1993-02-19.-Decreto Supremo N° 009-93-EM-. Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (1993-02-25). Incluye las modificaciones establecidas por : Decreto Supremo Nº 02-94-EM, publicado el 1994-01-11, Decreto Supremo Nº 43-94-EM, publicado el 1994-10-28, Decreto Supremo Nº 004-96-EM, publicado el 1996-01-23, Decreto Supremo Nº 022-97-EM, publicado el 1997-10-12, Decreto Supremo Nº 006-98-EM, publicado el 1998-02-12, Decreto Supremo N° 011-98-EM, publicado el 1998-03-28, Decreto Supremo N° 004-99-EM, publicado el 1999-03-20, Decreto Supremo N° 033-99-EM, publicado el 1999-08-23, Decreto Supremo N° 037-99-EM, publicado el 1999-09-10, Decreto Supremo N° 017-2000-EM, publicado el 2000-09-18, Decreto Supremo N° 011-2001-EM publicado el 2001-02-22, Decreto Supremo N° 032-2001-EM, publicado el 2001-06-21, Decreto Supremo N° 038-2001-EM, publicado el 2001-07-18, Decreto Supremo N° 039-2001-EM, publicado el 2001-07-18, Decreto Supremo N° 006 – 2002 – EM, publicado el 2002-02-20, Decreto Supremo N° 011-2003-EM, publicado el 2003-03-21, Decreto Supremo N° 039-2003-EM, el 2003-11-13 y Decreto Supremo N° 010-2004-EM, publicado el 2004-04-20.

DECRETO SUPREMO
Nº 009-93-EM

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

CONSIDERANDO:

Que el Decreto Ley Nº 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 Nº 25844, debe expedirse el Reglamento correspondiente;

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

DECRETA:

Artículo 1º.-Apruébase el Reglamento de la “Ley de Concesiones Eléctricas” -Decreto Ley Nº 25844-, que consta de 11 Títulos, 239 Artículos y 10 Disposiciones Transitorias, el cual forma parte del presente Decreto Supremo.

Artículo 2º.-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 ELECTRICAS

TITULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1º.- Cuando en el texto del presente Reglamento se empleen los términos "Ley", "Reglamento", "Ministerio", "Dirección" y "Comisión", 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 y a la Comisión de Tarifas Eléctricas, respectivamente.

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 Eléctricas (*), y al Organismo Supervisor de la Inversión Privada en Energía, respectivamente.

- ***Texto del artículo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

(*) De acuerdo a Ley N° 27116 publicada el 1999.05.17 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 2000.07.19, D.S. N° 054-2001-PCM publicado el 2001.05.09 y D.S. N° 055-2001-PCM publicado el 2001.05.17.

Artículo 2º.- Los límites de potencia, a que se refiere el Artículo 2° de la Ley, serán fijados en un valor equivalente al 20% de la demanda máxima de la concesión de distribución, hasta un tope de 1000 kW.

El límite de potencia resultante para cada concesión será fijado en el respectivo contrato de concesión.

Los límites de potencia de cada concesión y el tope señalado en el primer párrafo del presente Artículo serán actualizados por el Ministerio cada cuatro años por Resolución Ministerial, en fecha coincidente con la fijación de las tarifas de distribución.

Artículo 2º.- Los límites de potencia, a que se refiere el Artículo 2° de la Ley, serán fijados en un valor equivalente al 20% de la demanda máxima de la zona de concesión de distribución, hasta un tope de 1000 kW.

El límite de potencia resultante para cada zona de concesión será fijado en el respectivo contrato de concesión.

Los límites de potencia de cada zona de concesión y el tope señalado en el primer párrafo del presente artículo serán actualizados por el Ministerio cada cuatro años por Resolución Ministerial, en fecha coincidente con la fijación de las tarifas de distribución.

- ***Texto del artículo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

Artículo 2º. - Los límites de potencia, a que se refiere el Artículo 2º de la Ley, serán fijados en un valor equivalente al 20% de la demanda máxima de la zona de concesión de distribución, hasta un tope de 1000 kW. En los sistemas eléctricos donde no se reúnan los requisitos contemplados en el Artículo 80° del Reglamento para la existencia de un COES, todos los suministros estarán sujetos a la regulación de precios.

El límite de potencia resultante para cada zona de concesión, será fijado en el respectivo contrato de concesión.

Los límites de potencia de cada zona de concesión y el tope señalado en el primer párrafo del presente artículo, serán actualizados por el Ministerio por Resolución Ministerial.

- ***Texto del artículo según D.S. 017-2000-EM, publicado el 2000.09.18***

- ***Cc (concordancia) Art. 2° de la Ley***
  Art. 55° inc. b del reglamento

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 132° del Reglamento.

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

- ***Cc Art. 3° inc. c. de la Ley***

Artículo 5º.- Si la demanda de un servicio, superara el límite establecido en el inciso c) del Artículo 3° 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.

- ***Cc Arts. 3°, 25°, 26°, 27°, 28° y 29° de la Ley***

Artículo 6º.- Las entidades que desarrollen exclusivamente las actividades de generación mediante autorización tendrán los mismos derechos y beneficios que los concesionarios, así como las obligaciones que determinan los incisos c), d), e), f), g) y h) del Artículo 31° y el Artículo 32° de la Ley.

- ***Cc Art. 4° de la Ley.***
  Arts. 29° y del 31° al 57° del reglamento

Artículo 7º.- El Ministerio establecerá un Registro de Concesiones Eléctricas, que será público, en el que se inscribirá todo lo relacionado con la solicitud, el otorgamiento, la renuncia y caducidad de las concesiones; así como los gravámenes, actos y contratos que las afecten.

Igualmente, todo lo relacionado a las autorizaciones, a que se refiere el Artículo 4° de la Ley, quedará registrado en libro especial.

Las inscripciones que se determinen por mandato de la Ley, del Reglamento, o del Registro, se efectuarán en riguroso orden de presentación y de ocurrencia.

La Dirección, que estará a cargo del Registro, determinará el número de libros, la forma, los requisitos y contenido de los asientos de inscripción y dictará el respectivo reglamento interno para su funcionamiento.

Artículo 7º.- La Dirección llevará un libro registro de Concesiones Eléctricas Temporales y otro de Autorizaciones, en los que se inscribirán todos los actos, contratos y derechos que se relacionen con las concesiones temporales y las autorizaciones, siendo aplicable para el efecto la parte pertinente del reglamento interno del Registro de Concesiones Eléctricas.

Las inscripciones que se determinen por mandato de la Ley y del Reglamento, se efectuarán en riguroso orden de presentación y de ocurrencia.

La Dirección estará a cargo de estos archivos internos, debiendo llevar paralelamente un libro registro adicional donde se anotarán todos los actos previos al otorgamiento de la Concesión Definitiva, de acuerdo a lo dispuesto por la Ley y el Reglamento.

Las Concesiones Definitivas serán inscritas 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.

- ***Texto del artículo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

- ***Cc Artículo 6° de la Ley.***

Artículo 8º.- Los titulares de las actividades a que se contrae el Artículo 7° 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.

- ***Cc Art. 7° de la Ley.***

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 autorizaciones, directa o indirectamente, en sociedad o individualmente, el Presidente o Vicepresidentes 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.

- ***Cc Arts. 1° y 3° de la Ley.***

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.

TITULO II

COMISION DE TARIFAS ELECTRICAS

- ***Nota 1 : El artículo 2° de la Ley N° 27116 dispone lo siguiente:***
  " Artículo 2°.- De la mención a la Comisión de Tarifas Eléctricas
  A partir de la dación de la presente Ley, toda mención que se haga a la Comisión de Tarifas Eléctricas, en el Decreto Ley N° 25844- Ley de Concesiones Eléctricas- y sus normas regulatorias, modificatorias y demás normas relacionadas, deberá entenderse hecha a la Comisión de Tarifas de Energía."
- ***Nota 2: La Tercera Disposición Complementaria, Transitoria y Final de la Ley N° 27332 publicada el 2000.07.29 dispone lo siguiente: "TERCERA.- A más tardar, el 31 de diciembre del año 2000 la Comisión de Tarifas de Energía (CTE) y el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG) se integrarán como un solo Organismo Regulador. La denominación del organismo regulador será OSINERG."***
- ***Nota 3: la Tercera Disposición Transitoria del D.S. N° 054-2001-PCM "Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía-OSINERG, publicado el 2001-05-09, modificado por el artículo 1° del D.S. N° 055-2001-PCM publicado el 2001-05-17, dispone lo siguiente:***
  "Tercera.- Fusión por Absorción de la CTE.
  De conformidad con lo establecido en la Tercera Disposición Complementaria, Transitoria y Final de la Ley, intégrese la Comisión de Tarifas de Energía – CTE, a OSINERG. Los recursos, patrimonio, personal y acervo documentario de la Comisión de Tarifas de Energía (CTE) serán integrados a OSINERG; dentro de los ciento veinte (120) días siguientes a la entrada en vigencia del presente Reglamento."
- ***Nota 4: Según los artículos 49°y 64° del D.S. N° 054-2001-PCM "Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía-OSINERG, publicado el 2001-05-09, modificado por el artículo 1° del D.S. N° 055-2001-PCM publicado el 2001-05-17, se crea la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria y se establecen sus funciones.***

Artículo 12º.- La Comisión, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 10° 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.

- ***Cc Art. 10° de la Ley.***

Artículo 13º.- Los Miembros de la Comisión deberán actuar en el desempeño de sus funciones con criterio técnico e independencia, observando estrictamente las disposiciones de la Ley y el Reglamento.

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.

- ***(Texto del artículo según D.S. N° 037-99-EM, publicado el 99.09.10)***

- ***Cc Art. 11° de la Ley.***

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.

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 ejecutivas a tiempo completo y dedicación exclusiva, en razón de lo cual mantendrá relación de carácter 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.

- ***(Texto del artículo según D.S. N° 037-99-EM, publicado el 99.09.10***

- ***Cc Art. 11° de la Ley.***

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.

- ***Cc Arts. 11° y 12° 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.

- ***Cc Arts. 12° y 14° de la Ley.***

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.

- ***Cc Arts. 13° y 21° de la Ley.***

Artículo 18º.- Las retribuciones ordinarias de los miembros del Consejo Directivo de la Comisión serán fijados por Resolución Suprema refrendada por el Ministro 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.

- ***Cc Art. 19° de la Ley.***

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 16° 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.

- ***Cc Art. 16° de la Ley.***

Artículo 20º.- La Secretaría Ejecutiva de la Comisión estará integrada por un máximo de 10 trabajadores, 5 de los cuales deberán ser profesionales altamente calificados. El régimen laboral de dicho personal se regirá por la Ley 4916, sus ampliatorias y modificatorias, así como por todos aquellos dispositivos legales inherentes a los trabajadores de la actividad privada; no siéndole aplicables los niveles remunerativos, incrementos y/o bonificaciones que establezca el Poder Ejecutivo para las entidades del Sector Público.

Artículo 20º.- La Secretaría Ejecutiva de la Comisión estará integrada por un máximo de 12 trabajadores, 6 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.

- ***Texto del artículo según D.S. N° 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

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.

- ***Texto del artículo según D.S. N° 037-99-EM, publicado el 99.09.10***

- ***Cc Art. 17° de la Ley.***

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.

- ***Cc Art. 19° de la Ley.***

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

a) Dirimir, a solicitud de parte, las discrepancias sobre la determinación de compensaciones por el uso del Sistema Secundario de Transmisión y de las instalaciones de distribución;
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 79° 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) Establecer el factor de indisponibilidad teórica de las unidades generadoras del sistema eléctrico a que se refiere el inciso f) del Artículo 47° de la Ley; y,
h) Emitir las directivas complementarias para la aplicación tarifaria.

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

a) Dirimir, a solicitud de parte, las discrepancias sobre la determinación de compensaciones por el uso del Sistema Secundario de Transmisión y de las instalaciones de distribución;
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 79° 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) Establecer el factor de indisponibilidad teórica de las unidades generadoras del sistema eléctrico a que se refiere el inciso f) del Artículo 47° de la Ley;
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 todos los conceptos señalados en el artículo 163º del Reglamento.

- ***Texto del inciso i) añadido según D.S. N° 43-94-EM publicado el 94.10.28***

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

a) Dirimir, a solicitud de parte, las discrepancias sobre la determinación de compensaciones por el uso del Sistema Secundario de Transmisión y de las instalaciones de distribución;
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 79° 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;
h) Emitir las directivas complementarias para la aplicación tarifaria;
i) Fijar, revisar y modificar los montos que deberán pagar los usuarios del Servicio Público de Electricidad por todos los conceptos señalados en el artículo 163º del Reglamento; y,

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.

- ***Texto de los incisos g) y j) según D.S. N° 004-99-EM, publicado el 99.03.20***

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

a) Dirimir, a solicitud de parte, las discrepancias sobre la determinación de compensaciones por el uso del Sistema Secundario de Transmisión y de las instalaciones de distribución;
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 79° 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;
h) Emitir las directivas complementarias para la aplicación tarifaria;
i) Fijar, revisar y modificar los montos que deberán pagar los usuarios del Servicio Público de Electricidad por todos los conceptos señalados en el Artículo 163° del Reglamento;
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° 025-94-EM, modificatorias y complementarias; y,
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.

- ***Texto de los incisos k) y l) según D.S. N° 037-99-EM, publicado el 99.09.10.***

Artículo 22º.- Adicionalmente a las funciones señaladas en el Artículo 15° 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;
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 79° 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;
h) Emitir las directivas complementarias para la aplicación tarifaria;
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;
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° 025-94-EM, modificatorias y complementarias; y,
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.

- ***Texto de los incisos a) e i) según D.S. N° 017-2000-EM, publicado el 2000.09.18.***
- ***Nota.- El artículo 1° del D.S. N° 035-95-EM publicado el 95.11.10 establece lo siguiente:***

  "Precísase que la facultad conferida al Consejo Directivo de la Comisión de Tarifas Eléctricas, para la regulación tarifaria por el inciso h) del artículo 22° del Reglamento de la ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, comprende la consideración de los costos y sobrecostos asociados a la prestación del Servicio Público de Electricidad en que incurran o puedan incurrir los suministradores de energía eléctrica, como consecuencia de los requerimientos reales de potencia y energía de sus usuarios, así como, el establecimiento de las condiciones generales de contratación y recargos de acuerdo a la naturaleza de la materia eléctrica que regula."

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 factor de indisponibilidad teórica de las unidades generadoras del sistema eléctrico a que se refiere el inciso g) del artículo anterior;
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.

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;
c) Efectuar los informes a que se refiere el Artículo 81° de la Ley;
d) Elaborar y someter a consideración del Consejo Directivo, la Memoria anual de la Comisión; y,
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.

- ***Texto de los incisos b) y e) según D.S. 004-99-EM, publicado el 99-03-20***

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;
c) Efectuar los informes a que se refiere el Artículo 81° de la Ley;
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; y,
f) Elaborar los estudios para el cumplimiento del inciso k) del Artículo anterior.

- ***Texto del inciso f) según D.S. N° 037-99-EM, publicado el 99.09.10***

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.

- ***Cc Arts. 46°,52°, 61° y 72° de la Ley.***
  Arts. 141° y 152° del reglamento.

Artículo 26º.- Todas las empresas dedicadas a las actividades eléctricas, los usuarios, las autoridades regionales, locales y fiscales están obligados a cumplir las resoluciones de la Comisión, en lo que les concierne.

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.

- ***(Texto del artículo según D.S. N° 037-99-EM, publicado el 99.09.10***

- ***Cc Arts. 10°, 199°, 200° y 207° del reglamento.***

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 10° 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.

- ***Cc Arts. 10°, 15° inc. f) y 20° de la Ley.***

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.

- ***Cc Art. 20° de la Ley.***
- ***Arts. 234° y 235° del reglamento.***

TITULO 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.

- ***Cc Arts. 22 y ss. de la Ley.***

CONCESION 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 y plano general del anteproyecto;
c) Copia de la solicitud para obtener la autorización del uso de recursos naturales de propiedad del Estado, cuando corresponda;
d) Requerimiento específico de servidumbres sobre bienes de terceros;
e) Descripción y cronograma de los estudios a ejecutar;
f) Presupuesto del estudio; y,
g) Garantía vigente durante el plazo de concesión solicitado, por un monto equivalente al 1% del presupuesto del estudio hasta un tope de 25 UIT.

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 y plano general del anteproyecto;
c) Copia de la solicitud para obtener la autorización del uso de recursos naturales de propiedad del Estado, cuando corresponda;
d) Requerimiento específico de servidumbres sobre bienes de terceros;
e) Descripción y cronograma de los estudios a ejecutar;
f) Presupuesto del estudio; y,
g) Garantía vigente durante el plazo de concesión solicitado, por un monto equivalente al 10% del presupuesto del estudio hasta un tope de 250 UIT.

- ***Texto del inciso g) según D.S.004-96-EM, publicado el 96.01.23***

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 y plano general del anteproyecto;
c) Copia de la autorización para el uso de recursos naturales de propiedad del Estado para realizar estudios, cuando corresponda;
d) Requerimiento específico de servidumbres sobre bienes de terceros;
e) Descripción y cronograma de los estudios a ejecutar;
f) Presupuesto del estudio; y,
g) Garantía vigente durante el plazo de concesión solicitado, por un monto equivalente al 10% del presupuesto del estudio 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.

- ***Texto de los incisos c) y g) según D.S.038-2001-EM, publicado el 2001.07.18***

- ***Cc Arts. 22° y 23° de la Ley.***

Artículo 31º.- Una vez presentada la solicitud y comprobado, en un plazo máximo de cinco (5) días calendario, que ésta cumple con los datos y requisitos establecidos en el artículo precedente, la Dirección la admitirá y dispondrá su publicación inmediata en el Diario Oficial "El Peruano" por dos (2) días calendario consecutivos, por cuenta del interesado.

Artículo 32º.- Cuando concurran varias solicitudes para una misma concesión temporal, dentro del plazo de diez (10) días calendario de la última publicación de la primera solicitud, se dará preferencia al que presente las mejores condiciones técnico económicas. En igualdad de condiciones y tratándose de solicitudes para generación, tendrá derecho preferencial el que tenga presentada, con anterioridad, la petición para el uso de recursos naturales de propiedad del Estado.

Artículo 32º.- La Concesión temporal no otorga derechos exclusivos sobre el área de estudios.
En consecuencia, se podrá otorgar concesión temporal para estudios de centrales de generación, subestaciones y líneas de transmisión a más de un peticionario;

En tales casos, las servidumbres solicitadas por los peticionarios deberán ser utilizadas en forma conjunta, cuando esto sea posible, e indemnizadas a prorrata entre todos los que resulten beneficiados. En todo caso, el otorgamiento de las servidumbres requeridas deberá ser lo menos gravoso al predio sirviente.

- ***Texto del artículo según D.S.004-96-EM, publicado el 96.01.23***

Artículo 33º.- El expediente de concesión temporal será evaluado por la Dirección, con el objeto de determinar su viabilidad, debiendo quedar resuelta la solicitud, mediante Resolución Ministerial, en un plazo máximo de treinta (30) días calendario de presentada.

