considerar, además, un monto que refleje:
- II).1 El desvío entre las fechas previstas en el Plan de Inversiones de la fijación anterior y las fechas efectivas de puesta en servicio de las instalaciones de transmisión.
- II).2 Los retiros de operación definitiva de instalaciones de transmisión.
- II).3 La diferencia entre las características de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las características de las instalaciones realmente puestas en servicio. Cuando las diferencias impliquen un mayor costo, deberán ser sustentadas por los titulares y aprobadas por OSINERGMIN.

Modificación del numeral II) del literal f) del artículo 139°, establecida por el D.S. N° 010-2009-EM, publicado el 06/02/2009.

- II).4 La diferencia entre los costos estándares empleados en la fijación

preliminar del Costo Medio Anual (numeral I, del literal d) precedente) y los costos estándares vigentes en el periodo de liquidación. Este criterio se debe aplicar por una sola vez a cada proyecto, en la liquidación inmediata posterior a su entrada en operación.

Adición del numeral II).4 del literal f) del artículo 139°, establecida por el D.S. N° 021-2009-EM, publicado el 01/04/2009.

- III) Para efectos de la liquidación anual, los ingresos mensuales se capitalizarán con la Tasa Mensual.
- IV) El procedimiento de detalle será establecido por OSINERGMIN.

g) Peajes por Terceros

Los cargos que corresponden asumir a terceros por instalaciones construidas por acuerdo de partes, serán determinados por OSINERGMIN a solicitud de los interesados.

h) Determinación de Compensaciones

Las Compensaciones que corresponde pagar a los generadores conforme al literal e) del presente Artículo, se calcularán a partir del Costo Medio Anual aplicando la Tasa Mensual.

i) Determinación de Peajes

- I) Las instalaciones de transmisión asignadas a la demanda, se agruparán por áreas a ser definidas por OSINERGMIN.
- II) Para cada área se determinará un Peaje único por cada nivel de tensión.
- III) Para instalaciones de transmisión comprendidas en la red de muy alta tensión que defina el OSINERGMIN, el cálculo de los Peajes deberá tomar en cuenta los ingresos tarifarios originados por los factores nodales de energía y factores de pérdidas marginales de potencia.
- IV) El Peaje, expresado en ctm S/ ./kWh, que será pagado por los usuarios de una determinada área, será calculado como el cociente del valor actualizado del Costo Medio Anual y de la demanda de cada área para un periodo no menor de cuatro (04) años que será determinado por OSINERGMIN. El flujo esperado de ingresos del titular de transmisión deberá permitir recuperar la inversión en un periodo de hasta treinta (30) años.

Modificación del numeral IV) del literal i) del artículo 139°, establecida por el D.S. N° 010-2009-EM, publicado el 06/02/2009.

- V) El precio en las barras del Sistema Secundario de Transmisión o del Sistema Complementario de Transmisión, incluirá el Peaje correspondiente.
- VI) Para la expansión de Precios en Barra en los Sistemas Secundarios de Transmisión o Sistemas Complementarios de Transmisión no comprendidas en el numeral III) anterior, se utilizarán factores de pérdidas medias.

VII) Los Peajes se reajustarán anualmente para incluir los efectos de la liquidación anual a que se refiere el literal f) anterior.

El OSINERGMIN elaborará y aprobará todos los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.

Modificación establecida por el D.S. N° 021-2009-EM, publicado el 01/04/2009.

Modificación establecida por el D.S. N° 010-2009-EM. Publicado el 06/02/2009.

Modificación establecida por el D.S. N° 027-2007-EM, publicado el 17/15/2007.

Modificación establecida por el D.S. N° 008-2006-EM, publicado el 20/01/2006

Modificación establecida por el D.S. N° 017-2000-EM, publicado el 18/09/2000.

Modificación establecida por el D.S. N° 004-99-EM, publicado el 20/03/1999.

Artículo 140º.- Cualquier generador, transmisor, distribuidor o usuario, que se conecte al sistema interconectado, deberá respetar los estándares y procedimientos aprobados por las autoridades competentes.

Modificación establecida por el D.S. N° 017-2000-EM, publicado el 18/08/2000.

Modificación establecida por el D.S. N° 004-99-EM, publicado el 20/03/1999.

Artículo 141º.- El Peaje de Conexión y el Peaje Secundario correspondiente al Sistema Secundario, así como sus factores de reajuste, que fije la Comisión, serán publicados en el Diario Oficial "El Peruano" por una sola vez, con una anticipación de quince (15) días calendario a su entrada en vigencia.

PRECIOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 142º.- Los costos asociados al usuario, que se tomarán en cuenta para el cálculo del Valor Agregado de Distribución son los costos unitarios de facturación, que comprenda la lectura, el procesamiento y emisión de la misma, su distribución y la comisión de cobranza, considerando una gestión empresarial eficiente. Tratándose del sistema prepago de electricidad, la tarifa deberá reflejar las variaciones que se presenten en el costo de comercialización asociados al usuario.

Modificación establecida por el D.S. N° 007-2006-EM, publicado el 20/01/2006.

Artículo 143º.- Las pérdidas estándares a considerar para el cálculo del Valor

Agregado de Distribución comprenderán las pérdidas físicas y las comerciales.

Las pérdidas físicas serán las resultantes del cálculo efectuado considerando la caída de tensión máxima, especificada en la norma de calidad, según el artículo 64° del Reglamento.

Las pérdidas comerciales a reconocer no podrán ser superiores al 50% de las pérdidas físicas.

Modificación establecida por el D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/10/1997.

Artículo 144°.- La anualidad de la inversión a que se refiere el Artículo 65° de la Ley, será calculada multiplicando al monto de la inversión el factor de recuperación de capital, obtenido éste con una vida útil de 30 años y la Tasa de Actualización establecida en el Artículo 79° de la Ley.

Artículo 145°.- La Comisión determinará, mediante consultoría, las características, el número de Sectores de Distribución Típicos y los factores de ponderación a emplearse para la fijación tarifaria.

Los resultados obtenidos serán sometidos por la Comisión a la aprobación de la Dirección, quién establecerá los respectivos Sectores de Distribución Típicos, dentro de un plazo máximo de quince (15) días calendario de presentada la propuesta. Si vencido el plazo, la Dirección, no se pronunciara, la propuesta quedará aprobada.

Artículo 146°.- Para la elaboración de los estudios de costos destinados a la determinación del Valor Agregado de Distribución, en cada fijación tarifaria, se tomarán las siguientes previsiones:

- a) Ninguna empresa consultora podrá analizar más de un Sector de Distribución Típico;
- b) La Comisión seleccionará las concesiones en las que se evaluarán cada uno de los Sectores de Distribución Típicos; y,
- c) Los Sectores de Distribución Típicos elegidos para una fijación tarifaria, no podrán ser nuevamente utilizados para la siguiente, salvo que sean únicos.

Artículo 147°.- La Comisión determinará el Valor Agregado de Distribución para cada concesión mediante la suma de los productos del Valor Agregado de Distribución de cada Sector Típico por su correspondiente factor de ponderación.

Los Valores Agregados resultantes considerarán factores de simultaneidad que ajusten la demanda total de la concesión a la suma de la potencia contratada con sus usuarios y las respectivas pérdidas y será expresado como un cargo por unidad de potencia.

Artículo 148º.- Para el cálculo de la Tasa Interna de Retorno, los concesionarios deberán proporcionar a la Comisión la información a que se refieren los incisos a) y b) del Artículo 70º de la Ley en la forma y condiciones que ésta determine.

La Comisión verificará y calificará la información proporcionada determinando los montos a incluirse en los respectivos cálculos.

Artículo 149º.- Para el cálculo de la Tasa Interna de Retorno, la Comisión procederá de la siguiente manera:

- a) Conformará conjuntos de concesiones en los que sus Valores Agregados de Distribución no difieran en más de 10%; y,
- b) Obtendrá, para cada conjunto, valores totales de ingresos, de costos y de Valores Nuevos de Reemplazo de las concesiones conformantes.