Para emitir su dictamen, la Dirección de ser el caso, podrá solicitar se complemente y/o se aclare la información presentada, debiendo el peticionario cumplir con lo solicitado dentro de un plazo de diez (10) días calendario de notificado. En caso de incumplimiento, la solicitud se tendrá por abandonada; procediendo la Dirección a ejecutar la garantía otorgada.

Artículo 34º.- Las oposiciones que se pudieran presentar contra las solicitudes de concesión temporal, deberán efectuarse dentro de los cinco (5) días calendario de la última publicación de la solicitud, acompañadas de los documentos que la sustenten y la garantía señalada en el inciso g) del Artículo 30° del Reglamento.

La Dirección deberá resolver la oposición en un plazo máximo de cinco (5) días calendario de formulada, mediante Resolución Directoral.

La Resolución Directoral podrá ser apelada por cualesquiera de las partes ante el Ministerio, dentro del término de cinco (5) días calendario de haberle sido notificada.

El Ministerio resolverá la apelación, como última instancia administrativa, dentro de un plazo máximo de cinco (5) días calendario de presentada expidiendo la respectiva Resolución Ministerial.

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

- ***Cc Art. 27° de la Ley.***

Artículo 35º.- La renovación de la concesión temporal sólo podrá otorgarse por un nuevo período y, únicamente, si el peticionario no hubiera concluido con los estudios en el plazo previsto por causa de fuerza mayor.

En este caso, treinta (30) días calendario antes de su vencimiento, el peticionario presentará a la Dirección un informe sustentatorio, así como la renovación de la respectiva garantía.

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

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”.

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".

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.

- ***Texto del artículo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

SOLICITUD DE CONCESION DEFINITIVA

Artículo 37º.- La solicitud de concesión definitiva será presentada, observando lo establecido en el Artículo 25° de la Ley; señalando además el domicilio legal y adjuntando el instrumento que acredite la garantía a que se refiere el inciso i) de dicho artículo. El monto de la garantía será equivalente al 0.2% del presupuesto del proyecto con un tope de 50 UIT.

La vigencia de esta garantía se extenderá hasta la suscripción del correspondiente contrato de concesión.

Artículo 37º.- La solicitud de concesión definitiva será presentada observando lo establecido en el Artículo 25° de la Ley; señalando además el domicilio legal y adjuntando el instrumento que acredite la garantía a que se refiere el inciso i) de dicho artículo. El monto de la garantía será equivalente al 1% del presupuesto del proyecto con un tope de 500 UIT;

La vigencia de esta garantía se extenderá hasta la suscripción del correspondiente contrato de concesión.

- ***Texto del artículo según D.S.004-96-EM, publicado el 96.01.23***

Artículo 37º.- La solicitud de concesión definitiva será presentada observando lo establecido en el Artículo 25° de la Ley, señalando además el domicilio legal y adjuntando el instrumento que acredite la garantía a que se refiere el inciso i) de dicho Artículo. 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.

- ***Texto del Artículo según D.S.038-2001-EM, publicado el 2001.07.18***
- ***Nota.- La Segunda Disposición Transitoria del D.S. N° 038-2001-EM publicado el 2001.07.18 dispone lo siguiente: "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."***

- ***Cc Arts. 24°, 25° y 28° de la Ley***

Artículo 38º.- La solicitud presentada deberá ser estudiada por la Dirección, la que emitirá su informe dentro de los cinco (5) días calendario siguientes.

Artículo 39º.- 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 Dirección notificará al peticionario para que dentro del término de siete (7) días calendario las subsane, anotándose este hecho en el Registro de Concesiones Eléctricas.

Artículo 39º.- 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 Dirección notificará al peticionario para que dentro del término de siete (7) días calendario las subsane, anotándose este hecho en el libro respectivo.

- ***Texto del artículo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

Artículo 40º.- Si el peticionario no cumpliera con atender en el plazo establecido el requerimiento de la Dirección o si la información que presentase resultara insuficiente o no cubriese las exigencias de la Dirección, ésta resolverá denegando la solicitud, lo que será comunicado al interesado y asentado en el Registro correspondiente. En este caso la Dirección ejecutará la garantía otorgada por el peticionario.

Artículo 40º.- Si el peticionario no cumpliera con atender en el plazo establecido el requerimiento de la Dirección o si la información que presentase resultara insuficiente o no cubriese las exigencias de la Dirección, ésta resolverá denegando la solicitud, lo que será comunicado al interesado y asentado en el libro correspondiente. En este caso la Dirección ejecutará la garantía otorgada por el peticionario.

- ***Texto del artículo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

Artículo 41º.- Si la solicitud es admitida, se notificará al interesado y se anotará en el Registro; ordenándose su publicación, en la forma establecida en el Artículo 25° de la Ley, dentro de los tres (3) días calendario siguientes a su admisión.

Artículo 41º.- Si la solicitud es admitida, se notificará al interesado y se anotará en el libro correspondiente; ordenándose su publicación, en la forma establecida en el Artículo 25° de la Ley, dentro de los tres (3) días calendario siguientes a su admisión.

- ***Texto del artículo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

TRAMITE DE CONCURRENCIA DE SOLICITUDES

Artículo 42º.- Si dentro del plazo señalado en el Artículo 26° 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 37° a 41° del Reglamento, con excepción de la publicación a que se refiere el Artículo citado en último término.

- ***Cc Art. 26° de la Ley.***

Artículo 43º.- Calificadas las solicitudes concurrentes, la Dirección procederá a seleccionar la mejor alternativa teniendo en cuenta los siguientes criterios:

a) El mejor aprovechamiento de los recursos naturales;
b) La mayor eficiencia en la inversión; y,
c) El menor plazo de ejecución de las obras.

En igualdad de condiciones tendrá derecho preferencial el que previamente hubiere sido titular de una concesión temporal y haya cumplido sus obligaciones como tal, en forma satisfactoria.

Artículo 43º.- Calificadas las solicitudes concurrentes, la Dirección procederá a seleccionar la mejor alternativa teniendo en cuenta los siguientes criterios:

a) El mejor aprovechamiento de los recursos naturales;
b) La mayor eficiencia en la inversión; y,
c) El menor plazo de ejecución de las obras.

En igualdad de condiciones tendrán derecho preferente los que previamente hubieran sido titulares de una concesión temporal y hayan cumplido sus obligaciones como tal, en forma satisfactoria. Entre estos últimos, tendrá derecho preferente el peticionario cuya solicitud de concesión definitiva tenga fecha anterior de presentación.

- ***Texto del artículo según D.S.004-96-EM, publicado el 96.01.23***

Artículo 43°.- 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.

- ***Texto del artículo según D.S.038-2001-EM, publicado el 2001.07.18***

TRAMITE DE OPOSICIONES

Artículo 44º.- Dentro de los quince (15) días calendario, contados a partir de la última publicación, podrán formularse oposiciones a la concesión solicitada; anotándose en el respectivo Registro la fecha y hora de su presentación

Artículo 44º.- Dentro de los quince (15) días calendario, contados a partir de la última publicación, podrán formularse oposiciones a la concesión solicitada; anotándose en el libro respectivo de acuerdo a la fecha y hora de su presentación.

- ***Texto del artículo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

Artículo 44°.- Dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a la fecha de la última publicación, podrá formularse oposición a la concesión solicitada, anotándose en el libro respectivo de acuerdo a la fecha y hora de su presentación.

- ***Texto del Artículo según D.S.038-2001-EM, publicado el 2001.07.18***

- ***Cc Art. 27° de la Ley.***

Artículo 45º.- 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 46º.- Vencido el plazo establecido en el Artículo 44° del Reglamento, se correrá traslado de la oposición u oposiciones planteadas al peticionario, para que en el término de diez (10) días calendario absuelva y presente la documentación que sustente su derecho.

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.

- ***Texto del Artículo según D.S.038-2001-EM, publicado el 2001.07.18***

Artículo 47º.- Si el peticionario se allanara a la oposición planteada o no absolviese el traslado, dentro del término indicado en el artículo anterior, la Dirección, dentro de un plazo de cinco (5) días calendario, resolverá la oposición, en mérito a los estudios realizados. En el caso de declararse fundada la oposición, la Dirección ejecutará la garantía otorgada por el peticionario.

Artículo 47º.- Si el peticionario se allanara a la oposición planteada o no absolviese 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.

- ***Texto del Artículo según D.S.038-2001-EM, publicado el 2001.07.18***

Artículo 48º.- Cuando sea procedente, la Dirección abrirá la oposición a prueba por el término de ocho (8) días calendario prorrogables a ocho (8) días calendario adicionales. Si fuera necesario actuar

pruebas de campo, se ordenará una nueva prórroga que en ningún caso superará los ocho (8) días calendario.

Las pruebas deberán ofrecerse dentro de los cuatro (4) primeros días calendario y actuarse dentro de los cuatro (4) días calendario restantes del término probatorio o durante su prórroga. Si durante los cuatro (4) primeros días del término probatorio una de las partes hubiera ofrecido pruebas que la otra considera necesario rebatir, podrá hacerlo, ofreciendo dentro de los cuatro (4) días calendario 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.

Artículo 48º.- 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 (05) primeros días hábiles y actuarse dentro de los cinco (05) días hábiles restantes del término probatorio o durante su prórroga. Si durante los cinco (05) 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.

- ***Texto del artículo según D.S.038-2001-EM, publicado el 2001.07.18***

Artículo 49º.- 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 cinco (5) días calendario, mediante Resolución Directoral. Esta Resolución podrá ser apelada ante el Ministerio, dentro de un plazo de cinco (5) días calendario de notificada.

El Ministerio resolverá, en última instancia administrativa, dentro de los cinco (5) días calendario 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.

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.

- ***Texto del Artículo según D.S.038-2001-EM, publicado el 2001.07.18***

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 28° de la Ley.

OTORGAMIENTO Y CONTRATO DE LA CONCESION DEFINITIVA

Artículo 52º.- De no haberse formulado oposición o ésta haya sido resuelta a favor del peticionario en la vía administrativa, la Dirección procederá a efectuar la evaluación pertinente, con la finalidad de decidir la procedencia de la solicitud.

- ***Cc Art. 28 y ss. de la Ley.***

Artículo 53º.- La Resolución Suprema de otorgamiento de la concesión, deberá expedirse dentro del plazo señalado en el Artículo 28° de la Ley; designando al funcionario que debe intervenir en la celebración del Contrato a nombre del Estado y señalando el plazo para la aceptación de la misma por el peticionario, el cual no podrá ser mayor a diez (10) días calendario contados a partir de su notificación.

La resolución deberá ser notificada al peticionario dentro de los cinco (5) días calendario siguientes a su expedición y únicamente entrará en vigor si el peticionario cumple con aceptarla por escrito dentro del plazo que ésta señale.

Artículo 53º.- La Resolución Suprema de otorgamiento de la concesión, deberá expedirse dentro del plazo señalado en el Artículo 28° de la Ley; aprobando el respectivo Contrato de Concesión y designando al funcionario que debe intervenir en la celebración del mismo a nombre del Estado.

La referida Resolución deberá ser notificada al peticionario dentro de los cinco (5) días calendario siguientes a su expedición y únicamente entrará en vigor si el peticionario cumple con aceptarla por escrito dentro de los diez (10) días siguientes de su notificación.

- ***Texto del artículo según D.S. 02-94-EM, publicado el 94.01.11***
- ***Nota : El artículo 2º del D.S. 02-94-EM, publicado el 94.01.11, establece lo siguiente : "Los Contratos de Concesión, correspondientes a concesiones definitivas otorgadas a la fecha de expedición del presente Decreto Supremo, deberán ser aprobadas por Resolución Suprema, previa a su suscripción a nombre del Estado."***

Artículo 54º.- El Ministerio hará publicar la Resolución de otorgamiento de la concesión por una sola vez en el Diario Oficial "El Peruano" en un plazo de cinco (5) días calendario, contados a partir de su aceptación.

Artículo 54º.- El Ministerio hará publicar la Resolución de otorgamiento de la concesión por una sola vez en el Diario Oficial El Peruano en un plazo de cinco (5) días calendario, contados a partir de su aceptación. La publicación será por cuenta del interesado.

- ***Texto del artículo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

- ***Cc Arts. 14° y 16° de la Ley.***

Artículo 55º.- 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 0.1% del presupuesto de las obras, cuando esté comprometida su ejecución, con vigencia hasta la conclusión y aceptación de las mismas.

De este monto se deducirá la garantía establecida según el Artículo 37° del Reglamento, cuando corresponda.

El peticionario deberá efectuar el depósito de la garantía en el Ministerio, simultáneamente, a la aceptación por escrito de la Resolución de otorgamiento de la concesión.

Artículo 55º.- 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, cuando esté comprometida su ejecución, con vigencia hasta la conclusión y aceptación de las mismas.

De este monto se deducirá la garantía establecida según el Artículo 37° del Reglamento, cuando corresponda.

El peticionario deberá efectuar el depósito de la garantía en el Ministerio, simultáneamente, a la aceptación por escrito de la Resolución de otorgamiento de la concesión.

- ***Texto del inciso c) según D.S.004-96-EM, publicado el 96.01.23***

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 peticionario 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.

- ***Texto del artículo según D.S.038-2001-EM, publicado el 2001.07.18***
- ***Nota.- La Segunda Disposición Transitoria del D.S. N° 038-2001-EM publicado el 2001.07.18 dispone lo siguiente: "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."***

- ***Cc Art. 104° de la Ley.***

Artículo 56º.- 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 57º.- Las garantías a que se refieren el inciso g) del Artículo 30°, el Artículo 37° 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.

Artículo 57º.- Las garantías a que se refieren el inciso g) del Artículo 30°, el Artículo 37°, el Artículo 45º 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.

- ***Texto del artículo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

OBLIGACIONES DE TITULARES DE CONCESIONES Y AUTORIZACIONES

Artículo 58º.- Los concesionarios y titulares de autorizaciones están obligados a presentar, solamente a la Dirección, en forma mensual lo siguiente:

a) Información de producción;
b) Información comercial; y,
c) Pérdidas de potencia y energía.

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, excepto las que soliciten las autoridades judiciales, fiscales y/o tributarias.

Artículo 58º.- Los concesionarios y titulares de autorizaciones están obligados a presentar, solamente a la Dirección, en forma mensual lo siguiente:

a) Información de producción;
b) Información comercial;
c) Pérdidas de potencia y energía; y,
d) Otras informaciones que la Dirección considere pertinente respecto al servicio.

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, excepto las que soliciten las autoridades judiciales, fiscales y/o tributarias.

- ***Texto del inciso d) según D.S. 43-94-EM, publicado el 94.10.28***

Artículo 58º.- Los concesionarios y titulares de autorizaciones están obligados a presentar, solamente a la Dirección, en forma mensual lo siguiente:

a) Información de producción;
b) Información comercial;
c) Pérdidas de potencia y energía; y,
d) Otras informaciones que la Dirección considere pertinente respecto al servicio.

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, excepto las que soliciten las autoridades judiciales, fiscales y/o tributarias.

OSINERG y la Comisión podrán solicitar la información que requieran para el cumplimiento de sus funciones.

- ***Texto del artículo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

Artículo 58º.- Los concesionarios y titulares de autorizaciones están obligados a presentar, a la Dirección, en forma mensual lo siguiente:

a) Información de producción;
b) Información comercial;
c) Pérdidas de potencia y energía; y,
d) Otras informaciones que la Dirección considere pertinente respecto al servicio.

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 a la Dirección. La información 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 53º 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.

- ***Texto del artículo según D.S. 006-98-EM, publicado el 98.02.18***

- ***Cc Arts. 31°, 32°, 33° y 34° de la Ley.***

Artículo 59º.- 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 60º.- La delimitación de la zona de concesión para los concesionarios de distribución de Servicio Público de Electricidad, será establecida por el Ministerio en la oportunidad de otorgar la concesión definitiva, sobre la base de la propuesta que formule el peticionario.

La zona de concesión quedará determinada 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 100 metros en torno a ellas.

Artículo 60º.- La concesión de distribución puede comprender una o más zonas de concesión, debiendo estar identificadas en el contrato de concesión.

La delimitación de la zona de concesión para los concesionarios de distribución de Servicio Público de Electricidad, será establecida por el Ministerio en la oportunidad de otorgar la concesión definitiva, sobre la base de la propuesta que formule el peticionario.

La zona de concesión quedará determinada 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 100 metros en torno a ellas.

- ***Texto del artículo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

- ***Cc Art. 30° de la Ley.***

Artículo 61º.- En los casos en que un concesionario de distribución haya efectuado las ampliaciones previstas en el Artículo 30° de la Ley, se regularizará mediante el siguiente procedimiento:
a) El concesionario presentará la respectiva solicitud a la Dirección; adjuntando los correspondientes planos, memoria descriptiva, especificaciones técnicas, metrados y costos de las ampliaciones efectuadas;
b) La Dirección podrá solicitar al concesionario, dentro de los cinco (5) días calendario de presentada la solicitud, información ampliatoria que éste deberá presentar dentro de los cinco (5) días calendario siguientes;
c) La Dirección determinará las modificaciones a incorporarse en el contrato de concesión que se consignarán en la Resolución Suprema, que deberá dictarse dentro de los treinta (30) días calendario de presentada la solicitud. Dicha Resolución será notificada al concesionario y publicada en el Diario Oficial "El Peruano" por una sola vez, dentro de los cinco (5) días calendario de expedida; y,
d) Las modificaciones aprobadas serán formalizadas en un addendum al contrato elevándose a escritura pública cumpliendo las obligaciones establecidas en el Artículo 56° del Reglamento.

Artículo 62º.- Si se presentaran 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, éstas serán resueltas por procedimiento arbitral.

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

Artículo 62º.- 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.

- ***Texto del artículo según D.S. 017-2000-EM, publicado el 2000.09.18***

Artículo 63º.- 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 64º.- El concesionario de distribución, para cumplir con lo previsto en el inciso c) del Artículo 34° de la Ley, deberá garantizar un suministro continuo, oportuno, suficiente y que cumpla con las siguientes condiciones técnicas:

a) Caída de tensión máxima del 3.5% y de 5% en los extremos de la red primaria y secundaria, respectivamente; y,
b) Una frecuencia nominal de 60 hertzios, con variación instantánea máxima de 1 hertz, que deberá recuperarse en un período máximo de 24 horas.

La Dirección podrá variar los valores fijados en el inciso a) del presente artículo para los servicios rurales.

Artículo 64º.- Los concesionarios, los titulares de autorizaciones y las personas que obtengan los permisos a que se refiere el Artículo 121º 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.

- ***Texto del artículo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

Artículo 65º.- Si se presentaran discrepancias entre los usuarios y los concesionarios de distribución por el uso de los sistemas de éstos últimos, a que se refiere el inciso d) del Artículo 33° de la Ley, en lo relativo a capacidad de transmisión o las ampliaciones requeridas, éstas serán resueltas por procedimiento arbitral.

El usuario deberá asumir el costo de las inversiones para la ejecución de las ampliaciones que se requieran, así como las compensaciones por el uso de los sistemas según lo establecido en el Artículo 140° del Reglamento.

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

Artículo 65º.- Si se presentaran discrepancias entre los usuarios y los concesionarios de distribución por el uso de los sistemas de éstos últimos, a que se refiere el inciso d) del Artículo 34° de la Ley, en lo relativo a capacidad de transmisión o las ampliaciones requeridas, éstas serán resueltas por procedimiento arbitral.

El usuario deberá asumir el costo de las inversiones para la ejecución de las ampliaciones que se requieran, así como las compensaciones por el uso de los sistemas según lo establecido en el Artículo 140° del Reglamento.

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

- ***Texto del primer párrafo según D.S. 02-94-EM, publicado el 94.01.11***

Artículo 65°.-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 34° 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 84° de la Ley.

- ***Texto del artículo según D.S. 017-2000-EM, publicado el 2000.09.18***

AUTORIZACIONES

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

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

Con dicha solicitud deberá acompañar una garantía equivalente al 1% del presupuesto del proyecto con un tope de 1000 UIT, en caso que la autorización sea solicitada antes del inicio de la operación de la planta. La vigencia de la garantía se extenderá hasta que la planta inicie su operación.

- ***Texto del artículo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

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

A dicha solicitud se deberá acompañar 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 planta. La vigencia de la garantía se extenderá hasta que la planta inicie su operación. Se exceptúa de esta garantía los casos de autorización de generación hidráulica.

Es de aplicación a las autorizaciones, lo dispuesto en el Artículo 57° 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.

- ***Texto del artículo según D.S.038-2001-EM, publicado el 2001.07.18***
- ***Nota 1.- La Segunda Disposición Transitoria del D.S. N° 038-2001-EM publicado el 2001.07.18 dispone lo siguiente: "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."***
- ***Nota 2.- el articulo 1° 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, articulo 66° 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.***

Artículo 67º.- 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, 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.

Artículo 67º.- 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.

- ***Texto del artículo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

Artículo 68º.- 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.

- ***Cc Art. 38° de la Ley.***

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 Patrimonio Cultural de la Nación, que se encuentre declarado como tal, al momento de ejecutar las obras; y/o del medio ambiente; o,
c) Si el titular de una central generadora integrante de un sistema interconectado, luego de habérsele aplicado las sanciones correspondientes, no opera sus instalaciones de acuerdo a las normas de coordinación del respectivo Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

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 Patrimonio Cultural de la Nación, que se encuentre declarado como tal, al momento de ejecutar las obras; y/o del medio ambiente; o,
c) Si el titular de una central generadora integrante de un sistema interconectado, luego de habérsele 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. La renuncia a la autorización que comprometa el servicio público de electricidad se rige por los requisitos y procedimiento establecido para la renuncia a una concesión definitiva en lo que le fuera aplicable, debiendo expedirse Resolución Ministerial para la aceptación de la renuncia. Tratándose de casos en los que no se afecte el servicio público, bastará el informe favorable de la Dirección.

- ***Texto del artículo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

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 habérsele 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 debidamente acreditados.

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.

- ***Texto del artículo según D.S.038-2001-EM, publicado el 2001.07.18***

- ***Cc Art. 9° de la Ley.***

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.

- ***Cc Art 35° de la Ley.***

Artículo 71º.- 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.

- ***Cc Art. 35° de la Ley.***

Artículo 72º.- 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 73º.- 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;
b) El concesionario, una vez recibida la notificación a que se refiere el inciso precedente, podrá efectuar los descargos y presentar las pruebas que considere convenientes a su derecho, dentro del plazo de quince (15) días calendario de recibida la respectiva carta notarial;
c) Evaluadas las pruebas por la Dirección, la declaratoria de caducidad, de ser procedente, se resolverá por Resolución Suprema en un plazo máximo de cuarenticinco (45) días calendario, contados a partir de la notificación al concesionario del mérito de la caducidad; y,
d) En la Resolución Suprema que declara la caducidad, deberá designarse las respectivas personas naturales o jurídicas que se encarguen de llevar a cabo la intervención y la subasta pública, a que se refiere el Artículo 37° de la Ley.

Artículo 74º.- La Resolución Suprema que declara la caducidad será notificada notarialmente al concesionario o a su representante legal, en el domicilio señalado en el expediente dentro de las 48

horas de expedida, debiendo en el mismo término iniciar su publicación por dos (2) días consecutivos en el Diario Oficial "El Peruano".

- ***Cc Art. 37° de la Ley.***

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 73° 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.

- ***Cc Art. 73° del reglamento***

Artículo 77º.- El titular de la concesión podrá contradecir la declaratoria de caducidad ante el Poder Judicial en la vía que corresponda. La demanda deberá ser interpuesta dentro de treinta (30) días calendario, contados a partir de la notificación de la respectiva Resolución de caducidad.

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

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) Designará una entidad consultora, entre las que tenga precalificadas, que efectúe la valorización de los derechos y bienes de la concesión y determine el monto base respectivo. La referida designación deberá efectuarse dentro de los diez (10) días calendario siguientes a la sanción definitiva de la caducidad o se haga efectiva la renuncia.

   La valorización deberá efectuarse en un plazo máximo de cuarenticinco (45) días calendario;
b) Formulará, directamente o mediante consultoría, las Bases que regirán la subasta; las que contendrán los términos de referencia para la propuesta técnica, para la propuesta económica y las garantías requeridas para intervenir en el proceso. Esta acción deberá efectuarse simultáneamente a la valorización de la concesión;
c) Cumplido lo dispuesto en los incisos que anteceden, mandará publicar la convocatoria de la subasta pública en el Diario Oficial "El Peruano" y otro de circulación nacional, por cinco (5) días consecutivos;
d) En acto público, los interesados presentarán sus propuestas técnicas, las que deberán ser evaluadas por el Ministerio en un plazo de treinta (30) días calendario, contados a partir de la última publicación a que se refiere el inciso precedente; y,

e) Entre los interesados que hayan obtenido precalificación técnica aprobatoria, se otorgará la buena pro, en acto público, al que presente la mejor propuesta económica.

TITULO IV

COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA

ASPECTOS GENERALES

Nota.- El artículo 2° del D.S. N° 038-2001-EM publicado el 2001.07.18 dispone lo siguiente: "A partir de la entrada en vigencia del presente Decreto Supremo, toda mención que se haga al Sistema Interconectado Nacional (SINAC), debe entenderse como referida al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), la misma que será su nueva denominación."

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.

- ***Cc Arts. 39° y ss. de la Ley.***

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

a) Entidades generadoras cuya potencia instalada sea superior al 2% de la potencia instalada efectiva del sistema interconectado y comercialicen más del 50% de su energía firme; y,

b) Entidades titulares del Sistema Principal de Transmisión.

Las entidades generadoras que no cumplan individualmente con la condición señalada en el inciso a) del presente artículo, podrán participar en el COES asociándose entre ellas y siempre que alcancen el referido límite, pudiendo acreditar sólo un representante por todas ellas.

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

a) Entidades cuya potencia efectiva de generación sea superior al 2% de la potencia efectiva de generación del sistema interconectado y comercialicen más del 50% de su energía firme; y,

b) Entidades titulares del Sistema Principal de Transmisión.

Las entidades generadoras que no cumplan individualmente con la condición señalada en el inciso a) del presente artículo, podrán participar en el COES asociándose entre ellas y siempre que alcancen el referido límite, pudiendo acreditar sólo un representante por todas ellas.

- ***Texto del inciso a) según D.S. 02-94-EM, publicado el 94.01.11***

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

a) Entidades cuya potencia efectiva de generación sea superior al 2% de la potencia efectiva de generación del sistema interconectado y comercialicen más del 35% de su energía producida; y,

b) Entidades titulares del Sistema Principal de Transmisión.

Las entidades generadoras que no cumplan individualmente con la condición señalada en el inciso a) del presente artículo, podrán participar en el COES asociándose entre ellas y siempre que alcancen el referido límite, pudiendo acreditar sólo un representante por todas ellas.

- ***Texto del inciso a) según D.S. 43-94-EM, publicado el 94.10.28***

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 generadoras que no cumplan individualmente con la condición señalada en el inciso a) del presente artículo, podrán participar en el COES asociándose entre ellas y siempre que alcancen el referido límite, pudiendo acreditar sólo un representante por todas ellas.

- ***Texto del inciso a) según D.S. 017-2000-EM, publicado el 2000.09.18***

- ***Cc Art. 40° del la Ley***

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 contratada 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.

- ***Nota : Precisión de la R.D. 003-95-EM/DGE, publicada el 95.04.23, que dice textualmente :***
  "Artículo Primero.- Precísase que los pagos a que se refiere el artículo 82º del Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y el artículo 163º del Decreto Supremo Nº 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, se realizan por la prestación del servicio de instalación y la venta de bienes materiales comprendidos en el presupuesto de instalación.
  Artículo Segundo.- Los pagos a que se hace referencia en el artículo precedente, están relacionados con la prestación del servicio de electricidad."

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.

- ***Cc Art. 32° de la Ley.***

ORGANIZACION

Artículo 84º.- El COES está constituído por un Directorio y una Dirección de Operaciones.

El funcionamiento interno del COES será regulado mediante un Estatuto, el que será puesto en conocimiento de la Dirección y de la Comisión.

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 items 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.

- ***Texto del artículo según D.S. 011-2001-EM, publicado el 2001.02.22***

- ***Cc Arts. 40° y 41° de la Ley.***

Artículo 85º.- El Directorio 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 y el Estatuto.
El Directorio estará conformado por un representante de cada integrante.
La Presidencia del Directorio será rotativa entre sus integrantes, en las condiciones que establezca el Estatuto.

Artículo 85º.- El Directorio 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, Normas Técnicas, demás disposiciones complementarias y su Estatuto.

El Directorio será elegido por los representantes de cada integrante, por un período de dos años y estará conformado por siete miembros, cinco de los cuales serán designados por los integrantes de generación y dos por los integrantes de transmisión.

Para la elección de los Directores, cada generador tendrá derecho a cinco votos y cada transmisor a dos votos. La elección se practicará entre generadores para elegir a sus cinco representantes y entre transmisores para elegir a sus dos representantes. En ambos casos, cada votante puede acumular sus votos a favor de una sola persona o distribuirlos entre varias.

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

Los Directores podrán ser reelegidos sólo para un período consecutivo. 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 quince (15) años de ejercicio; 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; iv) actuar en el desempeño de sus funciones con criterio técnico e independencia, observando estrictamente la Ley, su Reglamento y normas complementarias.

No podrán ser Directores: i) funcionarios y empleados públicos; ii) accionistas, directores, funcionarios y empleados de las empresas que suministren energía a precio regulado o de sociedades de consultoría que proporcionen servicios al OSINERG; iii) directores y funcionarios de empresas que hayan sido sancionadas por actos de especulación o monopolio y quienes hubiesen sido sancionados por las mismas infracciones; iv) dos o más personas que sean parientes hasta el cuarto grado de consanguinidad o hasta el segundo grado por afinidad; y, v) los que tengan juicios pendientes con el Estado.

Las causales de remoción de los miembros del Directorio serán establecidas en el Estatuto del COES.

Los miembros del Directorio elegirán a su presidente.

- ***Texto del artículo según D.S. 017-2000-EM, publicado el 2000.09.18***
- ***Nota: El D.S. 017-2000-EM en su segunda disposición transitoria dispone lo siguiente:***
  "Los integrantes del primer Directorio del Comité de Operación Económica del Sistema - COES – del Sistema Interconectado Nacional – SINAC, deben ser elegidos, conforme al presente Decreto Supremo, antes del 31 de diciembre del 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 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 Nº 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.

- ***Texto del artículo según D.S. 011-2001-EM, publicado el 2001.02.22***
- ***Nota: El D.S. N° 011-2001-EM en sus disposiciones transitorias dispone lo siguiente:***
  "Primera.- Los integrantes del Directorio del COES-SINAC deben ser elegidos, conforme al presente Decreto Supremo, antes del 22 de marzo del 2001".
  "Segunda.- La aprobación del primer Estatuto del COES-SINAC, deberá contar con el voto favorable de al menos dos tercios del número de integrantes."
  "Tercera.- La designación del representante de los transmisores a que se refiere el Artículo 85º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, modificado por el presente Decreto Supremo, corresponderá primero al transmisor que cuente con el mayor número entero de kilómetros de línea de transmisión, sumándose cada terna, calificada como parte del Sistema Principal de Transmisión. Para la elección de nuevos Directorios, la designación rotará sucesivamente en orden decreciente de los kilómetros de línea de cada transmisor. En caso resulten de aplicación las limitaciones de grupo económico, establecidas en el referido Artículo 85º, se respeta el orden decreciente obviándose a quien se encuentra impedido de efectuar la designación."

Artículo 86º.- 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) Aprobar el Estatuto del COES y sus modificaciones;
d) Resolver los conflictos que le someta a consideración la Dirección de Operaciones;
e) Aprobar el presupuesto anual que demande el funcionamiento del COES; y,
f) Otras, que en el marco de la Ley y el Reglamento, señale el Estatuto.

Las funciones señaladas en los incisos a), c) y d) serán aprobadas por unanimidad.

En el caso en que las funciones de la Dirección de Operaciones fuera encargada a una persona jurídica, los integrantes del COES no quedan eximidos de sus responsabilidades.

Artículo 86º.- 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) Aprobar el Estatuto del COES y sus modificaciones;
d) Resolver los conflictos que le someta a consideración la Dirección de Operaciones;
e) Aprobar el presupuesto anual que demande el funcionamiento del COES;
f) Proponer al Ministerio para su aprobación, los procedimientos a que se refieren los incisos c) y d) del Artículo 40° de la Ley; y,
g) Otras, que en el marco de la Ley y el Reglamento, señale el Estatuto.

Las funciones señaladas en los incisos a), c) y d) serán aprobadas por unanimidad.

En el caso en que las funciones de la Dirección de Operaciones fuera encargada a una persona jurídica, los integrantes del COES no quedan eximidos de sus responsabilidades.

- ***Texto de los incisos f) y g) incorporados por el D.S. N° 004-99-EM, publicado el 99-03-20.***
- ***Nota: El artículo tercero del D.S. 017-2000-EM publicado el 2000-09-18 dispone lo siguiente:***
  "El Comité de Operación Económica del Sistema – COES del Interconectado Nacional – SINAC, adecuará su Estatuto a lo establecido en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento dentro del plazo máximo de 30 días calendario contados desde la publicación del presente Decreto Supremo."

Artículo 86º.- 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;
c) 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.

- ***Texto del artículo según D.S. 011-2001-EM, publicado el 2001.02.22***
- ***Nota1.- El artículo segundo del D.S. 011-2001-EM publicado el 2001-02-22 dispone lo siguiente:***
  "Antes del 15 de marzo del 2001, El Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional – COES-SINAC, adecuará su Estatuto a lo establecido en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento."
- ***Nota 2.- El artículo 3° del D.S. N° 039-2001-EM publicado el 2001.07.18 dispone lo siguiente: "El Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (SEIN) 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 87º.- 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 o del Estatuto, que no pudieran solucionarse por el Directorio, serán sometidos por las partes a procedimiento arbitral.

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.

- ***Texto del artículo según D.S. 011-2001-EM, publicado el 2001.02.22***

- ***Cc Ley General de Arbitraje: Decreto Ley N° 25935, de fecha 92.12.10***

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 firme entre integrantes a precios de Potencia de Punta en barras;
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 los Comités Técnicos que fueran necesarios; y,
m) Otras que el Directorio le encomiende.

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;
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 los Comités Técnicos que fueran necesarios; y,
m) Otras que el Directorio le encomiende.

- ***Texto del inciso g) de acuerdo al D.S. N° 004-99-EM, publicado el 99-03-20***

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;
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; y,
m) Otras que el Directorio le encomiende.

- ***Texto del inciso l) de acuerdo al D.S. N° 017-2000-EM, publicado el 2000-09-18***

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;
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;
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; y,
n) Otras que el Directorio le encomiende.

- ***Texto de los incisos m) y n) de acuerdo al D.S. N° 011-2001-EM, publicado el 2001-02-22***
- ***Nota.- El Artículo 4° del D.S. N° 039-2001-EM publicado el 2001.07.18 dispone lo siguiente: "La Dirección normará la constitución de los Centros Regionales de Operación de Redes, a fin de apoyar el cumplimiento de las funciones del Coordinador."***

PROCEDIMIENTOS PARA LA OPTIMIZACION DE LA OPERACION

Artículo 92º.- La operación en tiempo real de las unidades generadoras y sistemas de transmisión de las entidades que conforman un COES, será efectuada directamente por sus titulares, bajo su propia responsabilidad y ciñéndose a los programas establecidos por la Dirección de Operaciones, que son de cumplimiento obligatorio para todos sus integrantes.

Los integrantes sólo podrán apartarse de dicha programación por salidas intempestivas de servicio, debido a fuerza mayor o caso fortuito. En este caso, la operación del sistema será coordinada directamente por los integrantes del COES de acuerdo a los criterios que establezca el Estatuto.

Artículo 92º.- La operación en tiempo real de las unidades generadoras y los sistemas de transmisión de un sistema interconectado será efectuada directamente por sus titulares, bajo su propia responsabilidad. En los sistemas interconectados donde exista un COES, dicha operación se hará ciñéndose a los programas establecidos por la Dirección de Operaciones que son de cumplimiento obligatorio por todas las entidades.

Dentro de cada COES, la coordinación de la operación en tiempo real del sistema será efectuada por el representante de los titulares del Sistema Principal de Transmisión en calidad de "Coordinador de la Operación del Sistema". El Coordinador de la Operación del Sistema, en resguardo de la calidad y seguridad del sistema eléctrico, supervisará y controlará el suministro de electricidad a las empresas distribuidoras y a los clientes libres.

Las referidas entidades sólo podrán apartarse de la programación a que se refiere el Artículo 93º del presente 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 coordinada por el Coordinador de la Operación del Sistema de acuerdo a lo que señale el Estatuto 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 las entidades conectadas al sistema deberán proporcionar al Coordinador de la Operación del Sistema la información en tiempo real requerida por éste.

La Comisión determinará el costo eficiente al reconocer por la coordinación de la operación a cargo del representante de los titulares del sistema principal de transmisión; teniendo en cuenta las necesidades tecnológicas del sistema de control y comunicaciones para la optimización de la operación del sistema.

- ***Texto del artículo según D.S. 006-98-EM, publicado el 98.02.18***
- ***Nota : El artículo 2º del D.S. 006-98-EM, publicado el 98.02.18 establece lo siguiente : "Cada COES deberá adecuar sus Estatutos en un plazo máximo de 120 días contados a partir de la publicación en el Diario Oficial de las normas que se establezcan para la coordinación de la operación en tiempo real a que se hace referencia en el Artículo 92º."***

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 93º 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 el costo eficiente que se reconocerá al Coordinador por la coordinación de la operación, teniendo en cuenta las necesidades tecnológicas de control y comunicaciones para la optimización de la operación del Sistema.