Para efectos del cálculo de la Tasa Interna de Retorno, los ingresos y costos de compra de electricidad derivados de suministros no sujetos a regulación de precios, se determinarán con las tarifas aplicables a los usuarios regulados.

Modificación establecida por el D.S. N° 017-2000-EM, publicado el 18/09/2000.

Artículo 150º.- Los costos que se reconozcan para el cálculo de la Tasa Interna de Retorno serán los siguientes:

- a) Energía adquirida a terceros;
- b) Gastos de personal, incluyendo los beneficios sociales;
- c) Suministros diversos;
- d) Servicios prestados por terceros;
- e) Cargas diversas de gestión; y,
- f) Pérdidas estándares, calculadas de acuerdo a lo establecido en el Artículo 143º del Reglamento.

Corresponde a la Comisión la evaluación y calificación de dichos costos los que deberán corresponder a valores estándares internacionales aplicables al medio, guardando relación de causalidad directa con la prestación del servicio.

Artículo 151º.- Las tarifas definitivas y sus fórmulas de reajuste, a que se refiere el Artículo 72º de la Ley, para su publicación deberán estructurarse como fórmulas tarifarias que señalen explícitamente y, en forma independiente, los siguientes componentes:

- a) Tarifa en Barra;

- b) Costos del Sistema Secundario de Transmisión, cuando corresponda; y,
- c) Valor Agregado de Distribución.

Artículo 152º.- La Comisión dispondrá la publicación de las fórmulas tarifarias, a que se refiere el artículo anterior, en el Diario Oficial "El Peruano" por una sola vez, con una anticipación de quince (15) días calendario a su entrada en vigencia.

Los concesionarios de distribución, a su vez, deberán publicar las tarifas expresadas en valores reales, resultantes de la aplicación de las fórmulas tarifarias emitidas por la Comisión, en el diario de mayor circulación donde se ubica la concesión. Igualmente, está obligado a exhibir dichos valores en sus oficinas de atención al público.

Artículo 153º.- Antes de seis meses de concluir el período de vigencia de las tarifas de distribución, la Comisión deberá poner en conocimiento de las empresas de distribución los términos de referencia para la ejecución del estudio de costos, la definición de los Sectores de Distribución Típicos y la relación de empresas consultoras precalificadas.

DISPOSICIONES DIVERSAS SOBRE TARIFAS

Artículo 154º.- Los factores a considerar para el reajuste de todas las tarifas podrán ser:

- a) Índice de precios al por mayor;
- b) Promedio General de Sueldos y Salarios;
- c) Precio de combustible;
- d) Derechos arancelarios;
- e) Precio internacional del cobre y/o del aluminio; y,
- f) Tipo de cambio.

Artículo 155º.- Las solicitudes de reconsideración, a que se refiere el Artículo 74º de la Ley, podrán ser efectuadas por OSINERG, en representación de los usuarios.

El recurso de reconsideración deberá ser presentado con los respectivos estudios

técnicos y/o documentación sustentatoria.

Modificación establecida por el D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/10/1997.

Artículo 156º.- Se considerarán causas atribuibles a la Comisión, para los efectos de los Artículos 54° y 75° de la Ley, el no fijar las tarifas en los plazos que señala la Ley y el Reglamento, no obstante que los respectivos COES o concesionarios hayan cumplido con la entrega oportuna de la documentación correspondiente. En estos casos, las empresas deberán efectuar la publicación de las tarifas a aplicarse con no menos de quince (15) días calendario de anticipación.

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

Artículo 158º.- El período de construcción a considerarse, para la fijación del Valor Nuevo de Reemplazo, será determinado teniendo en cuenta la magnitud de la obra y las condiciones geográficas en que ésta se desarrolla.

Artículo 159º.- El concesionario debe poner en conocimiento de la Comisión, en los plazos y oportunidades que ésta determine, toda inversión en obras de distribución que aumente su Valor Nuevo de Reemplazo.

La Comisión podrá rechazar fundadamente la incorporación de bienes físicos y/o derechos que estime innecesarios y/o excesivos, comunicando al concesionario en un plazo máximo de tres meses. A falta de esta comunicación, se dará por incorporado.

El concesionario comunicará anualmente a la Comisión el retiro de las instalaciones innecesarias para la prestación del servicio, a fin de ser excluidas del respectivo Valor Nuevo de Reemplazo.

Artículo 160º.- La Tasa de Actualización fijada por el Artículo 79° de la Ley, sólo podrá ser revisada cuando los factores que inciden en su determinación hayan sufrido alteraciones significativas que pudieran justificar su modificación.

La Comisión, por iniciativa propia, o a solicitud de los concesionarios podrá encargar la ejecución de los estudios siguiendo el procedimiento establecido en la Ley.

Artículo 161º.- Las entidades dedicadas a las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, están autorizados a cobrar por sus acreencias, la tasa de interés compensatorio y el recargo por mora establecidos en el Artículo 176° del Reglamento.

Igualmente, están obligadas a reconocer a sus usuarios estas mismas tasas en los casos en que no hubiesen hecho efectiva las compensaciones establecidas en la Ley y el Reglamento, en los plazos fijados en dichas normas.

Artículo 162º.- La Comisión, semestralmente, emitirá un informe técnico que contenga lo previsto en el Artículo 81º de la Ley para su difusión entre todas las instituciones del Sub Sector Eléctrico; simultáneamente, publicará un informe resumen en el Diario Oficial "El Peruano" por una sola vez.

TÍTULO VI

PRESTACIÓN DEL SERVICIO PÚBLICO DE ELECTRICIDAD

Artículo 163º.- Para la obtención de un suministro de energía eléctrica, el usuario solicitará al concesionario el servicio respectivo y abonará el presupuesto de instalación que incluya el costo de la acometida, del equipo de medición y protección y su respectiva caja. Esta inversión quedará registrada a favor del predio. El usuario deberá abonar al concesionario, mensualmente, un monto que cubra su mantenimiento y que permita su reposición en un plazo de 30 años. Cuando la instalación comprenda un equipo de medición estático monofásico de medición simple, se considerará únicamente para este equipo, una vida útil no menor de quince (15) años.

Modificación establecida por el D.S. N° 022-2008-EM, publicado el 04/04/2008.

Tratándose de suministro con sistema prepago de electricidad, el monto mensual por mantenimiento y reposición a que se hace referencia en el párrafo anterior, será deducido de la primera compra de energía de cada mes. Cuando el usuario deje de comprar energía durante períodos mayores a un mes, ese monto mensual se acumulará y será deducido de la siguiente compra de energía.

Modificación establecida por el D.S. N° 007-2006-EM, publicado el 20/01/2006.

Artículo 164º.- El concesionario podrá abstenerse de atender solicitudes de nuevos suministros, a aquellos solicitantes que tengan deudas pendientes de pago, derivadas de la prestación del servicio en el mismo predio o en otro ubicado en la concesión.

Modificación establecida por el D.S. N° 007-2006-EM, publicado el 20/01/2006.

Artículo 165º.- Cuando un usuario obtiene un suministro de Servicio Público de Electricidad, deberá suscribir el correspondiente contrato con el concesionario. El contrato constará en formulario y contendrá las siguientes especificaciones:

- a) Nombre o razón social del concesionario;
- b) Nombre o razón social del usuario, quien deberá acreditar ser propietario, o la autorización del propietario, o contar con certificado o constancia de posesión, del predio en el que se instalará el suministro;

Modificación del literal b) establecido por el D.S. N° 022-2008-EM, publicado el 04/04/2008.

- c) Ubicación del lugar del suministro y determinación del predio a que está destinado el servicio;
- d) Clasificación del usuario de acuerdo al tipo de suministro;
- e) Características del suministro;
- f) Potencia contratada y plazo de vigencia;
- g) Tarifa aplicable; y,
- h) Otras condiciones relevantes, previstas en la Ley y el Reglamento.

El concesionario deberá entregar al usuario copia del respectivo contrato.

Artículo 166°.- Las contribuciones reembolsables que podrá exigir el concesionario para el financiamiento de la extensión de las instalaciones hasta el punto de entrega, serán establecidas según las modalidades b) o c) del Artículo 83° de la Ley, a elección del usuario.

Artículo 167°.- Una vez determinado el importe de las contribuciones de los usuarios, deberá concretarse la modalidad y fecha del reembolso, dentro de los treinta (30) días calendario siguientes. De no efectuarse el reembolso en la fecha acordada, el concesionario deberá abonar el interés compensatorio y el recargo por mora establecidos en el Artículo 176° del Reglamento, hasta su cancelación.

Artículo 168°.- Si se produjera la interrupción total o parcial del suministro, a que se refiere el Artículo 86° de la Ley, el concesionario de distribución deberá compensar al usuario bajo las siguientes condiciones:

- a) Todo período de interrupción que supere las cuatro horas consecutivas, deberá ser registrado por el concesionario. El usuario podrá comunicar el hecho al concesionario para que se le reconozca la compensación;
- b) La cantidad de energía a compensar se calculará multiplicando el consumo teórico del usuario por el cociente resultante del número de horas de interrupción y el número total de horas del mes.

El consumo teórico será determinado según lo establecido en el segundo párrafo del Artículo 131° del Reglamento; y,

- c) El monto a compensar se calculará aplicando a la cantidad de energía, determinada en el inciso precedente, la diferencia entre el Costo de Racionamiento y la tarifa por energía correspondiente al usuario.

Igualmente se procederá a efectivizar los correspondientes descuentos en los cargos fijos de potencia por la parte proporcional al número de horas interrumpidas y el número total de horas del mes;

La compensación se efectuará mediante un descuento en la facturación del usuario, correspondiente al mes siguiente de producida la interrupción.

Para este efecto no se considerarán las interrupciones programadas y comunicadas a los usuarios con 48 horas de anticipación;

Artículo 169°.- Corresponde a OSINERG la comprobación y calificación de la causa de fuerza mayor a que se refiere el Artículo 87° de la Ley.

Modificación establecida por el D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/10/1997.

Artículo 170°.- Se considera como punto de entrega, para los suministros en baja tensión, la conexión eléctrica entre la acometida y las instalaciones del concesionario.

En los casos de media y alta tensión, el concesionario establecerá el punto de entrega en forma coordinada con el usuario, lo que deberá constar en el respectivo contrato de suministro.

Artículo 171°.- El equipo de medición deberá ser precintado por el concesionario en el momento de su instalación y en cada oportunidad en que efectúe intervenciones en el mismo. Dichas intervenciones deberán ser puestas, previamente, en conocimiento del usuario mediante constancia escrita.

Artículo 172°.- El equipo de medición pospago deberá estar ubicado en lugar accesible para el respectivo control por parte del concesionario. De no cumplirse con este requisito de accesibilidad, el concesionario queda autorizado a efectuar la facturación empleando un sistema de promedios. De no existir información adecuada para este sistema se estimará el consumo mensual multiplicando la potencia contratada por 240 horas.

Este sistema de facturación podrá efectuarse por un período máximo de seis meses, al cabo del cual y previa notificación al usuario, con treinta (30) días calendario de anticipación, el concesionario procederá a efectuar el corte del suministro.

tro, debiendo verificar y liquidar los consumos reales.

Si se hubieran producido consumos mayores a los facturados, éstos deberán ser pagados por el usuario al concesionario a la tarifa vigente en la fecha de liquidación, en una sola cuota y dentro del período de cobranza. En el caso contrario, de haberse producido consumos menores a los facturados, el concesionario deberá reembolsar la diferencia al usuario, valorizada a la tarifa vigente, en el mes siguiente de efectuada la liquidación.

El equipo de medición prepago del tipo mono-cuerpo se instalará al interior del predio del usuario, quien autorizará al concesionario el acceso al mismo las veces que éste lo requiera; tratándose de equipos de medición prepago del tipo bi-cuerpo, la unidad de medición se instalará al exterior del predio del usuario, y al interior del mismo la respectiva unidad de control. Para ambos tipos de medidor prepago, el concesionario establecerá las medidas de seguridad que estime conveniente.

Modificación establecida por el D.S. N° 007-2006-EM, publicado el 20/01/2006.

Artículo 173°.- Cuando el equipo de medición sufriera deterioros debido a defectos en las instalaciones internas del usuario, éste deberá abonar el reemplazo o reparación del equipo de medición dañado y reparar sus instalaciones internas.

En este caso, el concesionario queda facultado a suspender el servicio y a restituirlo sólo una vez superadas satisfactoriamente las anomalías y/o efectuados los pagos correspondientes.

Artículo 174°.- Para la atención de nuevos suministros o para los casos de ampliación de la potencia contratada, a que se refiere el Artículo 89° de la Ley, el concesionario está autorizado a exigir al interesado, una contribución con carácter reembolsable, calculada según lo establecido en el inciso a) del Artículo 83° de la Ley.

Artículo 175°.- Los concesionarios considerarán en las facturas por prestación del servicio, los detalles de los conceptos facturados en concordancia con lo que establezca la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. Asimismo considerará cuantomenos lo siguiente:

- a) Para el sistema pospago: La fecha de emisión y la de vencimiento para su cancelación sin recargos, entre ambas fechas deberán transcurrir quince (15) días calendario como mínimo.
- b) Para el sistema prepago: La fecha y hora de emisión, el monto total pagado, la cantidad de energía acreditada, el número de compra o de la transferencia de crédito al usuario en el respectivo año.

Modificación establecida por el D.S. N° 007-2006-EM, publicado el 20/01/2006.

Artículo 176°.- Los concesionarios podrán aplicar a sus acreencias relacionadas con la prestación del Servicio Público de Electricidad un interés compensatorio y un recargo por mora.

El interés compensatorio será aplicable desde la fecha de vencimiento del comprobante de pago hasta su cancelación. A partir del décimo día se aplicará en adición a dicho interés, un recargo por mora equivalente al 15% de la tasa del referido interés compensatorio hasta que la obligación sea cancelada.

La tasa máxima de interés compensatorio aplicable será el promedio aritmético entre la tasa activa promedio en moneda nacional (TAMN) y la tasa pasiva promedio en moneda nacional (TIPMN)., que publica diariamente la Superintendencia de Banca y Seguros.

El concesionario informará al cliente que lo solicite el tipo de interés y los plazos aplicados.

Modificación establecida por el D.S. N° 011-2003-EM, publicado el 21/03/2003.

Modificación establecida por el D.S. N° 006-98-EM, publicado el 18/02/1998.

Artículo 177°.- El concesionario, en los casos de consumos de energía sin su autorización, a que se contrae el inciso b) del Artículo 90° de la Ley, queda facultado para:

- a) Calcular la cantidad de energía consumida, multiplicando la carga conectada sin autorización por 240 horas mensuales para los usos domésticos y por 480 horas mensuales para los usos no domésticos, considerando un período máximo de doce meses;
- b) Valorizar la cantidad de energía consumida aplicando la tarifa vigente a la fecha de detección, correspondiente al tipo de servicio utilizado, considerando los intereses compensatorios y recargos por mora correspondientes; y,
- c) Solicitar a la Dirección o, a quien ésta designe en las localidades ubicadas fuera de la Capital de la República, la aplicación de las multas que señala el Artículo 202° del Reglamento.

Cumplido el pago de las obligaciones que emanan de los incisos que anteceden, el usuario deberá regularizar de inmediato la obtención del suministro, cumpliendo los requisitos establecidos en la Ley y el Reglamento.

Artículo 178°.- Los concesionarios están autorizados a cobrar un cargo mínimo mensual a aquellos usuarios, cuyos suministros se encuentren cortados o hayan solicitado suspensión temporal del servicio, que cubra los costos asociados al usuario establecidos en el inciso a) del Artículo 64° de la Ley. Para los suministros con tarifas binomias se les aplicará además los cargos fijos por potencia contratada por el plazo contractual.

Si la situación de corte se prolongara por un período superior a seis meses, el contrato de suministro quedará resuelto y el concesionario facultado a retirar la conexión.

Artículo 179°.- La reconexión del suministro sólo se efectuará cuando se hayan superado las causas que motivaron la suspensión y el usuario haya abonado al concesionario los consumos y cargos mínimos atrasados, más los intereses compensatorios y recargos por moras a que hubiera lugar, así como los correspondientes derechos de corte y reconexión.