- ***Texto del artículo según D.S. 039-2001-EM, publicado el 2001.07.18***
- ***Nota 1 .- El Artículo2° del D.S. N° 039-2001-EM publicado el 2001.07.18 dispone lo siguiente:***
  "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."
- ***Nota 2.- .- El artículo 3° del D.S. N° 039-2001-EM publicado el 2001.07.18 dispone lo siguiente: "El Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (SEIN) 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."***
- ***Nota 3 .- El Artículo 4° del D.S. N° 039-2001-EM publicado el 2001.07.18 dispone lo siguiente: "La Dirección normará la constitución de los Centros Regionales de Operación de Redes, a fin de apoyar el cumplimiento de las funciones del Coordinador."***
- ***Nota 4.- La Única Disposición Final del D.S. N° 039-2001-EM publicado el 2001.07.18 dispone lo siguiente: "En un plazo de sesenta (60) días, contados a partir de la fecha de publicación del presente Decreto, el representante de los titulares del Sistema de Transmisión y actual Coordinador, transferirá la coordinación de la operación en tiempo real del Sistema al Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)."***

- ***Cc Art. 40° inc) de la Ley.***

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

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

Los niveles de calidad y seguridad que deberán aplicarse como mínimo, son los establecidos en las normas técnicas emitidas por el Ministerio.

- ***Texto del artículo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

Artículo 95º.- 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 instalaciones del sistema interconectado, con independencia de la propiedad de dichas instalaciones.

- ***Texto del artículo según D.S. 006-98-EM, publicado el 98.02.18***

Artículo 96º.- 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 programa de obras a utilizarse será concordado con el que se encuentre especificado en el Plan Referencial elaborado por el Ministerio, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 47° de la Ley.

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

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.

- ***Nota1.- El artículo 5° del D.S. N° 016-2000-EM publicado el 2000.09.14 establece lo siguiente :***
  "Para efectos de lo dispuesto en el Artículo 99° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, tratándose de entidades de generación que utilizan gas natural como combustible, éstas deben declarar un precio único por una sola vez al año, cumpliendo con los siguientes requisitos:
  - ***a) No deben superar en ningún momento la suma de los siguientes conceptos:***
    - ***i) El precio del gas natural en boca de pozo establecido en los contratos de suministro entre el productor y el generador, el cual no podrá ser superior al precio definido en los contratos entre el productor y el Estado; más,***
    - ***ii) La suma de las tarifas de transporte y distribución de gas natural reguladas por la CTE según corresponda, considerando un factor de utilización de los ductos igual a 1.0;***
  - ***b) En la fórmula de reajuste del precio único declarado, sólo se considerará el tipo de cambio;***
  - ***c) La declaración se presentará ante el COES en sobre cerrado, el primer día útil del mes de marzo de cada año, y contará con la presencia de un funcionario designado por el OSINERG en calidad de fedatario;***
  - ***d) El precio único declarado según lo previsto en los incisos que anteceden, será aplicado en la programación efectuada por el COES entre los meses de mayo del año en que se presentó la información y abril del año siguiente;***
  - ***e) En el caso que la central generadora que utilizará el gas natural como combustible entrara a operar comercialmente con posterioridad a la fecha señalada en el inciso c) que antecede, se aceptará su precio único declarado desde la entrada en operación hasta el 30 de abril siguiente."***

- ***Nota 2.- El Artículo1° del D.S. N° 034-2001-EM publicado el 2001.07.04 sustituye el artículo 5° del D.S. N° 016-2000-EM de acuerdo a lo siguiente:***
  "Artículo 5º.- Para efectos de lo dispuesto en el Artículo 99º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, tratándose de entidades de generación que utilicen gas natural como combustible, la información relativa al precio del gas natural será sustentada y deberá incluir los costos de suministro, transporte y distribución de gas natural, según corresponda, cuando éstos se constituyan en gastos en los cuales se incurre para generar una unidad adicional de energía.
  El COES propondrá los procedimientos para la entrega de información relativa a precios y para la determinación de los costos variables de las entidades de generación que operen con gas natural."

- ***Nota 3.- El Artículo1° del D.S. N° 005-2002-EM publicado el 2002.12.21 sustituye el artículo 5° del D.S. N° 016-2000-EM de acuerdo a lo siguiente:***
  "Artículo 5°.- Para efectos de lo dispuesto en el Artículo 99° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, tratándose de entidades de generación que utilicen gas natural como combustible, la información a presentar por sus titulares consistirá en un precio único del gas natural puesto en el punto de entrega de cada central de generación, una fórmula de reajuste y la información relativa a la calidad del combustible.
  El precio único considerará los costos de suministro, transporte y distribución de gas natural, según corresponda.

  La información a que se refiere el párrafo precedente será presentada por las entidades de generación una vez al año, el último día útil de la primera quincena del mes de junio, en sobre cerrado, entrando en vigor el 1 de julio del mismo año. El proceso de apertura de sobres de los precios del gas natural se realizará en presencia de un representante de OSINERG, quien oficiará como veedor.

  Para las entidades que no presenten oportunamente la información a que se refiere este artículo, se considerará el último precio vigente a la fecha en que debió efectuarse la presentación. Las entidades que tuviesen programado incorporar al Sistema nuevas centrales de generación, efectuarán la presentación en el mes de junio inmediatamente anterior a la fecha de ingreso, conforme al párrafo que antecede. De no efectuarlo, se empleará como precio el definido por el Regulador para efectos tarifarios.

  La Dirección de Operaciones respetará la información presentada por los titulares de las entidades de generación por un período de doce (12) meses a partir de su entrada en vigor. Dicha información no podrá ser modificada por la Dirección de Operaciones ni por el titular de generación dentro del período indicado.

  La Dirección de Operaciones aplicará la fórmula de reajuste a partir del mes siguiente de su entrada en vigor. Dicha fórmula estará basada, únicamente, en una canasta de combustibles cuyos precios estén publicados en el "Platt's Oilgram Price Report", conforme lo señale el Procedimiento de Entrega de Información de Precios y Calidad del Gas Natural.

  El precio único obtenido conforme al presente Artículo, servirá como precio del mercado interno para los fines a que se refiere el inciso c) del Artículo 124° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, teniendo como precio límite superior lo señalado en el Artículo 6° del presente Decreto Supremo y demás disposiciones aplicables."

TRANSFERENCIAS DE POTENCIA Y ENERGIA

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

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.

- ***Texto del artículo según D.S. 43-94-EM publicado el 94.10.28***

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.

Artículo 101° Para la celebración de contratos con usuarios finales, no será requisito que los integrantes del COES hayan contratado previamente la potencia firme con terceros, sin embargo el integrante que haya superado su potencia firme propia, podrá contratarla con terceros o asumir las transferencias, conforme lo establecido en el artículo 113° del Reglamento.

- ***Texto del artículo según D.S. 02-94-EM publicado el 94.01.11***

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. 43-94-EM, publicado el 94.10.28***

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 tomando en cuenta lo siguiente:

a) Aportes de energía de las centrales hidroeléctricas, considerando un año hidrológico con una probabilidad de excedencia más próxima a 95%. Dicho año será determinado por la Comisión; y,
b) Aportes de energía de las centrales termoeléctricas, considerando la indisponibilidad promedio que fije la Comisión de acuerdo al inciso g) del Artículo 22° del Reglamento.

La Comisión fijará los factores de indisponibilidad promedio para cada tipo de central generadora tomando en cuenta los períodos de mantenimiento y falla, así como las estadísticas nacionales y, de no contarse con ellas, las internacionales. Igualmente deberá establecer los valores mínimo y máximo de los factores de indisponibilidad para cada tipo de central generadora.

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

a) Aportes de energía de las centrales hidroeléctricas, considerando un año hidrológico la probabilidad de excedencia resultante por aplicación de lo dispuesto en el artículo 110° del Reglamento.

b) Aportes de energía de las centrales termoeléctricas, considerando la indisponibilidad promedio que fije la Comisión de acuerdo al inciso g) del Artículo 22° del Reglamento.

La Comisión fijará los factores de indisponibilidad promedio para cada tipo de central generadora tomando en cuenta los períodos de mantenimiento y falla, así como las estadísticas nacionales y, de no contarse con ellas, las internacionales. Igualmente deberá establecer los valores mínimo y máximo de los factores de indisponibilidad para cada tipo de central generadora.

- ***Texto del inciso a) según D.S. 02-94-EM, publicado el 94-01-11***

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 períodos 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.

- ***Texto del artículo según D.S. 004-99-EM, publicado el 99-03-20***

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.

- ***Cc Def. 5 de la Ley.***

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 213° 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 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.

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.

- ***Texto del artículo según D.S.004-96-EM, publicado el 96.01.23***

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.- La transferencia total de potencia de punta entre un integrante del COES y el resto será igual a la diferencia entre su demanda de potencia de punta y su Potencia Firme.

La demanda de potencia de punta de un integrante será calculada por el COES, considerando la demanda media horaria bruta comprometida con sus clientes en las horas de punta anual del sistema eléctrico, las pérdidas de transmisión y una estimación del factor de diversidad.

Por hora de punta se entenderá aquella hora del año en la cual se produce la demanda máxima de potencia del sistema eléctrico. La máxima demanda media horaria de potencia del sistema eléctrico, así como el período más probable de ocurrencia de la hora de punta, serán estimados por el COES antes del primero de enero de cada año.

La Potencia Firme de un integrante será calculada como la suma de las potencias firmes de sus propias unidades generadoras y la de aquellas que tenga contratadas con terceros.

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 propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para llevar a cabo la valorización de las transferencias de potencia.

- ***Texto del artículo según D.S. N° 004-99-EM, publicado el 99-03-20***
- ***Nota 1.- El D.S. N° 025-2001-EM publicado el 2001-05-30 establece disposiciones para la aplicación del procedimiento de transición a que se refiere la Ley N° 26980.***
- ***Nota 2.- El artículo 2°, inciso c), numeral VIII del D.S. N° 025-2001-EM establece lo siguiente::"Al valor de la Transferencia de Potencia obtenido en el artículo 109° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, se agregará el monto resultante del Ajuste Transitorio."***

Artículo 110º.- La potencia firme de cada una de las centrales hidroeléctricas del sistema se calculará de acuerdo al procedimiento siguiente:

a) Se determina la curva de duración de carga del sistema durante los 6 meses del año de menor caudal afluente a las centrales hidroeléctricas, para un año hidrológico con una probabilidad de excedencia más próxima a 95%. Se asumirá que la hora de punta del sistema ocurre en dicho período de 6 meses;
b) Se ubican en la curva de duración de carga, desde la base hacia la punta, las centrales termoeléctricas del sistema, ordenándolas de acuerdo a sus costos variables crecientes, teniendo en cuenta sus potencias firmes calculadas de acuerdo con lo establecido en el Artículo 111° del Reglamento. La parte de la curva no cubierta se denominará curva de duración de carga residual;
c) La curva de duración de carga residual, se representa luego por 3 bloques horizontales de potencia, con las siguientes características:
   I) El primer bloque, desde la base hacia la punta, se denomina "bloque de base" y su duración es de seis meses con 24 horas diarias;
   II) El segundo bloque, desde la base hacia la punta se denomina "bloque de punta" y su duración es de dos meses con 8 horas diarias;
   III) El tercer bloque se denomina "bloque de punta instantánea", tiene una duración nula y su potencia está determinada por la diferencia entre la potencia de punta de la curva de duración de carga residual y la suma de las potencias de los bloques de base y de punta.

   La potencia de los bloques de base y de punta se calcula de modo que, la energía de éstos sea igual a la energía total de la curva de duración de carga residual;
d) La generación de cada central hidroeléctrica de pasada, o aquella no regulable en las centrales de embalse, definida para el año hidrológico con probabilidad de excedencia de 95%, se ubicará exclusivamente en el bloque de base;
e) La generación de cada central hidroeléctrica que tenga capacidad de regulación diaria para aportar potencia durante 8 horas al bloque de punta, determinados para el año hidrológico con una probabilidad de excedencia del 95%, se ubicará tentativamente en un aporte al bloque de punta.

   Una vez efectuada esta ubicación, aquella parte que exceda la potencia total del bloque, se recorta de cada central en proporción a sus aportes tentativos a dicho bloque. Aquella parte excedente se traslada al bloque de base;
f) De producirse faltantes totales de energía, se efectuará el cálculo variando la probabilidad de excedencia hasta alcanzar el equilibrio con la demanda de energía del sistema. El cálculo de la

potencia firme de las centrales termoeléctricas se ajustará también a la nueva probabilidad de excedencia;

g) De producirse excedentes de energía, igualmente se efectuará el cálculo variando la probabilidad de excedencia hasta neutralizar los excedentes de energía del sistema sin sobrepasar un nivel del 98%. Si alcanzado este nivel, aún se produjeran excedentes de energía, se disminuirán los aportes de cada central hidroeléctrica proporcionalmente. Asimismo, el cálculo de la potencia firme de las centrales termoeléctricas se ajustará también a la nueva probabilidad de excedencia;

h) La potencia de las centrales hidroeléctricas que no haya sido colocada en los bloques de base y de punta será colocada proporcionalmente en el bloque de punta instantánea; y,

i) La potencia firme de cada central hidroeléctrica será igual a la suma de las potencias colocadas en los bloques de base, de punta y de punta instantánea.

Artículo 110º.- La potencia firme de cada una de las centrales hidroeléctricas del sistema se calculará de acuerdo al procedimiento siguiente:

a) Se determina la curva de duración de carga del sistema durante los 6 meses del año de menor caudal afluente a las centrales hidroeléctricas, para un año hidrológico con una probabilidad de excedencia más próxima a 95%. Se asumirá que la hora de punta del sistema ocurre en dicho período de 6 meses;

b) Se ubican en la curva de duración de carga, desde la base hacia la punta, las centrales termoeléctricas del sistema, ordenándolas de acuerdo a sus costos variables crecientes, teniendo en cuenta sus potencias firmes calculadas de acuerdo con lo establecido en el Artículo 111° del Reglamento. La parte de la curva no cubierta se denominará curva de duración de carga residual;

c) La curva de duración de carga residual, se representa luego por 3 bloques horizontales de potencia, con las siguientes características:

   I) El primer bloque, desde la base hacia la punta, se denomina "bloque de base" y su duración es de seis meses con 24 horas diarias;

   II) El segundo bloque horario, desde la base hacia la punta se denomina “Bloque de Punta” y su duración es de 6 meses con 8 horas diarias;

   III) El tercer bloque se denomina "bloque de punta instantánea", tiene una duración nula y su potencia está determinada por la diferencia entre la potencia de punta de la curva de duración de carga residual y la suma de las potencias de los bloques de base y de punta.

   La potencia de los bloques de base y de punta se calcula de modo que, la energía de éstos sea igual a la energía total de la curva de duración de carga residual;

d) La generación de cada central hidroeléctrica de pasada, o aquella no regulable en las centrales de embalse, definida para el año hidrológico con probabilidad de excedencia de 95%, se ubicará exclusivamente en el bloque de base;

e) La generación de cada central hidroeléctrica que tenga capacidad de regulación diaria para aportar potencia durante 8 horas al bloque de punta, determinados para el año hidrológico con una probabilidad de excedencia del 95%, se ubicará tentativamente en un aporte al bloque de punta.

   Una vez efectuada esta ubicación, aquella parte que exceda la potencia total del bloque, se recorta de cada central en proporción a sus aportes tentativos a dicho bloque. Aquella parte excedente se traslada al bloque de base;

f) De producirse faltantes totales de energía, se efectuará el cálculo variando la probabilidad de excedencia hasta alcanzar el equilibrio con la demanda de energía del sistema. El cálculo de la potencia firme de las centrales termoeléctricas se ajustará también a la nueva probabilidad de excedencia;

g) De producirse excedentes de energía, igualmente se efectuará el cálculo variando la probabilidad de excedencia hasta neutralizar los excedentes de energía del sistema sin sobrepasar un nivel del 98%. Si alcanzado este nivel, aún se produjeran excedentes de energía, se disminuirán los aportes de cada central hidroeléctrica proporcionalmente. Asimismo, el cálculo de la potencia firme de las centrales termoeléctricas se ajustará también a la nueva probabilidad de excedencia;

h) La potencia de las centrales hidroeléctricas que no haya sido colocada en los bloques de base y de punta será colocada proporcionalmente en el bloque de punta instantánea; y,

i) La potencia firme de cada central hidroeléctrica será igual a la suma de las potencias colocadas en los bloques de base, de punta y de punta instantánea.

- ***Texto del inciso c) item II) según D.S. N° 02-94-EM, publicado el 94-01-11***

Artículo 110º.- La potencia firme de cada una de las centrales hidroeléctricas del sistema se calculará de acuerdo al procedimiento siguiente:

a) Se determina la curva de duración de carga del sistema durante los 6 meses del año de menor caudal afluente a las centrales hidroeléctricas, para un año hidrológico con una probabilidad de excedencia más próxima a 95%. Se asumirá que la hora de punta del sistema ocurre en dicho período de 6 meses;
b) Se ubican en la curva de duración de carga, desde la base hacia la punta, las centrales termoeléctricas del sistema, ordenándolas de acuerdo a sus costos variables crecientes, teniendo en cuenta sus potencias firmes calculadas de acuerdo con lo establecido en el Artículo 111° del Reglamento. La parte de la curva no cubierta se denominará curva de duración de carga residual;
c) La curva de duración de carga residual, se representa luego por 3 bloques horizontales de potencia, con las siguientes características:
   I) El primer bloque, desde la base hacia la punta, se denomina "bloque de base" y su duración es de seis meses con 24 horas diarias;
   II) El segundo bloque horario, desde la base hacia la punta se denomina “Bloque de Punta” y su duración es de 6 meses con 8 horas diarias;
   III) El tercer bloque se denomina "bloque de punta instantánea", tiene una duración nula y su potencia está determinada por la diferencia entre la potencia de punta de la curva de duración de carga residual y la suma de las potencias de los bloques de base y de punta.

   La potencia de los bloques de base y de punta se calcula de modo que, la energía de éstos sea igual a la energía total de la curva de duración de carga residual;
d) La generación de cada central hidroeléctrica de pasada, o aquella no regulable en las centrales de embalse, definida para el año hidrológico con probabilidad de excedencia de 95%, se ubicará en el bloque de base inicialmente;
e) La generación de cada central hidroeléctrica que tenga capacidad de regulación diaria para aportar potencia durante 8 horas al bloque de punta, determinados para el año hidrológico con una probabilidad de excedencia del 95%, se ubicará tentativamente en un aporte al bloque de punta.

   Una vez efectuada esta ubicación, aquella parte que exceda la potencia total del bloque, se recorta de cada central en proporción a sus aportes tentativos a dicho bloque. Aquella parte excedente se traslada al bloque de base;
f) De producirse faltantes totales de energía, se efectuará el cálculo variando la probabilidad de excedencia hasta alcanzar el equilibrio con la demanda de energía del sistema. El cálculo de la potencia firme de las centrales termoeléctricas se ajustará también a la nueva probabilidad de excedencia;
g) De producirse excedentes de energía, igualmente se efectuará el cálculo variando la probabilidad de excedencia hasta neutralizar los excedentes de energía del sistema sin sobrepasar un nivel del 98%. Si alcanzado este nivel, aún se produjeran excedentes de energía, se disminuirán los aportes de cada central hidroeléctrica proporcionalmente. Asimismo, el cálculo de la potencia firme de las centrales termoeléctricas se ajustará también a la nueva probabilidad de excedencia;
h) La potencia de las centrales hidroeléctricas que no haya sido colocada en los bloques de base y de punta será colocada proporcionalmente en el bloque de punta instantánea; y,
i) La potencia firme de cada central hidroeléctrica será igual a la suma de las potencias colocadas en los bloques de base, de punta y de punta instantánea.