Artículo 180°.- Los importes de corte y reconexión deberán cubrir los costos eficientes en que se incurra para su realización.

El OSINERG aprobará los importes máximos de corte y reconexión correspondientes y la periodicidad de su vigencia, sobre la base de los criterios y procedimientos que establezca al efecto.

Modificación establecida por el D.S. N° 039-2003-EM, publicado el 13/11/2003.

Modificación establecida por el D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/01/1997.

Artículo 181°.- Los usuarios podrán solicitar al concesionario la contrastación de los equipos de medición del suministro.

Si los resultados de la contrastación demuestran que el equipo opera dentro del margen de precisión, establecido en las Normas Técnicas para el tipo suministro, el usuario asumirá todos los costos que demande efectuarlo.

Si el equipo no se encontrase funcionando dentro del margen de precisión, señalado en el párrafo anterior, el concesionario procederá a reemplazar el equipo y recalcular y refacturar los consumos de energía. En este caso los costos de la contrastación serán asumidos por el concesionario.

En ambos casos la refacturación de los consumos se efectuará según lo establecido en el Artículo 92° de la Ley.

Último párrafo según D.S. N° 02-94-EM, publicado el 11/10/1994.

Artículo 182°.- La contrastación de los equipos de medición será de responsabilidad del INDECOPI, quien deberá celebrar convenios con entidades privadas especializadas para la realización de tal actividad.

Artículo 183°.- El usuario, cuando considere que el Servicio Público de Electricidad que tienen contratado no se les otorga de acuerdo a lo previsto en la Ley, el Reglamento, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, el contrato

de concesión y el respectivo contrato de suministro, podrá presentar su reclamo a la empresa concesionaria.

Si dentro del plazo máximo de treinta (30) días hábiles de interpuesta la reclamación o el recurso de reconsideración respectivo, el concesionario no subsanara lo reclamado o no emitiera resolución se considerará fundado, en todo aquello que legalmente corresponda.

Si el usuario no estuviese conforme con la reclamación del concesionario podrá acudir a OSINERG a fin que este resuelva en última instancia administrativa.

Modificación establecida por el D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/10/1997.

Modificación establecida por el D.S. N° 006-98-EM, publicado el 18/02/1998.

Modificación establecida por el D.S. N° 033-99-EM, publicado el 23/08/1999.

Artículo 184°.- La facturación por servicio de alumbrado publico de la concesión, no debera exceder del 5% del monto facturado total y sera distribuida entre los usuarios en importes calculados de acuerdo a los siguientes factores de proporción:

- a) 1 Para usuarios con un consumo igual 0 inferior a 30 kWh;
- b) 7 Para usuarios con un consumo superior a 30 kW.h hasta 100 kWh;
- c) 12 Para usuarios con un consumo superior a 100 kWh hasta 150 kWh;
- d) 25 Para usuarios con un consumo superior a 150 kWh hasta 300 kWh;
- e) 35 Para usuarios con un consumo superior a 300 kWh hasta 500 kWh;
- f) 70 Para usuarios con un consumo superior a 500 kWh hasta 750 kWh;
- g) 80 Para usuarios con un consumo superior a 750 kWh hasta 1 000 kWh;
- h) 120 Para usuarios con un consumo superior a 1 000 kWh hasta 1 500 kWh;
- i) 140 Para usuarios con un consumo superior a 1 500 kWh hasta 3 000 kWh;
- j) 150 Para usuarios con un consumo superior a 3 000 kWh hasta 5 000 kWh;
- k) 250 Para usuarios con un consumo superior a 5 000 kWh hasta 7 500 kWh;
- l) 300 Para usuarios con un consumo superior a 7 500 kWh hasta 10000 kWh;
- m) 400 Para usuarios con un consumo superior a 10000 kWh hasta 12 500 kWh;
- n) 500 Para usuarios con un consumo superior a 12500 kWh hasta 15000 kWh;
- o) 700 Para usuarios con un consumo superior a 15000 kWh hasta 17500 kWh;
- p) 900 Para usuarios con un consumo superior a 17500 kWh hasta 20 000 kWh;
- q) 1 100 Para usuarios con un consumo superior a 20000 kWh hasta 25000 kWh;

- r) 1 250 Para usuarios con un consumo superior a 25000 kWh hasta 30 000 kWh;
- s) 1 500 Para usuarios con un consumo superior a 30000 kWh hasta 50 000 kWh;
- t) 1 750 Para usuarios con un consumo superior a 50000 kWh hasta 75 000 kWh;
- u) 2 000 Para usuarios con un consumo superior a 75000 kWh hasta 100000 kWh;
- v) 3 000 Para usuarios con un consumo superior a 100000 kWh hasta 200 000 kWh;
- w) 4 000 Para usuarios con un consumo superior a 200 000 kWh hasta 400 000 kWh;
- x) 5 000 Para usuarios con un consumo superior a 400 000 kWh.

Tratándose del sistema prepago, el factor de proporción se deducirá considerando un estimado de consumo promedio mensual de energía. Este consumo promedio mensual se estimará, multiplicando la demanda media de potencia por el número de horas del mes en el que se realiza la nueva y primera compra de energía. La demanda media de potencia se determinará de la relación entre:

- I) La compra acumulada de energía en el periodo comprendido desde la primera compra (inclusive) del último mes que se adquirió energía, hasta un día antes de la fecha en que se realiza la nueva y primera compra de energía del mes; y,
- II) El número de horas del mismo periodo, al cual se descuenta la correspondiente duración real acumulada de interrupciones del suministro que hayan ocurrido en dicho periodo.

Para usuarios del sistema prepago, de los cuales no exista historia de consumo de energía, el importe por alumbrado público correspondiente a su primer mes de compra, se deducirá en el siguiente mes que adquiriera energía.

Los concesionarios incorporarán en la factura del usuario, un rubro específico por el servicio del alumbrado público. Tratándose del sistema prepago, el importe correspondiente a ese concepto será deducido, únicamente, de la primera compra de energía del mes. Cuando el usuario no compre energía durante períodos mayores a un mes, el importe por alumbrado público se acumulará y será deducido de la siguiente compra de energía.

El monto de los importes resultantes no podrá ser menor al 0,01% de una UIT ni mayor al 60% de una UIT.

El Ministerio, con un informe del OSINERG, podrá modificar las escalas, los factores de proporción y los porcentajes establecidos en el presente artículo.

Las deudas pendientes que tuvieron los municipios, deberán ser canceladas por éstos, directamente al concesionario.

En aplicación de la Ley N°28790, no están comprendidos en la facturación por servicio de alumbrado público a que se refiere el presente Artículo, los usuarios ubicados dentro de las zonas rurales cuyo suministro de energía eléctrica se requiera

para el bombeo de agua para uso agrícola."

Modificación de los factores de proporción y adición del último párrafo, según el D.S. N° 018-2007-EM, publicado el 24/03/2007.

Modificación establecida por el D.S. N° 007-2006-EM, publicado el 20/01/2006.

Modificación establecida por el D.S. N° 43-94-EM, publicado el 28/10/1994.

Modificación establecida por el D.S. N° 02-94-EM, publicado el 11/01/1994.

Artículo 185º.- De incurrir el municipio en la causal expresada en el artículo precedente, el concesionario no estará obligado a cobrar ningún arbitrio por cuenta del Concejo ni a reanudarlo.

Artículo 186º.- Los municipios para dar su aprobación a la habilitación de tierras o a la construcción de edificaciones, exigirán a los interesados la ubicación y reserva de áreas para subestaciones de distribución, previamente acordada con el concesionario.

Artículo 187º.- Los urbanizadores, para el cumplimiento de la obligación señalada en el Artículo 96º de la Ley, deberán efectuar las coordinaciones del caso con el concesionario.

Artículo 188º.- Los concesionarios, en uso de la facultad conferida por el Artículo 97º de La Ley, deberán efectuar las coordinaciones del caso con las demás entidades que prestan Servicios Públicos, a efectos de minimizar los daños y costos.

Artículo 189º.- La reparación a que se refiere el Artículo 97º de la Ley, deberá concluirse, como máximo, a las 96 horas de iniciado el trabajo que lo originó.

Si la magnitud de los trabajos a ejecutarse, requiere de un plazo mayor, el concesionario los iniciará solicitando simultáneamente, una ampliación del plazo al municipio.

El concesionario deberá cumplir necesariamente con los trabajos dentro del plazo señalado o de las ampliaciones aprobadas.

Artículo 190º.- Los trabajos a que se refiere el Artículo 98º de la Ley, serán ejecutados por el concesionario, para tal efecto se presentará el presupuesto respectivo, que deberá ser cancelado por el interesado y/o quienes lo originen, previamente a su iniciación.

Los pagos que se produzcan en aplicación de lo dispuesto en el párrafo anterior, no darán lugar a ningún tipo de reembolso por parte del concesionario.

Artículo 191º.- La encuesta a que se refiere el Artículo 100º de la ley, se llevará a cabo en el primer trimestre de cada año por una empresa consultora especializada, seleccionada y contratada por el OSINERG entre las que tenga precalificada Dirección, quien establecerá los términos de referencia del contenido de la referida encuesta. En mérito a los resultados obtenidos, OSINERG tomará las acciones correctivas a que hubiera lugar, corroborándolas con los respectivos informes de fiscalización.

Modificación establecida por el D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/10/1997.

Modificación establecida por el D.S. N° 43-94-EM, publicado el 28/10/1994.

TÍTULO VII FISCALIZACIÓN

Artículo 192º.- La fiscalización que determina la Ley en el Artículo 101º, será ejercida por OSINERG.

En las localidades ubicadas fuera de la Capital de la República, dicha labor será efectuada por las respectivas entidades que designe OSINERG, sujetándose a las directivas y normas que ésta les señale.

Modificación establecida por el D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/10/1997.

Artículo 193º.- Las actividades específicas de fiscalización podrán ser encargadas a personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, entre las precalificadas por OSINERG.

Modificación establecida por el D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/10/1997.

Artículo 194º.- La Fiscalización a los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, deberá llevarse a cabo en forma permanente, comprobando el estricto cumplimiento de las obligaciones que les imponen la Ley y el Reglamento, particularmente lo siguiente:

- a) Las obligaciones que de no cumplirse, conllevan a la caducidad de las concesiones y a la cancelación de las autorizaciones;

Modificación establecida por el D.S. N° 038-2001-EM, publicado el 18/07/2001.

- b) Las disposiciones que rigen el correcto funcionamiento de los Comités de Operación Económica del Sistema (COES);
- c) La correcta aplicación de las tarifas a los usuarios que adquieren energía a precio regulado;
- d) Las obligaciones del concesionario para con los usuarios del Servicio Público de Electricidad; y,
- e) Los plazos, procedimientos y demás disposiciones que señalan la Ley y el Reglamento para el ejercicio de la actividad eléctrica.

Artículo 195°.- La OSINERG y las entidades designadas por ésta, en las localidades ubicadas fuera de la Capital de la República, deberán notificar a los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, las infracciones que hayan cometido a disposiciones de la Ley y el Reglamento, para que sean subsanadas y, de ser el caso, aplicarles las respectivas sanciones.

Modificación establecida por el D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/10/1997.

Artículo 196°.- OSINERG está facultada a efectuar, directamente o a través de entidades designadas por ésta en las localidades ubicadas fuera de la Capital de la República, las revisiones e inspecciones a que se contrae la Ley y el Reglamento en las instalaciones de los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

De verificarse la existencia de peligro inminente para la vida de las personas o riesgo grave para las cosas o el medio ambiente, el OSINERG podrá disponer la suspensión inmediata de la actividad que la provoque o el corte del servicio. La reconexión del servicio se efectuará de acuerdo a lo establecido en el Artículo 179° del Reglamento.

Modificación establecida por el D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/10/1997.

Artículo 197°.- Los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, podrán solicitar a OSINERG la ejecución de inspecciones en el caso de producirse situaciones de emergencia en el servicio.

Modificación establecida por el D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/10/1997.

Artículo 198°.- En las intervenciones de fiscalización que efectúe OSINERG, se

levantará un acta que deberá ser suscrita, obligatoriamente, tanto por su representante como por el de la empresa evaluada.

Modificación establecida por el D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/10/1997.

Artículo 199°.- La incorrecta aplicación de las resoluciones de la Comisión dará lugar a que ésta imponga a los concesionarios y entidades que suministran energía a precio regulado, una multa cuyo importe podrá ser entre el doble y el décuplo del monto cobrado en exceso.

Artículo 200°.- Emitida la resolución de multa por la Comisión, según el artículo precedente, el concesionario sólo podrá interponer recurso de reconsideración dentro de un plazo de diez (10) días calendario de notificada. La Comisión deberá emitir la Resolución definitiva dentro de treinta (30) días calendario; quedando así, agotada la vía administrativa.

Artículo 201°.- El OSINERG sancionará a los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación y/o transmisión y/o distribución de energía eléctrica, y/o clientes libres, así como al COES cuando incumpla sus obligaciones previstas en la Ley, el Reglamento o las normas técnicas, con multas equivalentes al importe de 100 000 a 2 000 000 kilovatios-hora, en los siguientes casos, según corresponda:

Modificación establecida por el D.S. N° 038-2001-EM, publicado el 18/07/2001.

- a) Cuando operen sin la respectiva concesión o autorización;
- b) Por incumplimiento de las obligaciones contenidas en los Artículos 31°, 32°, 33°, 34° y 55° de la Ley, a excepción de aquellos que se refieren a la caducidad, las que se rigen por lo específicamente dispuesto en la Ley y el Reglamento;
- c) Por incumplimiento de sus obligaciones como integrante de un Sistema Interconectado, referidas a:
 - I) La entrega de la información a que están obligados dentro de los plazos establecidos, o la entrega de la misma en forma falseada;
 - II) Operar sus unidades generadoras y sistemas de transmisión sin sujeción a lo dispuesto por el Coordinador de la Operación del Sistema.
 - III) Efectuar el mantenimiento mayor de unidades generadoras y equipos de transmisión, sin sujeción al programa definitivo o no hubiere acatado las instrucciones impartidas para el efecto por el Coordinador de la Operación del Sistema.
 - IV) El incumplimiento de cualquier otra disposición vinculada a la operación

que emita el COES y/o el Coordinador de la Operación del Sistema.

- V) No efectuar los pagos por Transferencias y Compensaciones dispuestas por el COES.

Modificación del numeral V) establecida por D.S. N° 004-99-EM, publicado el 20/03/99.

- d) Por incumplimiento de la obligación de compensar a los usuarios, de conformidad a lo dispuesto en los Artículos 57° y 86° de la Ley;
- e) Por no proporcionar, oportunamente, o hacerlo en forma inexacta, los datos e informaciones que establecen la Ley y el Reglamento, así como los contratos de los clientes sujetos a un régimen de libertad de precios;

Modificación del inciso e) establecida por el D.S. N° 017-2000-EM, publicado el 18/09/2000.

- f) Por aplicar tarifas o fórmulas de reajuste fijadas por la Comisión sin la publicación previa a que se refiere el Artículo 152° del Reglamento;
- g) Por no efectivizar el reembolso de las contribuciones efectuadas por los usuarios a que se refiere el Artículo 84° de la Ley;
- h) Por variar las condiciones de suministro sin autorización previa del OSINERG, o sin haber dado el aviso a que se refiere el artículo 87° de la Ley;

Modificación del inciso h) establecida por D.S. N° 004-99-EM, publicado el 20/03/1999.