- ***Texto del inciso d) según D.S. N° 004-96-EM, publicado el 96-01-23***

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 real de la unidad o central generadora en el mes de cálculo.

   II) La Potencia Garantizada de una unidad hidráulica será igual a la suma de la Potencia Garantizada con el reservorio de regulación horario, más la Potencia Garantizada como una central de pasada. La Potencia Garantizada no debe superar la Potencia Efectiva de la central.

   III) La Potencia Garantizada con el reservorio de regulación horario, es igual a la energía máxima almacenable en el reservorio para la probabilidad de excedencia dada, entre las horas de regulación prefijadas. Se considerará como reservorios de regulación horaria a aquellos cuya agua desembalsada está a disposición de la central en un tiempo inferior a 24 horas.

   IV) La Potencia Garantizada como una central de pasada es igual a la energía de pasada entre las horas totales del período de evaluación. El período de evaluación será los 6 meses más críticos de la oferta hidrológica.

   V) La suma de la energía de pasada más la energía regulada por el reservorio debe ser igual a la Energía Garantizada por la central hidráulica durante el período de evaluación y para una probabilidad de excedencia mensual dada.

   VI) 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 afluente a la central hidráulica en evaluación para la probabilidad de excedencia mensual dada.

      2) Teniendo en cuenta los reservorios estacionales anuales y mensuales, se procede a simular, para los 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 todos los reservorios se encuentran en el nivel más probable de su operación histórica.

      3) 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.

      4) 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.

      5) En esta etapa de evaluación se consideran los mantenimientos programados de las unidades a efectos de no sobrestimar la disponibilidad de energía.

c) El COES propondrá al Ministerio el procedimiento para calcular la indisponibilidad de las unidades de generación, considerando entre otros, los siguientes criterios:

   I) Información estadística de indisponibilidades programadas de las unidades para los últimos diez (10) años, en las horas de punta del sistema;

   II) Información estadística de indisponibilidades no programadas de las unidades para los últimos dos (2) años, en las horas de punta del sistema;

   III) Valores máximos de indisponibilidades programadas y no programadas, de acuerdo con las características de las unidades de generación;

   IV) Capacidad de transporte eléctrico garantizado por las centrales generadoras; y,

   V) 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 4 años, o 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 4 años el Ministerio definirá las horas de punta del sistema para efectos de 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.

- ***Texto del artículo según D.S. N° 004-99-EM, publicado el 99-03-20***
- ***Nota 1 : El artículo primero del D.S. N° 016-2000-EM publicado el 2000.09.14 dispone lo siguiente: Fíjase las horas de regulación y la probabilidad de excedencia mensual de las centrales hidráulicas a que se refiere el inciso d) del Artículo 110° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, de acuerdo a la siguiente tabla:***

Sistema Interconectado	Horas de Regulación	Probabilidad de Excedencia
Centro Norte (SICN)	8	98%
Sur (SIS)	5	95%
Nacional (SINAC)	8	98%

- ***Nota 2 : El artículo segundo del D.S. N° 016-2000-EM publicado el 2000.09.14 dispone lo siguiente: "Fíjase las horas de punta del sistema eléctrico a que se refiere el inciso e) del Articulo 110° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, en el período comprendido entre las 17.00 y las 24.00 horas."***
- ***Nota 3: El artículo cuarto del D.S. N° 016-2000-EM publicado el 2000.09.14 dispone que las disposiciones contenidas en los artículos primero, segundo y tercero de este Decreto Supremo en concordancia con las disposiciones contenidas en el Decreto Supremo N° 004-99-EM y que en su momento fueran reglamentadas por la Resolución Ministerial N° 470-99-EM/VME son de aplicación desde el 1 de mayo de 1999.***

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 afluente 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:

I) 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.

II) 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.

III) 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.

IV) 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.

V) Valores máximos de indisponibilidades programadas y no programadas, de acuerdo con las características de las unidades de generación;

VI) Capacidad de transporte eléctrico garantizado por las centrales generadoras; y,

VII) 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.

- ***Texto del artículo según D.S. N° 032-2001-EM, publicado el 2001.06.21***
- ***Nota 1 : El artículo segundo del D.S. N° 016-2000-EM publicado el 2000.09.14 dispone lo siguiente: "Fíjase las horas de punta del sistema eléctrico a que se refiere el inciso e) del Articulo 110° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, en el período comprendido entre las 17.00 y las 24.00 horas."***
- ***Nota 2: El artículo cuarto del D.S. N° 016-2000-EM publicado el 2000.09.14 dispone que las disposiciones contenidas en los artículos primero, segundo y tercero de este Decreto Supremo en concordancia con las disposiciones contenidas en el Decreto Supremo N° 004-99-EM y que en su momento fueran reglamentadas por la Resolución Ministerial N° 470-99-EM/VME son de aplicación desde el 1 de mayo de 1999.***
- ***Nota 3 : El artículo segundo del D.S. N° 032-2001-EM publicado el 2001.06.21 dispone lo siguiente:***
  Fíjase las horas de regulación y la probabilidad de excedencia mensual de las centrales hidráulicas a que se refiere el inciso d) del Artículo 110° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, de acuerdo a la siguiente tabla:

Sistema Interconectado	*Horas de Regulación*	*Probabilidad de Excedencia*
Nacional (SINAC)	***7***	***95%***

- ***Nota 4 : El artículo 1° del D.S. N° 027-2003-EM publicado el 2003-08-07 dispone l,o siguiente: " Fíjase las horas de punta del Sistema a que se refiere el inciso e) del artículo 110° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, en el período comprendido entre las 17:00 y las 23:00 horas.***
- ***Nota 5 : El artículo 2° del D.S. N° 027-2003-EM publicado el 2003-08-07 dispone l,o siguiente: "El presente Decreto Supremo entrará en vigencia el 01 de agosto del año 2003.***

Artículo 111º.- La potencia firme de cada una de las centrales termoeléctricas del sistema se calculará de acuerdo al siguiente procedimiento:

a) Se determina la potencia total que, el conjunto de todas las unidades generadoras termoeléctricas, es capaz de garantizar en la hora de punta con una probabilidad comprendida dentro del rango de 90% a 98%.

b) Se repite el mismo cálculo, retirando la unidad generadora termoeléctrica cuya potencia firme se está evaluando;
c) Se calcula la diferencia entre la potencia total obtenida en el inciso a) y la potencia obtenida en el inciso b) a la que se denomina potencia firme preliminar de la unidad evaluada;
d) Se calcula la diferencia entre la suma de las potencias firmes preliminares de todas las unidades generadoras termoeléctricas del sistema, y la potencia total calculada según el inciso a) a la que se denomina residuo total; y,
e) Se calcula la potencia firme de cada unidad generadora restándole a su potencia firme preliminar una parte del residuo total. Dicha parte será aplicada en forma proporcional a la diferencia entre la potencia instalada y la potencia firme preliminar de cada unidad.

El COES definirá los modelos matemáticos a utilizar para el cálculo de la potencia firme y los procedimientos para obtener los valores de disponibilidad en horas de punta. Para el efecto, podrá basarse en estadísticas nacionales e internacionales y/o en las características propias de las unidades generadoras, disponiendo pruebas de operación de dichas unidades.

Artículo 111º.- La potencia firme de cada una de las centrales termoeléctricas del sistema se calculará de acuerdo al siguiente procedimiento:

a) Se determina la potencia total que, el conjunto de todas las unidades generadoras termoeléctricas, es capaz de garantizar en la hora de punta con una probabilidad comprendida dentro del rango de 90% a 98%, cuyo límite inferior podrá ser variado por el Ministerio a propuesta del COES;
b) Se repite el mismo cálculo, retirando la unidad generadora termoeléctrica cuya potencia firme se está evaluando;
c) Se calcula la diferencia entre la potencia total obtenida en el inciso a) y la potencia obtenida en el inciso b), ajustándose dicha diferencia a una curva monótona decreciente en función a la probabilidad, para obtener la potencia firme preliminar de la unidad evaluada;
d) Se calcula la diferencia entre la suma de las potencias firmes preliminares de todas las unidades generadoras termoeléctricas del sistema, y la potencia total calculada según el inciso a) a la que se denomina residuo total; y,
e) Se calcula la potencia firme asignable en el bloque de base de cada unidad generadora restándole a su potencia firme preliminar una parte del residuo total. Dicha parte será aplicada en forma proporcional a la diferencia entre la potencia efectiva y la potencia firme preliminar de cada unidad. La potencia firme asignable en el bloque de punta instantánea, y la potencia firme de cada central se asignará en forma similar a lo determinado en los incisos h) e i) del Artículo 110°;

El COES definirá los modelos matemáticos a utilizar para el cálculo de la potencia firme y los procedimientos para obtener los valores de disponibilidad en horas de punta. Para el efecto, podrá basarse en estadísticas nacionales e internacionales y/o en las características propias de las unidades generadoras, disponiendo pruebas de operación de dichas unidades.

- ***Texto de los incisos a), c) y e) según D.S.004-96-EM, publicado el 96.01.23***

Artículo 111º.- 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.

II) 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.

- ***Texto del artículo según D.S.004-99-EM, publicado el 99.03.20***
- ***Nota 1 : El artículo tercero del D.S. N° 004-99-EM dispone lo siguiente: Fíjese los factores por Incentivo al Despacho y por Incentivo a la Contratación a que se refiere el literal d) del artículo 111° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, según lo siguiente:***

Periodo	Factor por Incentivo al Despacho	Factor por Incentivo a la Contratación
Primer año	0	5%
Segundo año	0	4%
Tercer año	0	3%
Cuarto año	0	2%
Quinto año	10%	2%
Sexto año	20%	2%
Sétimo año y siguientes	30%	0%

- ***Nota 2 : El artículo segundo del D.S. N° 004-2003-EM publicado el 2003.02.20 dispone lo siguiente: Fíjese los factores por Incentivo al Despacho y por Incentivo a la Contratación a que se refiere el inciso d) del Artículo 111° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, según lo siguiente:***

Periodo	Factor por Incentivo al Despacho	Factor por Incentivo a la Contratación
Primer año	0%	5%
Segundo año	0%	4%
Tercer año	0%	3%
Cuarto año	0%	2%
Quinto año	0%	2%
Sexto año	20%	2%

Sétimo año y siguientes	30%	0%

Artículo 112º.- Las transferencias de potencia de punta entre integrantes serán valorizadas, tomando en cuenta los precios de Potencia de Punta en Barra correspondientes a las barras de las subestaciones en que tales transferencias se originen.

Artículo 112º.- Las transferencias de potencia de punta entre los generadores integrantes serán valorizadas, tomando en cuenta los precios de Potencia de Punta en Barra correspondientes a las barras de las subestaciones en que tales transferencias se originen.

- ***Texto del artículo según D.S.004-96-EM, publicado el 96.01.23***

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) Procedimientos 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 Despachada 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.

- ***Texto del artículo según D.S.004-99-EM, publicado el 99.03.20***
- ***Nota 1 : El artículo tercero del D.S. N° 016-2000-EM publicado el 2000.09.14 dispone lo siguiente: Fíjase el Margen de Reserva a que se refiere el inciso e) del Artículo 112° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, de acuerdo a la siguiente tabla:***

Período	SICN	SIS	SINAC
Primer Año	50%	50%	-
Segundo Año	50%	50%	-
Tercer Año	-	-	45%
Cuarto Año	-	-	45%

- ***Nota 2 : El artículo cuarto del D.S. N° 016-2000-EM publicado el 2000.09.14 dispone que las disposiciones contenidas en los artículos primero, segundo y tercero de este Decreto Supremo en concordancia con las disposiciones contenidas en el Decreto Supremo N° 004-99-EM y que en su momento fueran reglamentadas por la Resolución Ministerial N° 470-99-EM/VME son de aplicación desde el 1 de mayo de 1999.***
- ***Nota 3 : El artículo segundo del D.S. N° 004-99-EM ha sido derogado por D. S. N° 025-2001-EM publicado el 2001.05.30.***

- ***Nota 4 : El artículo primero del D.S. N° 004-2003-EM publicado el 2003.02.20 dispone lo siguiente: Fíjese en 44% el Margen de Reserva a que se refiere el inciso e) del Artículo 112° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, para el período de un (1) año, que se iniciará el 1 de mayo del año 2003 y concluirá el 30 de abril del año 2004.***
- ***Nota 5 : Los artículos 1° y 2° de la R.M. N° 191-2004-MEM/DM publicada el 2004.04.30 dispone lo siguiente:***
  Artículo 1°.- Fíjase el Margen de Reserva del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) a que se refiere el inciso e) del año 2004 y concluye el 30 de abril del año 2008, de acuerdo a los siguientes valores:

Período	Margen de Reserva del SEIN (%)
01 de mayo de 2004 – 30 de abril de 2005	42
01 de mayo de 2005 – 30 de abril de 2006	39
01 de mayo de 2006 – 30 de abril de 2007	36
01 de mayo de 2007 – 30 de abril de 2008	32

Artículo 2°.- La presente Resolución Ministerial entrará en vigencia el 01 de mayo de 2004.

Artículo 113º.- El cálculo de las transferencias de potencia de punta para cada año, se efectuará en diciembre del año anterior, considerando las demandas máximas previstas para cada integrante.

El COES comunicará antes del 31 de diciembre los pagos por potencia que, mensualmente, deban efectuarse entre integrantes en el año siguiente. Estos pagos se efectuarán dentro los siete (7) primeros días de cada mes del año que correspondan.

Una vez producidas las demandas máximas reales del sistema eléctrico, el COES recalculará las transferencias de potencia de punta. El Estatuto definirá la forma en que los integrantes cancelarán estas diferencias.

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.

- ***Texto del artículo según D.S. N° 004-99-EM, publicado el 99-03-20***
- ***Nota 1: El D.S. N° 004-99-EM, en su segunda disposición transitoria dispone lo siguiente: "El periodo de vigencia de la primera fijación de los Factores de Distribución Horaria del Precio de Potencia a que se refiere el artículo 113° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, será de 8 años."***
- ***Nota 2:El D.S. N° 015-2003-EM, publicado el 2003-05-07en sus artículos 1° y "¿2° dispone los siguiente:***

"Artículo 1º.- Por excepción, la primera fijación de los Factores de Distribución Horaria del Precio de Potencia a que se refiere el artículo 113° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, se efectuará con una anticipación no menor de seis (06) meses a su entrada en vigencia.

Artículo 2°.- Déjase sin efecto la Segunda Disposición Transitoria del Decreto Supremo N° 004-99-EM."

- *Nota 3: La R.M. N° 588-2003-MEM/DM publicada el 2003-11-01 en sus artículos 1° y 2° dispone lo siguiente:*

"Artículo 1º.- Fíjanse los Factores de Distribución Horaria del Precio de Potencia a que se refiere el numeral I) del inciso a) del Artículo 113° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, comprendidos en el Anexo que forma parte integrante de la presente Resolución Ministerial."

"Artículo 2°.- Los Factores fijados con la presente Resolución, entrarán en vigencia el 01 de mayo de 2004."

Artículo 114º.- 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 115º.- 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.

- ***Cc Art. 41° inciso b) de la Ley.***

Artículo 116º.- 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.

INFORMACION 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 93° 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.

- *Cc* *Art. 40° inc. f) de la Ley*
  Art. 93° del reglamento

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

a) La proyección de la demanda de potencia y energía del sistema eléctrico;
b) El programa de obras de generación y transmisión;
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 proyectados;
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.

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

a) La proyección de la demanda de potencia y energía del sistema eléctrico;
b) El programa de obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en el período;
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 proyectados;
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.

- ***Texto del inciso b) según D.S. N° 010-2004-EM, publicado el 2004.04.20***

- ***Cc Art. 51° de la Ley.***

Artículo 120º.- 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 a la Comisión las modificaciones que efectúe al Estatuto. Asimismo, los cambios que introduzca en los modelos matemáticos y programas destinados a la planificación de la operación y al cálculo de los costos marginales, ciñéndose a lo dispuesto en el Artículo 55° de la Ley.

Los modelos a aplicarse para el cálculo tarifario, serán aquellos que hayan sido alcanzados a la Comisión con una anticipación de 60 días calendario a las fechas señaladas en el Artículo 119° del Reglamento.

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

- ***Texto de artículo según D.S. 004-99-EM, publicado el 99-03-20***

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 53° y 71° de la Ley.

- ***Cc*** ***Arts. 42°, 51° y 52° de la Ley.***

PRECIOS MAXIMOS DE GENERADOR A DISTRIBUIDOR DE SERVICIO PUBLICO

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

La tasa de crecimiento anual de la proyección de la demanda deberá guardar relación con la tasa correspondiente a los 48 meses previos al período proyectado y, considerando los factores coyunturales que la hubieren afectado.

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

La tasa de crecimiento anual de la proyección de la demanda deberá guardar relación con la tasa correspondiente a los 48 meses previos al período proyectado, considerando los factores coyunturales que la hubieren afectado.

Serán considerados por separado en la proyección de la demanda, los proyectos con demandas superiores a 10 MW, siempre que cumplan con los requisitos y condiciones que se aprueben por resolución ministerial.

Se considerarán factibles de entrar en operación en el período a que se refiere el inciso a) del Artículo 47° de la Ley, aquellos proyectos de generación y transmisión cuyos títulos no se encuentren en causal de caducidad o cancelación según corresponda y que cumplan con los requisitos y condiciones que se aprueben por resolución ministerial.

Los requisitos y condiciones para el programa de obras y la proyección de la demanda, podrán ser revisados por el Ministerio cada dos (2) años, debiendo ser publicados antes del 30 de noviembre del año correspondiente, caso contrario, se mantendrán vigentes los requisitos y condiciones aprobados en la última resolución publicada.

Para la proyección de la demanda y oferta extranjeras en la fijación de las Tarifas en Barra, se considerarán los datos históricos de las transacciones de corto plazo producidos en los últimos doce (12) meses anteriores al mes precedente a la fecha de presentación al OSINERG del estudio técnico – económico por el COES, y se aplicarán como una constante para el período a que se refiere el inciso a) del Artículo 47° de la Ley.

- ***Texto del artículo según D.S. Nº 010-2004-EM, publicado el 2004.04.20***
- ***Nota 1: El D.S. N° 010-2004-EM, en su artículo 2° dispone lo siguiente: "Artículo 2°.- Asignación de Ingresos por Diferencia de Costos Marginales por Exportación de Electricidad***
  Los ingresos que se hayan producido por la diferencia de los costos marginales de corto plazo de los sistemas nacionales de los países involucrados en las transacciones internacionales ejecutadas en caso de exportación desde el SEIN, serán asignados a la demanda nacional."
- ***Nota 2: : El D.S. N° 010-2004-EM, en su única disposición transitoria dispone lo siguiente::" ÚNICA DISPOSICIÓN TRANSITORIA.- Para efectos de la fijación tarifaria de los períodos que se inician en los meses de noviembre de 2004 y mayo de 2005, la proyección de la demanda y oferta extranjeras se determinará sobre la base de la simulación de las transacciones de corto plazo que se hubiesen producido en los enlaces internacionales durante el año 2003, para lo cual se tomarán en cuenta los datos históricos de ese año del SEIN y de los sistemas de los países involucrados. El Ministerio de Energía y Minas, a propuesta del OSINERG, establecerá las premisas y parámetros de cálculo de las simulaciones a que se refiere la presente Disposición."***

Artículo 124º.- 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 tomado de las proyecciones que publique una entidad especializada, de reconocida solvencia en el ámbito internacional.

Artículo 124º.- 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 señalan en el Artículo 50º de la Ley y se tomarán los precios del mercado interno, teniendo como límite los precios que publique una entidad especializada de reconocida solvencia en el ámbito internacional.

- ***Texto del artículo según D.S. Nº 011-98-EM, publicado el 98.03.28***

- ***Nota1.- El artículo 6° del D.S. N° 016-2000-EM publicado el 2000.09.14 establece lo siguiente :***

  "En el caso de la determinación de la tarifa en barra de la energía, y de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 124° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, la Comisión de Tarifas de Energía (*), obtendrá los costos variables combustibles de las centrales termoeléctricas que utilicen el gas natural, empleando como precio del gas natural:
  a) El precio declarado en el COES durante el período de aplicación según lo señalado en el inciso d) del artículo anterior; y,
  b) El precio máximo del gas natural, para el resto del período tarifario, determinado para estos efectos como la suma de:
  i) El precio del gas natural en boca de pozo, establecido en los contratos de suministro entre el productor y el generador, el cual no podrá ser superior al precio definido en los contratos entre el productor y el Estado;
  ii) El 90% de la tarifa de transporte de gas natural desde boca de pozo hasta el City Gate, o en su defecto hasta la central, considerando un factor de utilización del transporte igual a 1.0; y,
  iii) El 90% de la tarifa de distribución de gas natural desde el City Gate hasta la central, si corresponde considerando un factor de utilización de la distribución igual a 1.0.

  En el caso de nuevas centrales termoeléctricas que utilizarán el gas natural, y que aún no han declarado su precio único de gas natural, se utilizará como precio del gas, el precio máximo del gas natural definido en este artículo."

  (*) Actualmente Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (OSINERG-GART) según Ley N° 27332 publicada el 2000.07.19, D.S. N° 054-2001-PCM publicado el 2001.05.09 y D.S. N° 055-2001-PCM publicado el 2001.05.17.

- ***Nota 2.- El artículo Único de la R.D. N° 007-2001-EM/DGE publicada el 2001.04.11 establece lo siguiente " Precísase que para la aplicación de los valores señalados en la R.D. Nº 038-98-EM/DGE para el caso de las centrales abastecidas con gas natural no proveniente del yacimiento de Camisea, se tomará como precio máximo de referencia el precio del gas de Camisea de acuerdo a lo establecido por la normatividad vigente, el que será alcanzado gradualmente en la fecha prevista para la llegada del gas a Lima, de acuerdo con los contratos vigentes y aplicando los procedimientos que para el efecto establezca la Comisión de Tarifas de Energía (*)."***

  (*) Actualmente Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (OSINERG-GART) según Ley N° 27332 publicada el 2000.07.19, D.S. N° 054-2001-PCM publicado el 2001.05.09 y D.S. N° 055-2001-PCM publicado el 2001.05.17.

- ***Nota 3.- El artículo1° del D.S. N° 034-2001-EM publicado el 2001.07.04 sustituye el artículo 6° del D.S. N° 016-2000-EM de acuerdo a lo siguiente:***

  "Artículo 6º.- Para efectos de la determinación de la tarifa en barra de la energía; y, de acuerdo con lo dispuesto por el Artículo 124º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo Nº 009-93-EM, tratándose de centrales termoeléctricas que utilicen gas natural como combustible y cuya explotación se derive de Contratos de Licencia o Servicios que hayan sido adjudicados según modalidades establecidas en el 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 por Decreto Supremo N° 059-96-PCM y sus normas complementarias, OSINERG obtendrá los costos variables tomando el precio del gas natural, definido como la suma de:
  i) El precio del gas natural en boca de pozo, establecido en los contratos de suministro entre el productor y el generador, el cual no podrá ser superior al precio máximo definido en los contratos entre el producto y el Estado;
  ii) El 90% de la tarifa de transporte de gas natural desde boca de pozo hasta el City Gate o en su defecto hasta la central, considerando un factor de utilización del transporte de 1.0; y,
  iii) El 90% de la tarifa de distribución de gas natural desde el City Gate hasta la central, si corresponde, considerando un factor de utilización de la distribución de 1.0"

- ***Nota 4.- El Artículo1° del D.S. N° 005-2002-EM publicado el 2002.12.21 sustituye el artículo 5° del D.S. N° 016-2000-EM de acuerdo a lo siguiente:***

  "Artículo 5°.- Para efectos de lo dispuesto en el Artículo 99° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, tratándose de entidades de generación que utilicen gas natural como combustible, la información a presentar por sus titulares consistirá en un precio único del gas natural puesto en el punto de entrega de cada central de generación, una fórmula de reajuste y la información relativa a la calidad del combustible.
  El precio único considerará los costos de suministro, transporte y distribución de gas natural, según corresponda.

  La información a que se refiere el párrafo precedente será presentada por las entidades de generación una vez al año, el último día útil de la primera quincena del mes de junio, en sobre cerrado, entrando en vigor el 1 de julio del mismo año. El proceso de apertura de sobres de los precios del gas natural se realizará en presencia de un representante de OSINERG, quien oficiará como veedor.

Para las entidades que no presenten oportunamente la información a que se refiere este artículo, se considerará el último precio vigente a la fecha en que debió efectuarse la presentación. Las entidades que tuviesen programado incorporar al Sistema nuevas centrales de generación, efectuarán la presentación en el mes de junio inmediatamente anterior a la fecha de ingreso, conforme al párrafo que antecede. De no efectuarlo, se empleará como precio el definido por el Regulador para efectos tarifarios.

La Dirección de Operaciones respetará la información presentada por los titulares de las entidades de generación por un período de doce (12) meses a partir de su entrada en vigor. Dicha información no podrá ser modificada por la Dirección de Operaciones ni por el titular de generación dentro del período indicado.

La Dirección de Operaciones aplicará la fórmula de reajuste a partir del mes siguiente de su entrada en vigor. Dicha fórmula estará basada, únicamente, en una canasta de combustibles cuyos precios estén publicados en el "Platt's Oilgram Price Report", conforme lo señale el Procedimiento de Entrega de Información de Precios y Calidad del Gas Natural.

El precio único obtenido conforme al presente Artículo, servirá como precio del mercado interno para los fines a que se refiere el inciso c) del Artículo 124° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, teniendo como precio límite superior lo señalado en el Artículo 6° del presente Decreto Supremo y demás disposiciones aplicables."

Artículo 125º.- 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 período proyectado;
b) Se calculará el Valor Presente de la demanda de cada período proyectado; y,
c) Se obtendrá el cociente de a) y b).

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

- ***Cc*** ***Art. 79° de la Ley***
  Art. 160° del reglamento

Artículo 126º.- La anualidad de la inversión a que se refiere el inciso e) del Artículo 47° de la Ley, será calculada multiplicando el monto 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 para el equipo de conexión.

El monto de la inversión será determinado considerando:

a) 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);
b) El costo de instalación y conexión al sistema; y,
c) El costo fijo de personal que incluya los beneficios sociales.

Para el cálculo se considerarán todos los tributos aplicables que no generen crédito fiscal.

Artículo 126º.- La Anualidad de la Inversión a que se refiere el inciso e) del Artículo 47º 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 47º 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 79º 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.

- ***Texto del artículo según D.S. N° 004-99-EM, publicado el 99-03-20***
- ***Nota 1: EL D.S. N° 004-99-EM, en su quinta disposición transitoria dispone lo siguiente: "El Margen de Reserva Firme Objetivo, definido en el artículo 126° a que se refiere el Artículo Primero del presente Decreto Supremo, para las fijaciones de las tarifas de barra comprendidas en el periodo mayo de 1999 a octubre del 2000, será igual a 19% y 9.5% para el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) y Sistema Interconectado Sur (SIS), respectivamente. La Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta para el mismo periodo será igual a 5% para ambos sistemas eléctricos".***
- ***Nota 2: La Resolución 019-2000-P/CTE publicada el 2000-10-25, en su artículo primero dispone lo siguiente: "Fíjese la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta y el Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema Interconectado Nacional, en los valores de 2,35% y 19,5% respectivamente; a partir del 01 de noviembre del año 2000."***

Artículo 127º.- Para el cálculo de los factores de pérdida de potencia y de energía a que se refiere el Artículo 48° de la Ley, se tomarán en cuenta además los siguientes aspectos:

a) Se determinarán factores para la potencia de punta y para cada Bloque Horario de energía; y,

b) Para los cálculos del flujo de potencia se considerará la capacidad real del sistema y, como barra de referencia, aquella en que se fijen los precios básicos de potencia y energía;

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 de pérdidas se efectuará empleando las características reales de dicho sistema de transmisión.

Artículo 128º.- Para la fijación de los precios en las barras unidas al Sistema Principal de Transmisión mediante un sistema secundario, a que se refiere el Artículo 49° de la Ley, la Comisión observará el siguiente procedimiento:

a) Determinará las pérdidas marginales de potencia y energía para el tramo del sistema de transmisión que une la barra al Sistema Principal;

b) Determinará el Precio de Energía en Barra aplicando al Precio en Barra correspondiente del Sistema Principal un factor que incluya las pérdidas marginales de energía; y,

c) Determinará el precio de Potencia de Punta en Barra aplicando al precio en Barra de la respectiva barra del Sistema Principal de Transmisión un factor que incluya las pérdidas marginales de potencia. Al valor obtenido se agregará un peaje que cubra el Costo Medio del Sistema Secundario de Transmisión Económicamente Adaptado.

El cálculo del peaje será efectuado de acuerdo a lo señalado en el Artículo 139° del Reglamento.

Artículo 129º.- Para efectuar la comparación a que se refiere el Artículo 53° de la Ley, las empresas deberán presentar a la Comisión la información sustentatoria en la forma y plazo que élla señale. Dicha comparación se realizará considerando el nivel de tensión y observando el siguiente procedimiento:

a) Para cada usuario no sujeto a regulación de precios, se determinará un precio medio de energía, considerando su consumo y facturación total de los últimos seis meses;

b) Con los precios medios resultantes y sus respectivos consumos, se determinará un precio promedio ponderado;
c) Para los mismos usuarios a que se refiere el inciso a) del presente artículo, se determinará el precio medio teórico de energía, que resulte de la aplicación de los Precios de Energía en Barra a sus respectivos consumos;
d) A base de los consumos y los precios medios teóricos, obtenidos en el inciso precedente, se determinará un precio promedio ponderado teórico; y,
e) Si el valor obtenido en el inciso d) no difiere en más de 10% del valor obtenido en b) los Precios de Energía en Barra serán aceptados. En caso contrario la Comisión modificará proporcionalmente dichos valores hasta alcanzar dicho límite.

Artículo 129º.- Para efectuar la comparación a que se refiere el Artículo 53° de la Ley, las empresas deberán presentar a la Comisión la información sustentatoria en la forma y plazo que élla señale. Dicha comparación se realizará considerando el nivel de tensión y observando el siguiente procedimiento:
a) Para cada usuario no sujeto a regulación de precios, se determinará un precio medio de energía, considerando su consumo y facturación total de los últimos seis meses;
b) Con los precios medios resultantes y sus respectivos consumos, se determinará un precio promedio ponderado;
c) Para los mismos usuarios a que se refiere el inciso a) del presente artículo, se determinará el precio medio teórico de energía que resulte de la aplicación de los Precios de Potencia de Punta y de Energía en Barra a sus respectivos consumos;
d) A base de los consumos y los precios medios teóricos, obtenidos en el inciso precedente, se determinará un precio promedio ponderado teórico; y,
e) Si el valor obtenido en el inciso d) no difiere en más de 10% del valor obtenido en b) los Precios de Energía en Barra serán aceptados. En caso contrario la Comisión modificará proporcionalmente dichos valores hasta alcanzar dicho límite.

- ***Texto del inciso c) según D.S. 02-94-EM, publicado el 94.01.11***

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

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

serán aceptados. En caso contrario, la Comisión modificará proporcionalmente los precios de energía hasta alcanzar dicho límite.

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

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

- ***Texto del artículo según D.S. 017-2000-EM, publicado el 2000.09.18***

- ***Cc Quinta disposición transitoria del reglamento***

Artículo 130º.- Para los efectos del Artículo 56° de la Ley, se consideran Sistemas Aislados, a todos aquellos que no cumplen las condiciones establecidas en el Artículo 80° 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 57° de la Ley, será asumida por las empresas generadoras, incursas en el deficit 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 MAXIMOS DE TRANSMISION

Artículo 132º.- Las condiciones y criterios a considerarse para definir el Sistema Principal de Transmisión serán las siguientes:

a) Deberá comprender instalaciones de alta o muy alta tensión;
b) Deberá permitir el flujo bidireccional de energía;
c) El régimen de uso.

Cada cuatro años o a la incorporación de una nueva central de generación en el sistema, se evaluarán los sistemas de transmisión calificados como principales y en mérito a las modificaciones que se hubieran presentado se procederá a su redefinición.

Artículo 132º.- Las condiciones y criterios a considerarse para definir el Sistema Principal de Transmisión serán las siguientes:

a) Deberá comprender instalaciones de alta o muy alta tensión;
b) Deberá permitir el flujo bidireccional de energía;
c) Cuando el régimen de uso de los sistemas no permite identificar responsables individuales por el flujo en las mismas.

Cada cuatro años o a la incorporación de una nueva central de generación en el sistema, se evaluarán los sistemas de transmisión calificados como principales y en mérito a las modificaciones que se hubieran presentado se procederá a su redefinición.

- ***Texto del inciso c) según D.S. 43-94-EM, publicado el 94.10.28***

- ***Cc Art. 58° y ss. de la Ley.***

Artículo 133º.- Para la determinación del Sistema Económicamente Adaptado del Sistema Principal de Transmisión, se considerará aquel dimensionamiento que corresponda al valor efectivo que transporta dicho sistema.

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. 02-94-EM, publicado el 94.01.11***

Artículo 134º.- La anualidad de la inversión a que se refiere el Artículo 59° 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 79° de la Ley.

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

a) Determinará para cada generador la energía y la potencia máxima entregadas en cada una de las barras del sistema;
b) Determinará el monto total que resulte de valorizar toda la energía y la potencia máxima entregada en cada barra, aplicando las respectivas Tarifas en Barra;
c) Determinará para cada generador la energía y la potencia retiradas en cada una de las barras del sistema;
d) Determinará el monto total que resulte de valorizar toda la energía y la potencia máxima retirada en cada barra, aplicando las respectivas Tarifas en Barra; y,
e) El Ingreso Tarifario será la diferencia resultante de los montos obtenidos en los incisos d) y b), siempre que éste sea positivo.

El pago por este concepto se efectuará, mensualmente, por cada generador al propietario del Sistema Principal de Transmisión, dentro de los quince (15) días calendario siguientes a la liquidación practicada por el COES.

Artículo 135º.- El Ingreso Tarifario para el Sistema Principal de Transmisión, a que se refiere el Artículo 60° de la Ley, y el correspondiente al Sistema Secundario de Transmisión, será calculado por el respectivo COES, como la suma de los saldos resultantes para el titular del sistema de transmisión, derivados de las transferencias de energía y potencia de punta a que se refieren los Artículos 107° y 109° del Reglamento, evaluados para el período de un año. El pago por este concepto se efectuará según lo establecido en el Artículo 108° del Reglamento.

- ***Texto del artículo según D.S. 43-94-EM, publicado el 94.10.28***

Artículo 135°.- El Ingreso Tarifario para el Sistema Principal de Transmisión, a que se refiere el Artículo 60° de la Ley, y el correspondiente al Sistema Secundario de Transmisión, será calculado por el respectivo COES, mediante el siguiente procedimiento:

a) Determinará para cada generador la energía y la potencia máxima entregadas en cada una de las barras del sistema;
b) Determinará el monto total que resulte de valorizar toda la energía y la potencia máxima entregada en cada barra, aplicando las respectivas Tarifas en Barra;

c) Determinará para cada generador la energía y la potencia máxima retiradas en cada una de las barras del sistema;
d) Determinará el monto total que resulte de valorizar toda la energía y la potencia máxima retirada en cada barra, aplicando las respectivas Tarifas en barra; y,
e) El ingreso Tarifario será la diferencia resultante de los montos obtenidos en los incisos d) y b), siempre que éste sea positivo.

El pago por este concepto se efectuará, mensualmente, por cada generador al propietario del Sistema Principal de Transmisión, dentro de los siete (7) días calendario siguientes a la liquidación practicada por el COES.

- ***Texto del artículo según D.S. 004-96-EM, publicado el 96.01.23***

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.

- ***Texto del artículo según D.S.004-99-EM, publicado el 99.03.20***

- ***Cc Art. 60° de la Ley.***

Artículo 136º.- El Ingreso Tarifario esperado, requerido para cada fijación de las tarifas de transmisión, será efectuado por el COES 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.

Los resultados obtenidos para cada generador deberán totalizarse con el fin de determinar el Ingreso Tarifario esperado total de cada sistema.

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 79° de la Ley. La Comisión fijará el Ingreso Tarifario Esperado y sus fórmulas de reajuste en la misma forma y oportunidad que el Peaje de Conexión.

El Ingreso Tarifario Esperado de cada Transmisor Principal le será pagado mensualmente por los generadores en proporción directa de sus Ingresos por Potencia definidos en el artículo 109° del Reglamento.

El saldo resultante de la Transferencia Total por Energía, como consecuencia de la aplicación del Artículo 107° del Reglamento, originado por el uso de la red de transmisión calificada como parte del Sistema Principal de Transmisión será asignada a los generadores en función de sus Ingresos por Potencia.

Los pagos a que se refieren los párrafos anteriores se harán efectivos dentro de los 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.

- ***Texto del artículo según D.S.N° 004-99-EM, publicado el 99-03-20***
- ***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 1999.05.17 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 2000.07.19, D.S. N° 054-2001-PCM publicado el 2001.05.09 y D.S. N° 055-2001-PCM publicado el 2001.05.17.

Artículo 137º.- El Peaje por Conexión será obtenido deduciendo al 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 será asumido por los generadores en proporción a su Potencia Firme. La cuota resultante para cada generador será dividida en doce partes iguales, a ser pagadas mensualmente a los propietarios del Sistema Principal de Transmisión, aplicando a las mismas, las fórmulas de reajuste a que se refiere el Artículo 61° de la Ley y en la misma oportunidad que abonen el Ingreso Tarifario.

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 47° 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 79° de la Ley. La Comisión fijará el Peaje de Conexión Unitario y el Peaje por Conexión, así como sus fórmulas de reajuste a que se refiere el Artículo 61° de la Ley.