- i) Por denuncia del municipio, debido a deficiencia comprobada en el servicio de alumbrado público;
- j) Por no registrar las interrupciones a que se refiere el Artículo 168° del Reglamento;
- k) Por destinar a uso diferente los bienes de capital importados que hayan obtenido el fraccionamiento de impuestos a que se refiere el inciso a) del Artículo 106° de la Ley;
- l) Por incumplimiento de las obligaciones relacionadas con el uso de recursos naturales, así como de bienes públicos y de terceros;
- m) Por reiterada infracción a la conservación del Patrimonio Cultural de la Nación, que se encuentre declarado como tal, al momento de ejecutar las obras; y/o del medio ambiente;
- n) No informar oportunamente el retiro de instalaciones innecesarias para el retiro de su Valor Nuevo de Reemplazo;
- o) Por incumplimiento de las disposiciones relativas a fiscalización señaladas en norma expresa aplicable; y,

- p) Por incumplimiento de las normas y disposiciones emitidas por el Ministerio, la Dirección, el OSINERG y la Comisión.

Modificación del inciso c) establecida por D.S. N° 004-99-EM, publicado el 20/03/1999.

Modificación establecida por el D.S. N° 038-2001-EM, publicado el 18/07/2001.

Texto del inciso e) según D.S. N° 017-2000-EM, publicado el 18/09/2000.

Texto de los incisos c)-V), h) y p) según D.S. N° 004-99-EM, publicado el 20/03/1999.

Texto del artículo según D.S. N° 006-98-EM, publicado el 18/02/1998.

Texto del primer párrafo según D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/10/1997.

Texto del inciso f) según D.S. N° 43-94-EM, publicado el 28/10/1994.

Artículo 202º.- OSINERG sancionará a los usuarios con multas equivalentes al importe de 500 a 100 000 kilovatios-hora, en los siguientes casos:

Modificación establecida por el D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/10/1997.

- a) Por usar energía sin la debida autorización del concesionario o por variar unilateralmente las condiciones del suministro;
- b) Por alterar el funcionamiento de los instrumentos de medición y/o de las instalaciones del concesionario; y,
- c) Por incumplimiento de las disposiciones señaladas en la Ley y el Reglamento;

En estos casos el concesionario, deberá presentar los documentos sustentatorios.

Modificación establecida por el D.S. N° 006-98-EM, publicado el 18/12/1998.

Modificación establecida por el D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/10/1997.

Artículo 203º.- Contra las resoluciones de multa, emitidas por OSINERG según los Artículos 201º y 202º del Reglamento, se podrá interponer recurso de reconsideración dentro de un plazo máximo de diez (10) días calendario.

El recurso de reconsideración se resolverá dentro de igual plazo y el fallo podrá ser apelado ante el Consejo Directivo de OSINERG, dentro de los diez (10) días calendario siguientes a su notificación.

La apelación será resuelta dentro del mismo plazo por el Consejo Directivo del OSINERG, como última instancia administrativa.

Modificación establecida por el D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/10/1997.

Artículo 204º.- En caso de reincidencia, las multas establecidas en el Reglamento serán duplicadas.

Artículo 205º.- El importe de las multas, a que se refieren los Artículos 201º y 202º del Reglamento, se calcularán de acuerdo al precio medio de la tarifa monomía de baja tensión a usuario final, vigente en la Capital de la República.

Artículo 206º.- OSINERG propondrá al Ministerio la escala detallada de sanciones y multas así como el procedimiento para su aplicación, lo que será aprobado por Resolución Ministerial.

Modificación establecida por el D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/10/1997.

Artículo 207º.- En las localidades ubicadas fuera de la Capital de la República, la aplicación de sanciones será efectuada por las entidades que designe OSINERG, observando estrictamente las escalas y condiciones señaladas en el artículo precedente.

Únicamente OSINERG y la Comisión están autorizadas a aplicar sanciones derivadas del desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

Modificación establecida por el D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/10/1997.

Artículo 208º.- El importe de las multas será depositado por los sancionados en la respectiva cuenta de OSINERG, dentro de los treinta (30) días calendario siguientes de la fecha de notificación de la resolución que las impone.

Si el sancionado solicitara reconsideración, o formulara la apelación a que tiene derecho según lo dispuesto en el Artículo 203º del Reglamento, y esta no le fuera favorable, deberá abonar conjuntamente con la multa, los intereses compensatorios y recargos por mora que se devenguen en el período comprendido entre la fecha en que debió abonarla originalmente y la fecha en que se produzca la respectiva cancelación.

Los intereses compensatorios y recargos por mora aplicables, son los previstos en el Artículo 176º del Reglamento.

Modificación establecida por el D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/10/81997.

TÍTULO VIII

GARANTÍAS Y MEDIDAS DE PROMOCIÓN A LA INVERSIÓN

Artículo 209º.- El Flujo Neto de Fondos a Futuro para los efectos de la indemnización que se refiere el Artículo 105º de la Ley, será estimado para un período de 25 años y su valor presente será obtenido a la fecha de efectivización de la caducidad.

Artículo 210º.- El monto de indemnización que se debe abonar al concesionario, en aplicación del Artículo 105º de la Ley, será calculado por una empresa consultora especializada, designada por el concesionario entre una de las precalificadas por la Dirección, siendo ésta última quien formulará los términos de referencia y supervisará la ejecución de los estudios.

El estudio deberá ser encargado y ejecutado dentro de un plazo máximo de 60 días calendario de dispuesta la caducidad. A su conclusión, el Ministerio efectuará los trámites pertinentes para su cancelación, dentro de un plazo de treinta (30) días calendario.

Los gastos que demande la ejecución de los estudios necesarios para la valorización serán de cuenta y cargo del Ministerio.

Artículo 211º.- El monto determinado será abonado por el Estado al concesionario al contado, reconociéndole los intereses devengados por el período transcurrido desde la fecha de dispuesta la caducidad y su cancelación.

Los intereses serán calculados aplicando la tasa equivalente al interés compensatorio establecido en el Artículo 176º del Reglamento.

Artículo 212º.- Para otorgar las facilidades a que se contrae el Artículo 106º de la Ley, los concesionarios y empresas solamente presentarán su correspondiente resolución de concesión o autorización.

Artículo 213º.- En aplicación de lo establecido en el Artículo 107º de la Ley, los concesionarios que utilicen la energía y recursos naturales provenientes de las fuentes hidráulicas y geotérmicas del país, están afectos, solamente, al pago de la compensación única por todo concepto a favor del Estado. Esta compensación

será calculada en función a las unidades de energía producidas en la respectiva central de generación.

Artículo 214º.- La compensación única al Estado a que se refiere el artículo precedente, se abonará en forma mensual observando el siguiente procedimiento:

- a) El titular de la central generadora, efectuará una autoliquidación de la retribución que le corresponde, tomando en cuenta la energía producida en el mes anterior y el 1% del precio promedio de la energía a nivel generación;
- b) El monto resultante deberá depositarse en la cuenta que para el efecto determine el Ministerio de Agricultura para los recursos hidroeléctricos y el Ministerio en el caso de recursos geotérmicos; y,
- c) Los depósitos correspondientes serán efectuados por el concesionario, dentro de los primeros diez (10) días calendario del mes siguiente.

La Dirección efectuará anualmente, la verificación de la correcta aplicación de lo dispuesto en el presente artículo.

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.

Segundo párrafo según D.S. N° 43-94-EM, publicado el 28/10/1994.

TÍTULO IX

USO DE BIENES PÚBLICOS Y DE TERCEROS

Artículo 216º.- Las disposiciones del Título IX de la Ley, referidas al uso de bienes públicos y de terceros son de aplicación a las empresas concesionarias que desarrollen las actividades a que se refiere el Artículo 3º de la Ley.

Las empresas no comprendidas en el párrafo precedente y que para el desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica requieran el uso de bienes públicos y de terceros se ceñirán a lo establecido en el Código Civil.

Artículo 217°.- Las servidumbres otorgadas en mérito al Artículo 110° de la Ley, tendrán la misma vigencia que las respectivas concesiones.

Los concesionarios que acrediten la existencia de servidumbre convencional para el desarrollo de las actividades eléctricas, pueden solicitar al Ministerio el reconocimiento de la misma. En todo caso, son de aplicación a la servidumbre convencional las normas de seguridad establecidas en la Ley, el Reglamento y en las normas técnicas pertinentes.

La extinción de la servidumbre así reconocida se registrará por las normas legales que regulan el instrumento de su constitución.