El Peaje por Conexión de cada Transmisor Principal le será pagado mensualmente por los generadores en proporción a la recaudación por Peaje 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.

- ***Texto del artículo según D.S. N°004-99-EM, publicado el 99-03-20***
- ***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 1999.05.17 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 2000.07.19, D.S. N° 054-2001-PCM publicado el 2001.05.09 y D.S. N° 055-2001-PCM publicado el 2001.05.17.

Artículo 138º.- Para los fines del Artículo 62° de la Ley, se considera flujo preponderante de energía cuando la transmisión de electricidad es mayor al 90% de la energía transportada por dicho sistema en una misma dirección. Para tal efecto se considerará el flujo anual de energía que se produzca en un año hidrológico con una probabilidad de excedencia promedio.

Artículo 139º.- Las compensaciones a que se refiere el Artículo 62° de la Ley para los Sistemas Secundarios de Transmisión serán calculados para cada tramo y se abonarán a sus propietarios mediante dos conceptos: Ingreso Tarifario y Peaje Secundario.

El Ingreso Tarifario se calculará según lo establecido en el Artículo 135° del Reglamento.

El Peaje Secundario es la diferencia entre el Costo Total de Transmisión, correspondiente al Sistema Secundario de Transmisión, y el Ingreso Tarifario respectivo. Dicho peaje será asumido sólo por los generadores usuarios en proporción a la potencia de punta anual retirada en cada barra.

La Comisión, en la ocasión en que fija las tarifas de transmisión, determinará el Costo Total de Transmisión del Sistema Secundario y tomando en cuenta el Ingreso Tarifario esperado para los siguientes doce meses, que le proporcionará el respectivo COES, fijará y publicará el respectivo Peaje Secundario y su correspondiente fórmula de reajuste.

Los generadores deberán abonar a los propietarios del Sistema Secundario de Transmisión, el peaje siguiendo el mismo mecanismo establecido en la parte final del Artículo 137° del Reglamento.

Artículo 139º.- Las compensaciones a que se refiere el Artículo 62º de la Ley, serán calculadas para cada tramo y se abonarán a sus propietarios según lo convenido por las partes, o, de ser el caso, de acuerdo a lo que resuelva la Comisión. Las compensaciones serán asumidas en proporción a la potencia de punta anual retirada en cada barra.

El peaje de transmisión del Sistema Secundario a que se refiere el artículo 128° del Reglamento, es igual a la diferencia entre el costo medio previsto en el artículo 49° de la Ley y el Ingreso Tarifario Esperado del Sistema Secundario de Transmisión para un horizonte de largo plazo. El peaje secundario unitario es igual al cociente del peaje secundario actualizado, entre la energía o potencia transportada actualizada, según corresponda.

La Comisión, en la oportunidad en que fija las tarifas del Sistema Principal de Transmisión, fijará y publicará el respectivo peaje secundario unitario y su correspondiente fórmula de reajuste.

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

- ***Texto del artículo según D.S. N° 004-99-EM, publicado el 99-03-20***

Artículo 139º. Las compensaciones a que se refiere el Artículo 62º de la Ley, así como las tarifas de transmisión y distribución a que se refiere el Artículo 44º de la Ley, serán establecidas por la Comisión.

a) El procedimiento para la determinación de las compensaciones y tarifas para los sistemas secundarios de transmisión, será el siguiente:

El generador servido por instalaciones exclusivas del sistema secundario de transmisión, pagará una compensación equivalente al 100% del Costo Medio anual de la respectiva instalación. El pago de esta compensación se efectuará en doce (12) cuotas iguales;

La demanda servida exclusivamente por instalaciones del sistema secundario de transmisión, pagará una compensación equivalente al 100% del Costo Medio anual de las respectivas instalaciones. Esta compensación, que representa el peaje secundario unitario que permite cubrir dicho Costo Medio anual, será agregada a los Precios en Barra de Potencia y/o de Energía, o al Precio de Generación pactado libremente, según corresponda. El peaje secundario unitario es igual al cociente del peaje secundario actualizado, entre la energía y/o potencia transportada actualizada, según corresponda, para un horizonte de largo plazo.

b) Las compensaciones por el uso de las redes de distribución serán equivalentes al Valor Agregado de Distribución del nivel de tensión correspondiente, considerando los factores de simultaneidad y las respectivas pérdidas. El Valor Agregado de Distribución considerará la demanda total del sistema de distribución.

Los casos excepcionales que no se ajusten a las reglas generales establecidas anteriormente, serán tratados de acuerdo con lo que determine la Comisión, sobre la base del uso y/o del beneficio económico que cada instalación proporcione a los generadores y/o usuarios.

La Comisión podrá emitir disposiciones complementarias para la aplicación del presente artículo.

- ***Texto del artículo según D.S. 017-2000-EM, publicado el 2000.09.18***
- ***Nota1: El D.S. 017-2000-EM en su tercera disposición transitoria dispone lo siguiente:***
  "Las compensaciones establecidas por acuerdo de partes por el uso de instalaciones de sistemas secundarios de transmisión o instalaciones de distribución, acordadas con anterioridad a la entrada en vigencia de la Ley Nº 27239, continuarán rigiéndose por sus términos. Vencido el plazo de dichos acuerdos, será de aplicación lo dispuesto en el presente Decreto Supremo, sin admitirse renovaciones o prórrogas posteriores a la vigencia de la referida Ley."
- ***Nota 2 : Los artículos segundo, tercero y la Única Disposición Transitoria del D.S. N° 029-2002-EM, publicado el 2002-09-25 disponen lo siguiente:***
  "Artículo 2°.- El horizonte de largo plazo para determinar el peaje secundario unitario a que se refiere el inciso a) del artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, será un período de quince (15) años. Para la determinación del componente de inversión del Costo Medio se considerará una vida útil de las instalaciones de transmisión de treinta (30) años y la tasa de actualización fijada en el artículo 79º de la Ley de Concesiones Eléctricas. Las tarifas de Transmisión Secundaria serán determinadas para cada concesionario."
  "Artículo 3°.- El Costo Medio de las instalaciones existentes que conforman el Sistema Secundario de Transmisión de las empresas concesionarias de distribución sujetas a procesos de privatización, será el aprobado por OSINERG, tomando en consideración lo establecido en los artículos 1° y 2° del presente Decreto Supremo. El Sistema Económicamente Adaptado de las mencionadas instalaciones será aquel que corresponda al Costo Medio antes referido."
  "Única.- Lo dispuesto en los artículos 1° y 2° del presente Decreto Supremo, es aplicable al proceso de regulación de tarifas y compensaciones por el uso del Sistema Secundario de Transmisión a partir del año 2003."

Artículo 140º.- Las compensaciones a que se refiere el Artículo 62° de la Ley para los sistemas de distribución serán convenidas entre las partes, considerando un sistema similar al establecido para el Sistema Secundario de Transmisión.

Artículo 140º.- La dirimencia a que se refiere el inciso a) del artículo 22° del Reglamento, podrá ser solicitada a la Comisión por los propietarios o usuarios de los sistemas secundarios de transmisión o distribución, sean éstos empresas de generación, transmisión, distribución o usuarios no regulados.

La Comisión establecerá mediante Resolución los correspondientes requisitos, criterios y procedimientos a considerar para la presentación y solución de las solicitudes de dirimencia.

- ***Texto del artículo según D.S. N° 004-99-EM, publicado el 99-03-20***

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.

- ***Texto del artículo según D.S. 017-2000-EM, publicado el 2000.09.18***

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 MAXIMOS DE DISTRIBUCION

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.

- ***Cc Arts. 63° y ss. de la Ley.***

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 el inciso a) del Artículo 64° del Reglamento.

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

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 64º del Reglamento.

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

- ***Texto del artículo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

- ***Cc Art. 64° inc. b) de la Ley***
  Segunda disposición transitoria del reglamento

Artículo 144º.- 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 145º.- 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.

- ***Cc Art. 66° de la Ley***

Artículo 146º.- 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.

- ***Cc*** ***Art. 67° de la Ley.***

Artículo 147º.- 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.

- ***Cc*** ***Arts. 64°, 66°, 68° y 69° de la Ley.***

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 70° 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.

- ***Cc*** ***Art. 40° de la Ley.***

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.

Los valores de inversión, ingresos y costos sólo considerarán los correspondientes a los suministros pertenecientes al Servicio Público de Electricidad.

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.

- ***Texto del artículo según D.S. 017-2000-EM, publicado el 2000.09.18***

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 143° 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.

- ***Cc*** ***Art. 70° de la Ley.***

Artículo 151º.- Las tarifas definitivas y sus fórmulas de reajuste, a que se refiere el Artículo 72° 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.

- *Cc Art. 72° de la Ley.*

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) Indice 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 74° de la Ley, podrán ser efectuadas por la Dirección, en representación de los usuarios.

El recurso de reconsideración deberá ser presentado con los respectivos estudios técnicos y/o documentación sustentatoria.

Artículo 155º.- Las solicitudes de reconsideración a que se refiere el Artículo 74° 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.

- *Texto del artículo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12*

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 excluídas 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.

- ***Cc*** ***Arts. 57° y 86° de la Ley.***
  Art. 31° del reglamento

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

- ***Cc*** ***Art. 81° de la Ley.***

TITULO VI

PRESTACION DEL SERVICIO PUBLICO 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 usuario, él que deberá abonar al concesionario, mensualmente, un monto que cubra su mantenimiento y que permita su reposición en un plazo de 30 años.

- ***Nota : Precisión de la R.D. 003-95-EM/DGE, publicada el 95.04.23, que dice textualmente :***
  "Artículo Primero.- Precísase que los pagos a que se refiere el artículo 82º del Decreto Ley Nº 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y el artículo 163º del Decreto Supremo Nº 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, se realizan por la prestación del servicio de instalación y la venta de bienes materiales comprendidos en el presupuesto de instalación.

Artículo Segundo.- Los pagos a que se hace referencia en el artículo precedente, están relacionados con la prestación del servicio de electricidad."

- ***Cc Art. 82° y ss. de la Ley.***

Artículo 164º.- El concesionario no atenderá 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.

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;
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 166º.- 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 167º.- 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.

- ***Cc Arts. 84° y 85° de la Ley.***
  Art. 161° del reglamento.

Artículo 168º.- 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 169º.- Corresponde a la Dirección la comprobación y calificación de la causa de fuerza mayor a que se refiere el Artículo 87° de la Ley.

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

- ***Texto del artículo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

- ***Cc Arts. 87° y 101° inc. b) de la Ley.***

Artículo 170º.-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.

- ***Cc Art. 88° de la Ley.***

Artículo 171º.- 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 172º.- El equipo de medición deberá estar ubicado en lugar accesible para el respectivo control por parte del concesionario. De no cumplirse con este requisito, éste 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, 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.

Artículo 173º.- 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 174º.- 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 175º.- Los concesionarios consignarán en las facturas por prestación del servicio, la fecha de emisión y la de vencimiento para su cancelación sin recargos. Entre ambas fechas deberán transcurrir quince (15) días calendario como mínimo.

Artículo 176º.- Los concesionarios están autorizados a aplicar a sus acreencias un interés compensatorio capitalizable y un recargo por mora.

El interés compensatorio será equivalente al promedio de la tasa activa en moneda nacional vigente en el sistema financiero al momento de su aplicación. El recargo por mora será equivalente al 30% de dicho interés compensatorio.

La aplicación del interés compensatorio se efectuará a partir de la fecha de emisión de la factura que no haya sido oportunamente cancelada, hasta la fecha de su cancelación.

El recargo por mora se aplicará a partir de la fecha de vencimiento, consignado en la respectiva factura, hasta la fecha de su cancelación.

Artículo 176º.- Los concesionarios podrán aplicar a sus acreencias el interés compensatorio y moratorio que fije el Banco Central de Reserva del Perú.

La aplicación del interés compensatorio se efectuará a partir de la fecha de vencimiento de la factura que no haya sido cancelada oportunamente, hasta el noveno día calendario de ocurrido el vencimiento. A partir de ese momento se devengarán intereses moratorios.

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

- ***Texto del artículo según D.S. 006-98-EM, publicado el 98.02.18***

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.

- ***Texto del artículo según D.S. N° 011-2003-EM, publicado el 2003.03.21***
- ***Nota: la R.D .N° 002-2003EM/DGE publicada el 2003-03-21, en su artículo único dispone lo siguiente:***
  "Artículo Unico.- El interés moratorio a que hace referencia el artículo 176º del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, constituye un recargo al interés compensatorio establecido en el mencionado artículo. Dicho interés moratorio debe ser aplicado adicionalmente al interés compensatorio, a partir del décimo día de vencimiento del comprobante de pago que no haya sido cancelado oportunamente hasta la fecha de su cancelación."

- ***Cc Art. 161° del reglamento***

Artículo 177º.- 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 178º.- 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 179º.- 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 180º.- Los derechos de corte y reconexión deberán cubrir los costos directos incurridos en su ejecución, tales como, mano de obra, uso de equipo, materiales e insumos, movilidad, así como un cargo máximo de hasta el 15% de éstos para cubrir los gastos generales.

Los concesionarios deberán alcanzar a la Dirección informes sustentatorios referidos a los montos y reajustes efectuados sobre dichos derechos.

Artículo 180º.- Los derechos de corte y reconexión deberán cubrir los costos directos incurridos en su ejecución, tales como, mano de obra, uso de equipo, materiales e insumos, movilidad, así como un cargo máximo de hasta el 15% de éstos para cubrir los gastos generales.

Los concesionarios deberán alcanzar a OSINERG informes sustentatorios referidos a los montos y reajustes efectuados sobre dichos derechos.

- ***Texto del artículo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

Artículo 180º.- 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.

- ***Texto del artículo según D.S. 039-2003-EM, publicado el 2003.11.13***
- ***Nota: El artículo segundo y la Única Disposición Transitoria del El D.S..N° 039-2003EM/DGE publicado el 2003-11-13, disponen lo siguiente:***
  *"**Artículo 2º.-** De la vigencia.*
  El presente Decreto Supremo entrará en vigencia al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial "El Peruano"."
  *"**Artículo 3º.-** Del refrendo.*
  El presente Decreto Supremo será refrendado por el Ministro de Energía y Minas."
  "Única.- Dentro del plazo de noventa (90) días calendario contados desde la fecha de publicación del presente Decreto Supremo, los concesionarios presentarán al OSINERG los importes por concepto de corte y reconexión debidamente sustentados sobre la base de los criterios y procedimientos que OSINERG establezca al efecto. En caso que los concesionarios incumplan con dicha presentación, OSINERG podrá aprobar de oficio los importes máximos por concepto de corte y reconexión que los concesionarios aplicarán a los usuarios del servicio público de electricidad."

Artículo 181º.- 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.

La refacturación se efectuará considerando los últimos 12 meses. La energía registrada, en exceso o en defecto, de dicho margen de precisión, será valorizada a la tarifa vigente y será reembolsada al usuario o abonada por éste al concesionario, en cuotas iguales, en los seis meses siguientes, sin intereses ni recargos.

Artículo 181º.- 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. 02-94-EM, publicado el 94.01.11***
- ***Cc Art. 92° de la Ley***
  Resolución Directoral N° 311-97-EM/DGE de fecha 97.11.19

Artículo 182º.- 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.

- ***Cc Resolución Directoral N° 311-97-EM/DGE de fecha 97.11.19***

Artículo 183º.- Los usuarios, cuando consideren que el Servicio Público de Electricidad que tienen contratado no se les otorga de acuerdo a los estándares de calidad previstos en la Ley, el Reglamento, el contrato de concesión y el respectivo contrato de suministro, podrán presentar sus reclamaciones a la empresa concesionaria.

Si dentro del plazo máximo de treinta (30) días calendario no se pronunciara o no subsanara lo reclamado, el usuario podrá acudir a la Dirección o a la Autoridad que la represente en las localidades ubicadas fuera de la Capital de la República, quienes deberán pronunciarse en un plazo máximo de treinta (30) días calendario de presentada la solicitud.

Artículo 183º.- Los usuarios, cuando consideren que el Servicio Público de Electricidad que tienen contratado no se les otorga de acuerdo a los estándares de calidad previstos en la Ley, el Reglamento, el contrato de concesión y el respectivo contrato de suministro, podrán presentar sus reclamaciones a la empresa concesionaria.

Si dentro del plazo máximo de treinta (30) días calendario no se pronunciara o no subsanara lo reclamado, el usuario podrá acudir a OSINERG o a la Autoridad que la represente en las localidades ubicadas fuera de la capital de la República, quienes deberán pronunciarse en un plazo máximo de treinta (30) días calendario de presentada la solicitud

- ***Texto del artículo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

Artículo 183°.- Los usuarios, cuando consideren que el Servicio Público de Electricidad que tienen contratado no se les otorga de acuerdo a los estándares de calidad previstos en la Ley, el Reglamento, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, el contrato de concesión y el respectivo contrato de suministro, podrán presentar sus reclamaciones a la empresa concesionaria.

Si dentro del plazo máximo de treinta (30) días calendario el concesionario no se pronunciara o no subsanara lo reclamado, el recurso de reclamación se considerará fundado.

Si el concesionario se pronunciara dentro del plazo señalado en el párrafo anterior, y el usuario no estuviese conforme con dicho pronunciamiento, podrá acudir a OSINERG a fin que éste emita pronunciamiento como última instancia administrativa.

- ***Texto del artículo según D.S. 006-98-EM, publicado el 98.02.18***

Artículo 183º.- El usuario, cuando considere que el Servicio Público de Electricidad que tiene contratado no se le 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 le corresponda.

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

- ***Texto del artículo según D.S. 033-99-EM, publicado el 99.08.23***

- ***Cc Art. 93° de la Ley.***

Artículo 184º.- La facturación por consumo de energía eléctrica correspondiente al servicio de alumbrado público de la concesión que deba efectuar directamente el concesionario, según lo previsto en el segundo párrafo del Artículo 94° de la Ley, será dividida entre los usuarios considerando los siguientes factores de proporción:

a) 1 para los usuarios domésticos con consumos mensuales de energía menores o iguales a 200 kWh;
b) 2 para los usuarios domésticos con consumos mayores a 200 kWh; y,
c) 4 para los usuarios no domésticos.

Los concesionarios incorporarán en la factura del usuario, un rubro específico por dicho concepto.

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

Artículo 184º.- La facturación por el servicio de alumbrado público de la concesión, no deberá exceder del 5% del monto facturado total y será distribuida entre los usuarios en importes calculados de acuerdo a los siguientes factores de proporción:

a) 1.0 para usuarios residenciales con un consumo igual o inferior a 30 kWh;
b) 1.5 para usuarios residenciales con un consumo superior a 30 kWh, hasta 100 kWh;
c) 3.0 para usuarios residenciales con un consumo superior a 100 kWh, hasta 150 kWh;
d) 6.0 para usuarios residenciales con un consumo superior a 150 kWh, hasta 300 kWh;
e) 10.0 para usuarios residenciales con un consumo superior a 300 kWh, hasta 500 kWh;
f) 20.0 para usuarios residenciales con un consumo superior a 500 kWh, hasta 600 kWh;
g) 30.0 para los demás usuarios residenciales;
h) 40.0 para los usuarios no residenciales.