Las servidumbres otorgadas para la realización de estudios, o aquellas a que se refiere el Artículo 116° de la Ley, se extinguen con la conclusión de los estudios u obras para las que fueron impuestas.

Modificación establecida por el D.S. N°038-2001-EM, publicado el 18/07/2001.

Artículo 218°.- Cuando los concesionarios, haciendo uso del derecho que les confiere el Artículo 109° de la Ley, afecten propiedades del Estado o de terceros, deberán reparar los daños causados y en su caso, resarcir los costos de reparación.

Para el efecto, los concesionarios convendrán con los afectados el modo de subsanar los daños y/o indemnizarlos. En caso de no llegar a un acuerdo, se resolverá por procedimiento arbitral.

Artículo 219°.- Las servidumbres que se establezcan en mérito a lo dispuesto en el inciso a) del Artículo 110° de la Ley, comprenderán también las de caminos de acceso y edificaciones, tanto para su operación como para su mantenimiento.

Artículo 220°.- Las servidumbres de electroducto que se impongan para los sistemas de transmisión, de distribución ya sean aéreos y/o subterráneos comprende:

- a) Ocupación de la superficie del suelo, subsuelo y/o de sus aires, necesarios para la instalación de las subestaciones de transformación;
- b) Ocupación de la superficie necesaria y de sus aires, para la instalación de las estructuras de sustentación de conductores eléctricos, así como de la faja de los aires o del subsuelo en el que éstos se encuentren instalados; y,
- c) Delimitación de la zona de influencia del electroducto, en caso de ser aéreo, representada por la proyección sobre el suelo de la faja de ocupación de los conductores, cuyo ancho se determinará, en cada caso, de acuerdo a las prescripciones del Código Nacional de Electricidad y demás Normas Técnicas.

El propietario del predio sirviente no podrá construir sobre la faja de servidumbre impuesta para conductores eléctricos subterráneos, ni efectuar obras de ninguna

clase y/o mantener plantaciones cuyo desarrollo supere las distancias mínimas de seguridad, debajo de las líneas ni en la zona de influencia de los electroductos, definida en el inciso c) del presente Artículo.

Modificación establecida por el D.S. N° 038-2001-EM, publicado el 18/07/2001.

Artículo 221°.- Para efectuar labores con uso de explosivos a una distancia menor a 5000 metros de las instalaciones de una central hidroeléctrica o a 200 metros del eje de un electroducto se deberá obtener autorización previa del respectivo titular, demostrando que se han tomado todas las precauciones que el caso exige, con opinión antelada y favorable de Defensa Civil.

Artículo 222°.- La solicitud de establecimiento de servidumbre o de su modificación, será presentada ante la Dirección, acompañada de los siguientes requisitos:

- a) Naturaleza y tipo de la servidumbre;
- b) Duración;
- c) Justificación técnica y económica;
- d) Relación de los predios por ser gravados, señalando el nombre y domicilio de cada propietario, si fuese conocido. En los casos previstos en el segundo párrafo del Artículo 224°, el Concesionario deberá adjuntar declaración jurada de haber agotado todos los medios para establecer la identidad y el domicilio del propietario;
- e) Descripción de la situación y uso actual de los predios y aires por gravar;
- f) Memoria descriptiva, coordenadas UTM y planos de la servidumbre solicitada, a los que se adjuntará copia de los planos donde se ubica el área por ser gravada de cada uno de los predios con cuyos propietarios no exista acuerdo sobre el monto de la compensación e indemnización, de ser el caso;
- g) Copia del acuerdo que el concesionario haya suscrito con el propietario del predio por ser gravado y de los recibos de pago correspondientes, de ser el caso. El acuerdo debe estar formalizado con la certificación de la firma de las partes por Notario Público o Juez de Paz. En los casos en que no exista acuerdo entre las partes, el concesionario deberá presentar la propuesta de la compensación y de la indemnización, si corresponde;
- h) Otros que el concesionario juzgue necesarios.

Las especificaciones de servidumbre a que se contrae el inciso f) del Artículo 25° de la Ley, contendrán los tipos de servidumbres requeridas y sus principales características técnicas.

Sólo procede acumular en una solicitud dos o más tipos de servidumbre señalados en el Artículo 110° de la Ley, cuando entre éstos exista el elemento de co-

nexión para el funcionamiento de una misma obra.

Modificación establecida por el D.S. N° 038-2001-EM, publicado el 18/07/2001.

Artículo 223°.- Si la solicitud de servidumbre no reúne los requisitos señalados en el artículo anterior será observada por la Dirección, y se admitirá a trámite si el concesionario presenta la subsanación de la observación dentro del plazo de veinte (20) días hábiles contado a partir del día siguiente de la notificación de la observación. Caso contrario, la solicitud será declarada inadmisibles por la Dirección.

Modificación establecida por el D.S. N° 038-2001-EM, publicado el 18/07/2001.

Artículo 224°.- Una vez admitida la solicitud, la Dirección notificará a los propietarios con los que no exista acuerdo, adjuntando copia de la solicitud y de los documentos que la sustentan. Los propietarios deberán exponer su opinión dentro del plazo máximo de veinte (20) días hábiles.

Cuando el propietario del predio no sea conocido, o fuere incierto o se ignore su domicilio, o en cualquier otra situación análoga que impida conocer, determinar o localizar al propietario, la Dirección notificará al concesionario con el modelo del aviso para que lo publique, a su cargo, dentro del plazo de diez (10) días hábiles de notificado. La publicación se efectuará por dos (02) días hábiles consecutivos en el Diario Oficial "El Peruano" y en uno de los diarios de mayor circulación del lugar donde se encuentra ubicado el predio.

Dentro del plazo de quince (15) días hábiles de notificado con el aviso, el concesionario presentará a la Dirección las páginas completas de los diarios antes referidos donde aparezca la publicación ordenada.

Modificación establecida por el D.S. N° 038-2001-EM, publicado el 18/07/2001.

Artículo 225°.- La oposición a la solicitud de establecimiento de servidumbre será presentada a la Dirección dentro del plazo de veinte (20) días hábiles siguientes a la notificación al propietario. Cuando se trate de los casos previstos en el segundo párrafo del Artículo 224° del Reglamento, el plazo correrá desde la fecha de la última publicación del aviso.

Modificación establecida por el D.S. N° 038-2001-EM, publicado el 18/07/2001.

Artículo 226°.- La oposición sólo será procedente si se sustenta en aspectos técnicos o en el incumplimiento de las normas de seguridad.

De la oposición se correrá traslado al concesionario por el término de cinco (05) días hábiles, bajo apercibimiento de tener por cierto lo expuesto por el opositor.

Modificación establecida por el D.S. N° 038-2001-EM, publicado el 18/07/2001.

Artículo 227°.- De oficio o a solicitud de parte, la Dirección podrá abrir a prueba la oposición por el término de diez (10) días hábiles, y podrá solicitar al OSINERG los informes que resulten necesarios para mejor resolver la oposición formulada.

La Dirección resolverá la oposición dentro del plazo de diez (10) días hábiles de absuelto el traslado por el concesionario o de vencido el plazo de la etapa probatoria.

Modificación establecida por el D.S. N° 038-2001-EM, publicado el 18/07/2001.

Artículo 228°.- Vencido el plazo para presentar oposición, o resueltas las que se hayan presentado, se procederá a determinar el monto de la compensación y de la indemnización, si fuera el caso, que debe ser pagada por el concesionario, si no ha sido materia de acuerdo entre las partes.

Para tal efecto, la Dirección encargará la valorización de la compensación y de la indemnización, si fuera el caso, por las áreas por ser gravadas, a cualquier Institución especializada, salvo que las partes hayan designado de común acuerdo a quien se encargue de la valorización y lo hayan comunicado a la Dirección dentro del plazo a que se refiere el Artículo 225° del Reglamento. El pago de los honorarios correspondientes a la entidad encargada de la valorización será de cargo del concesionario.