El monto de los importes resultantes no podrá ser menor al 0.02% de la UIT ni mayor al 60% de la UIT;

Los concesionarios incorporarán en la factura del usuario, un rubro específico por el servicio de alumbrado público.

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

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

- ***Texto del artículo según D.S. 02-94-EM, publicado el 94.01.11***

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

a) 1 Para usuarios con un consumo igual o inferior a 30 kWh;
b) 3 Para usuarios con un consumo superior a 30 kWh hasta 100 kWh;
c) 5 Para usuarios con un consumo superior a 100 kWh hasta 150 kWh;
d) 10 Para usuarios con un consumo superior a 150 kWh hasta 300 kWh;
e) 15 Para usuarios con un consumo superior a 300 kWh hasta 500 kWh;
f) 30 Para usuarios con un consumo superior a 500 kWh hasta 1000 kWh;
g) 50 Para usuarios con un consumo superior a 1000 kWh hasta 5000 kWh;
h) 250 Para usuarios con un consumo superior a 5000 kWh.

El monto de los importes resultantes no podrá ser menor al 0.02% de la UIT ni mayor al 60% de la UIT;

Los concesionarios incorporarán en la factura del usuario, un rubro específico por el servicio del alumbrado público.

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

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

- ***Texto del artículo según D.S. 43-94-EM, publicado el 94.10.28***

- ***Cc Ley del impuesto general a las ventas: Dec. Leg. 821 de fecha 96.04.23***

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.

- ***Cc Art. 95° de la Ley.***

Artículo 187º.- Los urbanizadores, para el cumplimiento de la obligación señalada en el Artículo 96° 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 97° 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 97° 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 98° 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 100° de la ley, se llevará a cabo en el primer trimestre de cada año por una empresa consultora especializada, seleccionada por la Dirección entre las que tenga precalificadas, a costo del concesionario.

En mérito a los resultados obtenidos, la Dirección tomará las acciones correctivas a que hubiera lugar, corroborándolas con los respectivos informes de fiscalización.

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 concesionario entre las que tenga precalificada la Dirección, quien establecerá los términos de referencia del contenido de la referida encuesta.

En mérito a los resultados obtenidos, la Dirección tomará las acciones correctivas a que hubiera lugar, corroborándolas con los respectivos informes de fiscalización.

- ***Texto del primer párrafo según D.S. 43-94-EM, publicado el 94.10.28***

Artículo 191º.- La encuesta a que se refiere el Artículo 100° 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 éste tenga precalificadas, 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.

- ***Texto del artículo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

TITULO VII

FISCALIZACION

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

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

Artículo 192º.- La fiscalización que determina la Ley en el Artículo 101°, 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.

- ***Texto del artículo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

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

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

- ***Texto del artículo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

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 autorizaciones;
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 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;
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.

- ***Inciso a) según D.S.038-2001-EM, publicado el 2001.07.18***

Artículo 195º.- La Dirección 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.

Artículo 195º.- 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.

- ***Texto del artículo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

Artículo 196º.- La Dirección 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, la Dirección 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.

Artículo 196º.- 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.

- ***Texto del artículo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

- ***Cc Art. 179° del reglamento***

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

Artículo 197º.- 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.

- ***Texto del artículo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

Artículo 198º.- En las intervenciones de fiscalización que efectúe la Dirección, se levantará un acta que deberá ser suscrita, obligatoriamente, tanto por su representante como por el de la empresa evaluada.

Artículo 198º.- 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.

- ***Texto del artículo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

Artículo 199º.- 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.

- ***Cc*** ***Art. 15° inc. g) de la Ley.***
  Art. 26° del reglamento.

Artículo 200º.- 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 201º.- La Dirección sancionará a los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, con multas equivalentes al importe de 10 000 a 200 000 kilovatios-hora, en los siguientes casos:

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 Comité de Operación Económica del Sistema (COES), 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 la programación de la operación impartida por el COES;
   III) Efectuar el mantenimiento mayor de unidades generadoras y equipos de transmisión, sin sujeción al programa definitivo o de acuerdo a las instrucciones de coordinación que al efecto hubiera impartido el COES; y,
   IV) El incumplimiento de cualquier otra disposición vinculada a la operación que emita el COES.
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 o hacerlo en forma inexacta, los datos e informaciones que establecen la Ley y el Reglamento;
f) Por aplicar tarifas o fórmulas de reajuste fijadas por la Comisión sin la publicación previa en el Diario Oficial "El Peruano";
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 de la Dirección;
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 la Dirección, que se encuentren enmarcadas en la Ley y el Reglamento.

Artículo 201º.- La Dirección sancionará a los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, con multas equivalentes al importe de 10 000 a 200 000 kilovatios-hora, en los siguientes casos:

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 Comité de Operación Económica del Sistema (COES), 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 la programación de la operación impartida por el COES;
    III) Efectuar el mantenimiento mayor de unidades generadoras y equipos de transmisión, sin sujeción al programa definitivo o de acuerdo a las instrucciones de coordinación que al efecto hubiera impartido el COES; y,
    IV) El incumplimiento de cualquier otra disposición vinculada a la operación que emita el COES.
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 o hacerlo en forma inexacta, los datos e informaciones que establecen la Ley y el Reglamento;
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 de la Dirección;
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 la Dirección, que se encuentren enmarcadas en la Ley y el Reglamento.

- ***Texto del inciso f) según D.S.43-94-EM, publicado el 94.10.28***

Artículo 201º.- La OSINERG sancionará a los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, con multas equivalentes al importe de 10000 a 200000 kilovatios-hora, en los siguientes casos:

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 Comité de Operación Económica del Sistema (COES), 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 la programación de la operación impartida por el COES;
    III) Efectuar el mantenimiento mayor de unidades generadoras y equipos de transmisión, sin sujeción al programa definitivo o de acuerdo a las instrucciones de coordinación que al efecto hubiera impartido el COES; y,
    IV) El incumplimiento de cualquier otra disposición vinculada a la operación que emita el COES.
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 o hacerlo en forma inexacta, los datos e informaciones que establecen la Ley y el Reglamento;
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 de la Dirección;
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 la Dirección, que se encuentren enmarcadas en la Ley y el Reglamento.

- ***Texto del primer párrafo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

Artículo 201º.- 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, con multas equivalentes al importe de 100 000 a 2 000 000 kilovatios-hora, en los siguientes casos:

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.

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 o hacerlo en forma inexacta, los datos e informaciones que establecen la Ley y el Reglamento;
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 de la Dirección;
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 la Dirección, OSINERG, que se encuentren enmarcadas en la Ley y el Reglamento.

- ***Texto del artículo según D.S. 006-98-EM, publicado el 98.02.18***

Artículo 201º.- 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, con multas equivalentes al importe de 100 000 a 2 000 000 kilovatios-hora, en los siguientes casos:

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.

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 o hacerlo en forma inexacta, los datos e informaciones que establecen la Ley y el Reglamento;

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;

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.

- ***Texto de los incisos c)-V), h) y p) según D.S. N°004-99-EM, publicado el 99.03.20***

Artículo 201º.- 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, con multas equivalentes al importe de 100 000 a 2 000 000 kilovatios-hora, en los siguientes casos:

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.

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;

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;
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.

- ***Texto del inciso e) según D.S. 017-2000-EM, publicado el 2000.09.18***

Artículo 201º.-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:
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.
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;
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;
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.

- ***Primer párrafo según D.S.038-2001-EM, publicado el 2001.07.18***

- ***Cc Arts. 102° y 103° de la Ley.***

Artículo 202º.- La Dirección sancionará a los usuarios con multas equivalentes al importe de 500 a 10 000 kilovatios-hora, en los siguientes casos:
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.

Artículo 202º.- La OSINERG sancionará a los usuarios con multas equivalentes al importe de 500 a 10000 kilovatios-hora, en los siguientes casos:
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.

- ***Texto del artículo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

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

- ***Texto del artículo según D.S. 006-98-EM, publicado el 98.02.18***

Artículo 203º.- Contra las resoluciones de multa, emitidas por la Dirección según los Artículos 201° y 202° 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 Ministerio, dentro de los diez (10) días calendario siguientes a su notificación.

La apelación será resuelta dentro del mismo plazo, como última instancia administrativa.

Artículo 203º.- Contra las resoluciones de multa, emitidas por OSINERG según los Artículos 201° y 202° 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 del 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.

- ***Texto del artículo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

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 201° y 202° del Reglamento, se calcularán de acuerdo al precio medio de la tarifa monomia de baja tensión a usuario final, vigente en la Capital de la República.

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

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.

- ***Texto del artículo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

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

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

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.

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

- ***Texto del artículo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

Artículo 208º.- El importe de las multas será depositado por los sancionados en la respectiva cuenta del Ministerio, dentro de los quince (15) 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 203° 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 176° del Reglamento.

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 203° del Reglamento, y ésta 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 176° del Reglamento.

- ***Texto del artículo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

TITULO VIII

GARANTIAS Y MEDIDAS DE PROMOCION A LA INVERSION

Artículo 209º.- El Flujo Neto de Fondos a Futuro para los efectos de la indemnización que se refiere el Artículo 105° 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 105° 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 176° del Reglamento.

Artículo 212º.- Para otorgar las facilidades a que se contrae el Artículo 106° 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 107° 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 las respectiva central de generación.

Cc ***Art. 107° de la Ley***
Art. 12° Ley N° 27506: Ley del Canon
D.S. N° 005-2002-EF: Reglamento de la Ley del Canon
R.M. N° 265-2002-EF/15: Índices de distribución del Canon Hidroenergético 2001
D.S. N° 029-2003-EF : Normas reglamentarias para la transferencia de fondos en aplicación de la Ley del Canon y de la Ley de bases de la descentralización.
R.M. N° 125-2003-EF/15: Modificación y aprobación de índices de distribución del Canon Minero, Canon Hidroenergético y Ca-

non Pesquero a aplicar al Gobierno Regional de Lima y a la MML.
Ley N° 27029: Ley que regula el uso de agua en los proyectos especiales entregados en concesión.
Ley N° 28077 : Ley que modifica diversos artículos de la Ley N° 27506: Ley del Canon

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 107° de la Ley, será establecido y publicado por la Comisión simultáneamente con las Tarifas en Barra.

Dicho valor será calculado tomando en cuenta el consumo de una demanda de un kilovatio, con el factor de carga del respectivo sistema para el año anterior, valorizado a las Tarifas vigentes en la barra en que se calcule el precio básico de la energía.

Artículo 215º.- El precio promedio de la energía a nivel generación, a que se refiere el Artículo 107° 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 125° del Reglamento, del bloque horario fuera de punta.

- ***Segundo párrafo según D.S. 43-94-EM, publicado el 94-10-28***

TITULO IX

USO DE BIENES PUBLICOS 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 3° 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.

- ***Cc Arts. 108° y ss. de la Ley.***

Artículo 217º.- Las servidumbres otorgadas en mérito al Artículo 110° de la Ley, tendrán la misma vigencia que las respectivas concesiones.

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 autorizadas.

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 regirá 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.

- ***Texto del artículo según D.S.038-2001-EM, publicado el 2001.07.18***

Artículo 218º.- 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.

- **Cc Art. 112° de la Ley.**

Artículo 219º.- 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 220º.- 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 ni efectuar 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.

Artículo 220º.- 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.

- ***Último párrafo según D.S.038-2001-EM, publicado el 2001.07.18***

Artículo 221º.- 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 222º.- La solicitud para la imposición de una o más servidumbres, deberá ser presentada por el concesionario a la Dirección, consignando los siguientes datos y documentos:
a) Naturaleza y tipo de la servidumbre;
b) Duración;
c) Justificación técnica y económica;
d) Nombre y domicilio de los afectados;
e) Descripción de la situación actual de los terrenos y aires a afectar;
f) Memoria descriptiva y planos de las servidumbres solicitadas con tantas copias como propietarios afectados resulten; y,
g) 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 mismos datos y documentos antes especificados.

Artículo 222º.- 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 224º, 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 25º 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 110º de la Ley, cuando entre éstos exista el elemento de conexión para el funcionamiento de una misma obra.

- ***Texto del artículo según D.S.038-2001-EM, publicado el 2001.07.18***

- ***Cc Arts. 111°, 113°, 114°, 115° y 117° de la Ley.***

Artículo 223º.- Si la solicitud presentada no reúne los requisitos especificados en el artículo precedente, será observada por la Dirección y sólo se tramitará si el interesado subsana las omisiones, a satisfacción de la misma, dentro de un plazo máximo de 20 días calendario contados a partir de la fecha de su notificación. Caso contrario, la solicitud se tendrá por abandonada.

Artículo 223º.- 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 inadmisible por la Dirección.

- ***Texto del artículo según D.S.038-2001-EM, publicado el 2001.07.18***

Artículo 224º.- Una vez admitida la solicitud, la Dirección correrá traslado al propietario del predio sirviente adjuntando copia de la petición y de los documentos que la sustentan, quien deberá exponer su opinión dentro de un plazo máximo de 20 días calendario.

Si la servidumbre afecta inmuebles de propiedad del Estado, de municipalidades o de cualquier otra institución pública, la Dirección pedirá, previamente, informe a la respectiva entidad o repartición, dentro del plazo señalado.

Artículo 224º.- 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.

- ***Texto del artículo según D.S.038-2001-EM, publicado el 2001.07.18***

Artículo 225º.- Si se presentara oposición al establecimiento de la servidumbre, la Dirección notificará al concesionario para que absuelva el trámite, dentro del tercer día.

La oposición deberá ser debidamente fundamentada por quien la interpone, debiendo acompañar la información que crea conveniente a su derecho.

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.

- ***Texto del artículo según D.S.038-2001-EM, publicado el 2001.07.18***

Artículo 226º.- Si el concesionario se allanara o no absolviese la oposición planteada dentro del término fijado, el Ministerio expedirá la correspondiente Resolución, dentro del término de siete (7) días calendario.

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.

- ***Texto del artículo según D.S.038-2001-EM, publicado el 2001.07.18***

- ***Cc Art. 118° de la Ley***

Artículo 227º.- En caso de que el concesionario absuelva la oposición, la Dirección recibirá la sustentación de las partes y las pruebas pertinentes, dentro del plazo perentorio de diez (10) días calendario de notificado el concesionario con la oposición.

Vencido el término, previo informe de la Dirección, el Ministerio expedirá la correspondiente Resolución, dentro del término de diez (10) días calendario.

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.

- ***Texto del artículo según D.S.038-2001-EM, publicado el 2001.07.18***

Artículo 228º.- La Resolución que emita el Ministerio, imponiendo o modificando servidumbres, sólo podrá ser contradicha judicialmente, en lo referente al monto fijado como indemnización.

Artículo 228º.- 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.

- ***Texto del artículo según D.S.038-2001-EM, publicado el 2001.07.18***

Artículo 229º.- El monto de la indemnización a abonarse por la imposición de la servidumbre, deberá ser convenida por las partes. Si éstas no se pusieran de acuerdo, la Dirección encargará al Cuerpo Técnico de Tasaciones efectuar la valorización correspondiente.

La tasación deberá efectuarse y remitirse a la Dirección en un plazo máximo de quince (15) días calendario de abonados los servicios al Cuerpo Técnico de Tasaciones. La Dirección notificará a las partes dentro del tercer día de recibido el informe.

Los costos que demande tal encargo será abonado en partes iguales por los interesados.

Artículo 229º.- 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 118º de la Ley. En los casos señalados en el segundo párrafo del Artículo 224º 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 118º de la Ley.

- ***Texto del artículo según D.S.038-2001-EM, publicado el 2001.07.18***

Artículo 230º.- Una vez determinado el monto a indemnizar, según lo establecido en el artículo precedente, el peticionario deberá abonarlo directamente o consignarlo judicialmente a favor del propietario del predio sirviente, dentro de los diez (10) días calendario siguientes a la suscripción del acuerdo o a la notificación que efectúe la Dirección. Si vencido el plazo, el peticionario no cumpliera con el pago establecido en el párrafo anterior, perderá el derecho a implantar la servidumbre.

Efectuado este pago en forma oportuna, el peticionario podrá exigir lo dispuesto en los dos últimos párrafos del Artículo 118° de la Ley.

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.

- ***Texto del artículo según D.S.038-2001-EM, publicado el 2001.07.18***

TITULO 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.

- ***Cc Art. 120° de la Ley.***

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, a la Dirección y a la Autoridad de Trabajo el encargo a efectuar.

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 esto 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.

- ***Texto del artículo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

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.

- ***Cc Art. 122° de la Ley.***

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 31° de la Ley, no pudiendo superar el 1% de sus ventas anuales. Igualmente deberá señalar la proporción, que del total fijado, corresponda a la Comision y a la Dirección, así como el respectivo cronograma de desembolsos.

Dicha fijación se efectuará a más tardar el 30 de noviembre de cada año.

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 31° 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.

- ***Texto del artículo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

Artículo 235º.- La parte de la contribución destinada a la Comisión, señalada en el artículo precedente, que deben aportar los concesionarios será entregada directamente por éstos a la Comisión de acuerdo al cronograma establecido. De no efecturase los aportes en forma oportuna, estarán sujetos a la aplicación de los intereses compensatorios y recargos por mora establecidos en el Artículo 176° del Reglamento.

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 176° del Reglamento.

- ***Texto del artículo según D.S. 022-97-EM, publicado el 97.10.12***

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 234° 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 el Artículo 47° de la Ley.

Artículo 239º.- La Dirección queda facultada a dictar las disposiciones complementarias para la aplicación de la Ley y el Reglamento.

TITULO 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 pérdidas estándares fijadas conforme a lo establecido en el Artículo 143° del Reglamento, deberán ser alcanzadas progresivamente en tres períodos de fijación de las tarifas de distribución. En la primera fijación se deberá alcanzar una reducción del 50% de las pérdidas totales actuales.

SEGUNDA.- Las pérdidas estándares fijadas conforme a lo establecido en el Artículo 143° del Reglamento, deberán ser alcanzadas progresivamente en tres períodos de fijación de las tarifas de distribución. En la primera fijación se deberá reducir por lo menos el 50% de la diferencia entre las pérdidas reales y las pérdidas estándares.

- ***Texto según D.S. 02-94-EM, publicado el 94.01.11***

TERCERA.- Las Empresas de generación y distribución de energía eléctrica pertenecientes a la Actividad Empresarial del Estado, incursas en el proceso de promoción a la inversión privada, deberán pactar como parte de dicho proceso, contratos de suministro a cinco años a precio regulado.

- ***Nota : El artículo1° del Decreto Supremo N° 006-2002-EM publicado el 2002-02-20, dispone lo siguiente: "Déjese sin efecto la Tercera Disposición Transitoria del Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas."***

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.

- ***Nota 1: El artículo 2º del D.S. 043-94-EM, publicado el 94.10.28 dispone lo siguiente : "Prorróguese la vigencia de la Quinta Disposición Transitoria del D.S. Nº 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."***
- ***Nota 2: La interconexión de los Sistema Eléctricos del Sur Este (SISE) y Sur Oeste /SISO) se efectuó con la puesta en marcha de la L.T. Tintaya-Santuario 138 kV el 1997.01.15.***

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.

SEPTIMA.- 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.

DECIMA.- 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.