Si en el predio por ser gravado con servidumbre algún tercero ejerce legítimamente derechos otorgados por el Estado, la Dirección, a solicitud de parte y por cuenta y cargo de quien lo solicite, encargará a una institución especializada la realización de una inspección a efectos que determine la existencia de daños y perjuicios y, si fuera el caso, la valorización de la indemnización por dicho concepto. La Dirección notificará a las partes el informe pericial. De ser el caso, el tercero podrá reclamar el pago a que hubiere lugar ante el Poder Judicial.

Modificación establecida por el D.S. N° 038-2001-EM, publicado el 18/07/2001.

Artículo 229°.- El monto de la compensación y de la indemnización, si fuera el caso, será pagado por el concesionario directamente al propietario, de conformidad con lo previsto en el Artículo 118° de la Ley. En los casos señalados en el segundo párrafo del Artículo 224° del Reglamento y/o cuando el propietario del predio se niegue a recibir la compensación y/o la indemnización, el concesionario efectuará el pago consignando judicialmente el monto que corresponda dentro del plazo de diez (10) días hábiles siguientes a la notificación de la Resolución, quedando sujeto dicho pago a las normas del Código Civil y del Código Procesal Civil.

Si vencido el plazo el concesionario no cumpliera con efectuar el pago, perderá el derecho a la servidumbre.

Efectuado el pago oportunamente, el concesionario podrá exigir lo dispuesto en los dos últimos párrafos del Artículo 118° de la Ley.

Modificación establecida por el D.S. N° 038-2001-EM, publicado el 18/07/2001.

Artículo 230º.- La Resolución que emita el Ministerio estableciendo o modificando la servidumbre, solo podrá ser contradicha en la vía judicial, en cuanto se refiere al monto fijado como compensación y/o indemnización, dentro del plazo señalado en el Artículo 118º de la Ley.

Modificación establecida por el D.S. N° 038-2001-EM, publicado el 18/07/2001.

TÍTULO X

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

Artículo 231º.- Los concesionarios y empresas que efectúen las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, podrán celebrar convenios con la Policía Nacional para la protección y resguardo de sus instalaciones, con el propósito de garantizar a la colectividad el servicio a su cargo.

Artículo 232º.- Los concesionarios quedan facultados a encargar aquellas actividades que por su naturaleza, puedan ser efectuadas por otras empresas especializadas en brindar dichos servicios, sin que ésto genere ningún tipo de vínculo laboral al concesionario. En estos casos deberá comunicar, previamente, al OSINERG y a la Autoridad de Trabajo el encargo a efectuar.

Modificación establecida por el D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/10/1997.

Artículo 233º.- Las entidades propietarias del Sistema Principal de Transmisión de un sistema interconectado, están impedidas de comercializar electricidad. Este hecho será tipificado como causal de caducidad.

Artículo 234º.- El Ministerio fijará, anualmente, el monto de la contribución que deberán aportar los concesionarios, en mérito a lo dispuesto en el inciso g) del Artículo 31º de la Ley, no pudiendo superar el 1% de sus ventas anuales. Igualmente deberá señalar la proporción, que del total fijado, corresponda a la Comisión, a la Dirección y a OSINERG, así como el respectivo cronograma de desembolsos.

Dicha fijación se efectuará a más tardar el 30 de noviembre de cada año.

Modificación establecida por el D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/10/1997.

Artículo 235º.- La parte de la contribución destinada a la Comisión y a OSINERG, señalada en el artículo precedente, que deben aportar los concesionarios será entregada directamente por éstos a la Comisión y OSINERG de acuerdo al cronograma establecido. De no efectuarse los aportes en forma oportuna, estarán sujetos a la aplicación de los intereses compensatorios y recargos por mora establecidos en el Artículo 176º del Reglamento.

Modificación establecida por el D.S. N° 022-97-EM, publicado el 12/10/1997.

Artículo 236º.- Para el cumplimiento de las obligaciones señaladas en la Ley y el Reglamento, la Dirección dispondrá de la parte de la contribución señalada en el Artículo 234º del Reglamento y los recursos que se obtengan por ejecución de las garantías previstas en el Título III del presente Reglamento. Dichos recursos serán destinados a la contratación de bienes y servicios de acuerdo a los lineamientos que establezca el Ministerio.

El Ministerio dispondrá la operatividad de entrega de los recursos destinados a la Dirección.

Artículo 237º.- Las referencias que se hacen a la UIT, vigente actualmente, se reemplazará automáticamente por la unidad que la sustituya, para el mismo fin.

Artículo 238º.- Todas las entidades que desarrollan las actividades de generación y transmisión, alcanzarán al Ministerio información referida a proyectos, para ser tomados en cuenta en la elaboración del Plan Referencial a que se refiere la Definición 11 del Anexo de la Ley.

Modificación establecida por el D.S. N° 012-2005-EM, publicado el 20/03/2005.

Artículo 239º.- La Dirección queda facultada a dictar las disposiciones complementarias para la aplicación de la Ley y el Reglamento.

TÍTULO XI

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

PRIMERA.- El Registro de Concesiones Eléctricas deberá ser establecido dentro los ciento veinte (120) días calendario de la entrada en vigencia del presente

Reglamento. En este plazo la Dirección aprobará el respectivo reglamento interno para su funcionamiento.

SEGUNDA.- Las Tarifas y Compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión y de los Sistemas Complementarios de Transmisión que se fijen aplicando el Artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, conforme ha sido modificado por el presente Decreto Supremo, se aplicarán a partir del 01 de noviembre del año 2009..

Modificación de la Segunda Disposición Transitoria establecida por el D.S.N° 021-2009-EM, publicado el 01/04/2009.

TERCERA.- Derogada por el Decreto Supremo N° 006-2002-EM publicado el 20/02/2002.

CUARTA.- El presupuesto definitivo de la Comisión para 1993 deberá ser aprobado, en los términos previstos en la Ley, por el Consejo Directivo dentro de un plazo de treinta (30) días calendario, contados a partir de la fecha de su instalación.

Una vez aprobado el presupuesto, el Consejo Directivo lo someterá a consideración del Ministerio, dentro de los cinco (5) días calendario siguientes. El Ministerio deberá pronunciarse dentro de un plazo de quince (15) días calendario, vencido dicho plazo quedará automáticamente expedito para su ejecución.

QUINTA.- Para la comparación prevista en el Artículo 129° del Reglamento, hasta la fijación correspondiente a mayo de 1994, La Comisión tomará como precio medio ponderado, el valor resultante de las Tarifas en Barra calculadas considerando un sistema de generación Económicamente Adaptado.

Prorróguese la vigencia de la Quinta Disposición Transitoria del Decreto Supremo N° 009-93-EM para los Sistemas Eléctricos Sur Este (SISE) y Sur Oeste (SISO), hasta la puesta en servicio de la línea de transmisión que los interconecte.

SEXTA.- Todas las solicitudes para la dotación de nuevos suministros o para la ampliación de la potencia contratada, que se encontraban en trámite al entrar en vigencia la Ley, y cuyos pagos hayan sido cancelados al contado o pactados con facilidades, se regirán por los dispositivos legales vigentes a esa fecha.

Esta disposición deberá ser de aplicación, inclusive, para los solicitantes ubicados fuera de la concesión provisional a que se refiere la Cuarta Disposición Transitoria de la Ley y, deberá ser considerada parte de la zona de concesión definitiva.

SÉPTIMA.- Para efectos de la fijación tarifaria de mayo de 1993, las funciones del COES serán asumidas por la Comisión.

OCTAVA.- Las empresas de distribución de Servicio Público de Electricidad, deberán determinar y comunicar a cada uno de sus usuarios su respectiva Potencia Contratada, dentro de un plazo de 90 días calendario de la vigencia del Reglamento.

NOVENA.- La Dirección deberá efectuar la adecuación de las Normas Técnicas vigentes a los principios de simplificación que establece la Ley, minimizando las exigencias que encarecen innecesariamente la prestación del servicio.

DÉCIMA.- El Ministerio, mediante Resolución Ministerial, queda facultado a emitir las disposiciones complementarias que sean necesarias para la aplicación y cumplimiento de la Ley y el Reglamento.

Edición Actualizada a abril del 2009

Documento Elaborado por la
Dirección General de Electricidad
del Ministerio de Energía y Minas

Impresión: