

# REGLAMENTO DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

## DECRETO SUPREMO N° 009-93-EM

### TITULO I

#### DISPOSICIONES GENERALES

**Artículo 1°.** - Cuando en el texto del presente Reglamento se empleen los términos "Ley", "Reglamento", "Ministerio", "Dirección" y "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 y a la Comisión de Tarifas de Energía y al Organismo Supervisor de la Inversión Privada en Energía<sup>1</sup>, respectivamente. <sup>2 3</sup>

**Artículo 2.-** 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. 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. <sup>4 5 6</sup>

<sup>1</sup> Conforme los Artículos 1°, 2° y 18 de la Ley 28964 publicada el 24.01.2007, cuyo texto rige a partir del día siguiente de su publicación, se ha creado el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), como organismo regulador, supervisor y fiscalizador de las actividades que desarrollan las personas jurídicas de derecho público interno o privado y las personas naturales, en los subsectores de electricidad, hidrocarburos y minería, siendo integrante del Sistema Supervisor de la Inversión en Energía compuesto por el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y Protección de la Propiedad Intelectual y el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía. Tiene personería jurídica de derecho público interno y goza de autonomía funcional, técnica, administrativa, económica y financiera. La misión del OSINERGMIN es regular, supervisar y fiscalizar, en el ámbito nacional, el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas relacionadas con las actividades de los subsectores de electricidad, hidrocarburos y minería, así como el cumplimiento de las normas legales y técnicas referidas a la conservación y protección del medio ambiente en el desarrollo de dichas actividades.

A partir de la entrada en vigencia de la citada Ley 28964, toda mención que se haga al OSINERG en el texto de leyes o normas de rango inferior debe entenderse que está referida al OSINERGMIN; disponiéndose asimismo la transferencia de las competencias de fiscalización minera, establecidas en la Ley N° 27474, Ley de Fiscalización de las Actividades Mineras, a OSINERGMIN.

<sup>2</sup> Modificado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97. El anterior artículo señalaba: "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".

<sup>3</sup> La denominación de la CTE como Comisión de Tarifas de Energía fue dada mediante Ley N° 27116 de fecha 17.05.99

<sup>4</sup> El artículo original señalaba lo siguiente: "Artículo 2.- 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".*

Posteriormente fue modificado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97, con el siguiente texto: "Artículo 2.- 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".*

Finalmente fue modificado por el Artículo 2 del Decreto Supremo 017-2000-EM, publicado el 18.09.2000 cuyo texto rige en la actualidad.

*Cc* <sup>7</sup>. *Art. 2° de la Ley, Art. 55° inc. b. del Reglamento.*

**Artículo 3°.** 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 4°.** 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 5°.** 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 6°.** Los titulares de autorización tendrán los mismos derechos y beneficios que los titulares de concesión, así como las obligaciones señaladas en los incisos c), d), e), f), g) y h) del Artículo 31° y el Artículo 32° de la Ley<sup>8</sup>.

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

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

Sin perjuicio de lo señalado en el párrafo que antecede, las concesiones definitivas serán inscritas por el titular en el Registro de Concesiones para la Explotación de Servicios Públicos, de acuerdo con lo dispuesto por la Ley de Creación del Sistema Nacional y de la Superintendencia de los Registros Públicos.<sup>9</sup>

---

<sup>5</sup> De conformidad con el artículo 2° del Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios aprobado mediante D.S. 017-2000-EM de fecha 18.09.2000, están comprendidos dentro del alcance de dicha norma la venta de electricidad a los clientes sujetos al régimen de libertad de precios según lo señalado en el Artículo 8° de la LCE y precisado en el Artículo 2° de su Reglamento.

<sup>6</sup> De conformidad con el artículo 3° del Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios, el término "Cliente" está referido al Cliente sujeto a un régimen de libertad de precios según lo señalado en el Artículo 8° de la LCE y el Artículo 2° de su Reglamento.

<sup>7</sup> En adelante, "C.c" significa Concordancia.

<sup>8</sup> Modificado por el Artículo 3° del Decreto Supremo 064-2005-EM publicado con fecha 29.12.2005. El artículo original señalaba lo siguiente: "*Artículo 6°. 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.*"

<sup>9</sup> El artículo original señalaba: "*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"*

Posteriormente, fue modificado mediante Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97, con el siguiente texto: "*Artículo 7°. La Dirección llevará un libro registro de Concesiones Eléctricas Temporales y otro de Autorizaciones, en los que se*

*Cc. Art. 6° de la Ley;*

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

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;

- a) 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,
- b) 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 9°.** 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 10°.** 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 11°.** 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 <sup>10</sup>**

### **COMISION DE TARIFAS DE ENERGÍA <sup>11</sup>**

**Artículo 12°.** *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*

---

*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 la Ley de Creación del Sistema Nacional y de la Superintendencia de los Registros Públicos<sup>11</sup>.*

Finalmente, fue modificado mediante el Artículo 1° del D.S. 025-2006-EM publicado el día 21.04.2006, cuyo texto rige en la actualidad.

<sup>10</sup> TITULO QUE DEJÓ DE SER VIGENTE CON LA PUBLICACIÓN DEL REGLAMENTO GENERAL DEL ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA – OSINERG, PUBLICADO MEDIANTE DECRETO SUPREMO 054-2001-PCM DE FECHA 09.05.2001

<sup>11</sup> Denominación que, a partir de la promulgación de la Ley N° 27116 de fecha 17.05.99 tiene la anterior Comisión de Tarifas de Energía. Específicamente el Artículo 2° de la Ley N° 27116, señala: *“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”.*

## Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

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 13°.** 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. <sup>12</sup>

Cc. Art. 11° de la Ley.

**Artículo 14°.** 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 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. <sup>13</sup>

Cc. Art. 11° de la Ley.

**Artículo 15°.** 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. <sup>14</sup>

Cc. Arts. 11° y 12° de la Ley.

---

<sup>12</sup> Artículo modificado por Decreto Supremo N° 037-99-EM publicado con fecha 10.09.99. El anterior artículo señalaba lo siguiente: "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."

<sup>13</sup> Artículo modificado por D.S. 037-99-EM publicado con fecha 10.09.99. El anterior artículo señalaba: "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."*

<sup>14</sup> Artículo que fuera modificado tácitamente por el Artículo 2° de la Ley N° 27010 de fecha 08.12.98, el mismo que modifica el Artículo 11° de la Ley de Concesiones Eléctricas y en el que se dispone que, los miembros del Consejo Directivo serán nombrados por resolución refrendada por el Presidente del Consejo de Ministros y además por el titular del Sector en el caso de los representantes de los Ministerios; y, serán designados por un período de cinco años" (Artículo 3° de la Ley N° 27010: Norma Derogatoria.- "Déjense sin efecto todas las disposiciones que se opongan a la presente Ley."

## Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

**Artículo 16°.** 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 17°.** 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 18°.** 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 19°.** 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.

**Artículo 20°.** 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.<sup>15</sup>

Cc Art. 17° de la Ley

**Artículo 21°.** 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.

---

<sup>15</sup> El artículo original señalaba: "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 No. 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."

Posteriormente fue modificado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97, cuyo texto era el siguiente: "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".

Finalmente fue modificado por Decreto Supremo N° 037-99-EM publicado con fecha 10.09.99 cuyo texto estaba vigente hasta la publicación del Reglamento del OSINERG.

**Artículo 22°.** 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;<sup>16</sup>
- 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;<sup>17</sup>
- h) Emitir las directivas complementarias para la aplicación tarifaria;<sup>18</sup>
- 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 treinta (30) años. Tratándose de equipo de medición estático monofásico de medición simple, se considerará una vida útil no menor de quince (15) años.<sup>19 20</sup>
- 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.<sup>21</sup>

---

<sup>16</sup> Inciso que fue modificado por Decreto Supremo N° 017-2000-EM, publicado con fecha 18.09.2000. El anterior inciso señalaba: *"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."*

<sup>17</sup> Modificado por Decreto Supremo N° 004-99-EM de fecha 20.03.99. El anterior inciso señalaba: "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.."

<sup>18</sup> Mediante D.S. 035-95-EM se precisó que la facultad conferida al Consejo Directivo de la Comisión de Tarifas de Energía, para la regulación tarifaria por este inciso, comprende las consideraciones 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.

<sup>19</sup> El inciso original y que fuera añadido por D.S. 043-94-EM, publicado el 28.10.94, señalaba lo siguiente: "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". Dicho inciso estaba complementado con el Decreto Supremo N° 52-94-EM (el mismo que fuera derogado mediante D.S. 017-2000-EM y disponía lo siguiente: *"Precísase que la modificación dispuesta por el Decreto Supremo N° 043-94-EM del Artículo 22 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, no incluye el presupuesto de instalación de las conexiones entre los conceptos a ser regulados por la Comisión de Tarifas Eléctricas."*). Posteriormente este inciso fue modificado mediante D.S. 017-2000-EM de fecha 18.09.2000, con el siguiente texto: *"j) 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"*. Finalmente ha sido modificado mediante D.S. 007-2006-EM, publicado en el diario oficial el 20.01.2006, por el cual se modifican diversos artículos del Reglamento de la Ley de Concesiones y se dictan disposiciones para la implementación del Sistema Prepago de Electricidad.

<sup>20</sup> Conforme lo establece el artículo 3° del D.S. 007-2006-EM publicado con fecha 20.01.2006, por el cual se modifican diversos artículos del Reglamento de la Ley de Concesiones y se dictan disposiciones para la implementación del Sistema Prepago de Electricidad, el OSINERG deberá considerar esquemas diferenciados en la regulación de tarifas de distribución que permitan incluir la variación en los costos de comercialización por aplicación del sistema prepago de electricidad. Asimismo, deberá considerar los costos de conexión correspondientes al sistema prepago, en concordancia con lo establecido en el inciso i) del Artículo 22° del presente Reglamento.

<sup>21</sup> Inciso que fue agregado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99

## **Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas**

- k) Fijar, revisar y modificar las tarifas correspondientes al transporte por ductos y distribución por red de ductos de gas natural, rigiéndose para el efecto por el Decreto Supremo N° 056-93-EM y el Decreto Supremo N° 25-94-EM, modificatorias y complementarias.
- l) Dirimir a solicitud de parte, los conflictos que podrían presentarse sobre la determinación de la tarifa de transporte y distribución por red de ductos.<sup>22</sup>

**Artículo 23°.** *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;*<sup>23</sup>
- c) *Efectuar los informes a que se refiere el Artículo 81° de la Ley; y,*
- d) *Elaborar y someter a consideración del Consejo Directivo, la Memoria anual de la Comisión.*
- e) *Evaluar el Margen de Reserva Firme Objetivo y la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta a que se refiere el inciso j) del artículo anterior.*<sup>24</sup>
- f) *Elaborar los estudios para el cumplimiento del inciso k) del Artículo anterior.*<sup>25</sup>

**Artículo 24°.** *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 25°.** *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 26°.** *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.*<sup>26</sup>

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

**Artículo 27°.** *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.*

---

<sup>22</sup> Incisos k) y l) que fueron añadidos mediante D.S. 037-99-EM de fecha 10.09.99.

<sup>23</sup> Modificado por Decreto Supremo N° 004-99-EM de fecha 20.03.99. El anterior inciso señalaba: "Evaluar el factor de indisponibilidad teórica de las unidades generadoras del sistema eléctrico a que se refiere el inciso g) del Artículo anterior"

<sup>24</sup> Inciso agregado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99.

<sup>25</sup> Inciso añadido mediante D.S. 037-99-EM de fecha 10.09.99.

<sup>26</sup> Artículo modificado por D.S. 037-99-EM de fecha 10.09.99. El anterior artículo señalaba lo siguiente: "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."

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

**Artículo 28°.** *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 29°.** 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 30°<sup>27</sup>.** Las solicitudes para obtener concesión temporal, deberán ser presentadas con los siguientes datos y requisitos:

- a) identificación y domicilio legal del peticionario;
- b) Memoria descriptiva, plano general del anteproyecto y coordenadas UTM (PSAD56) de los vértices del área de los estudios.
- c) Copia de la autorización para el uso de recursos naturales de propiedad del Estado para realizar los estudios, cuando corresponda;<sup>28 29</sup>

<sup>27</sup> Artículo modificado mediante el Artículo 1° del D.S. 025-2006-EM publicado el día 21.04.2006, cuyo texto rige en la actualidad. El artículo anterior señalaba: *"Artículo 30°. Las solicitudes para obtener concesión temporal, deberán ser presentadas con los siguientes datos y requisitos:*

- a) Identificación y domicilio legal del peticionario;*
- a) Memoria descriptiva y plano general del anteproyecto;*
- b) Copia de la autorización para el uso de recursos naturales de propiedad del Estado para realizar estudios, cuando corresponda;<sup>27</sup>*
- c) Requerimiento específico de servidumbres sobre bienes de terceros;*
- d) Descripción y cronograma de los estudios a ejecutar;*
- e) 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".*

<sup>28</sup> El inciso original señalaba: *"c) Copia de la solicitud para obtener la autorización del uso de recursos naturales de propiedad del Estado, cuando corresponda;"*. Posteriormente fue modificado mediante el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 038-2001-EM publicado el 18.07.2001 con el siguiente texto: *"c) Copia de la autorización para el uso de recursos naturales de propiedad del Estado para realizar estudios, cuando corresponda"*. Finalmente, el artículo en su totalidad fue sustituido mediante el Artículo 1° del D.S. 025-2006-EM publicado el día 21.04.2006, cuyo texto rige en la actualidad y que mantuvo el contenido de dicho inciso.

<sup>29</sup> Con fecha 07 de septiembre del 2007, se publicó el Decreto Supremo N° 048-2007-EM con el que se precisaron requisitos a que se refiere la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento respecto a la autorización del uso de agua con fines de generación de energía eléctrica. En el Artículo 2° del referido decreto supremo se dispuso lo siguiente:

*Artículo 2°. - Cumplimiento del requisito establecido en el literal c) del artículo 30° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. - Precítese que el requisito establecido en el literal c) del artículo 30 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto*



- d) Requerimiento específico de servidumbres sobre bienes de terceros;
- e) Descripción y cronograma de los estudios a ejecutar;
- f) Presupuesto de los estudios; y,
- g) Garantía vigente durante el plazo de concesión solicitado, por un monto equivalente al 10% del presupuesto de los estudios hasta un tope de 250 UIT. Tratándose de estudios de centrales de generación hidráulica, el monto de la garantía será equivalente al 1% del presupuesto del estudio, hasta un tope de 25 UIT.<sup>30</sup>  
*Cc. Arts. 22° y 23° de la Ley.*

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

Si de la evaluación efectuada se determinará la necesidad de ampliar información o se verificara la existencia de deficiencias y/u omisiones susceptibles de corregirse, la solicitud será observada. La Dirección notificará la observación al peticionario para que la subsane dentro del plazo de siete (7) días hábiles de notificado, bajo apercibimiento de declarar inadmisibles la solicitud.<sup>31</sup>

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

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

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

Si la oposición se declarara infundada, la Dirección ejecutará la garantía otorgada por el opositor.<sup>32</sup>

---

*Supremo N° 009-93-EM, se entenderá cumplido con la presentación de la Resolución, expedida por la Autoridad de Aguas, que autorice la ejecución de estudios para el aprovechamiento del recurso hídrico con fines de generación de energía eléctrica.*

<sup>30</sup> El inciso original disponía: "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". Posteriormente fue modificado mediante el Artículo 1° del Decreto Supremo N° 004-96-EM, publicado el 23.01.96 con el siguiente texto: "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". Luego fue modificado mediante D.S. 038-2001-EM de fecha 18-07-2001, con el siguiente texto: "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". Finalmente, fue modificado mediante el Artículo 1° del D.S. 025-2006-EM publicado el día 21.04.2006, cuyo texto rige en la actualidad.

<sup>31</sup> Artículo modificado mediante el Artículo 1° del D.S. 025-2006-EM publicado el día 21.04.2006, cuyo texto rige en la actualidad. El anterior artículo señalaba: "Artículo 31°. Una vez presentada la solicitud y comprobado, en un plazo máximo de cinco (05) 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".

<sup>32</sup> El artículo original señalaba lo siguiente: "Cuando concurren varias solicitudes para una misma concesión temporal, dentro del plazo de diez (10) días calendarios 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". Posteriormente fue sustituido por el Art. 2° del D.S. 004-96-EM, publicado el 23.01.96 con el siguiente texto: "Artículo 32°. 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".

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

En caso de declarar improcedente la solicitud, la Dirección dispondrá la ejecución de la garantía otorgada.<sup>33</sup>

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

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

De oficio o a solicitud de parte interesada, el Ministerio podrá disponer el uso compartido de las servidumbres y la forma de prorratear las compensaciones y/o indemnizaciones que hubiere lugar conforme al espacio y afectación que cada beneficiario requiera. Para tal fin, la Dirección podrá solicitar a OSINERG, o al ente correspondiente, los informes que resulten necesarios para establecer la viabilidad técnica del uso compartido de las servidumbres. Asimismo, la Dirección podrá encargar a una institución especializada la valorización de las compensaciones y/o indemnizaciones que deben ser prorrateadas, salvo que las partes interesadas señalen de común acuerdo a quien se encargará de la valorización.<sup>34</sup>

*Cc. Art. 27° de la Ley*

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

Procede la renovación de la concesión temporal, únicamente cuando el titular no hubiera concluido con los estudios dentro del plazo otorgado originalmente por causa de fuerza mayor y la solicitud de renovación sea presentada con una anticipación no menor de treinta (30) días calendario antes de su vencimiento, acompañada de un informe sustentatorio y de la renovación de la respectiva garantía

---

Finalmente, fue modificado mediante el Artículo 1° del D.S. 025-2006-EM publicado el día 21.04.2006, cuyo texto rige en la actualidad.

<sup>33</sup> Artículo modificado mediante el Artículo 1° del D.S. 025-2006-EM publicado el día 21.04.2006, cuyo texto rige en la actualidad. El anterior artículo señalaba lo siguiente: "*Artículo 33°. 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"*

<sup>34</sup> Modificado mediante el Artículo 1° del D.S. 025-2006-EM publicado el día 21.04.2006, cuyo texto rige en la actualidad. El anterior artículo señalaba: "*Artículo 34°. Las oposiciones que se pudieran presentar contra las solicitudes de concesión temporal, deberán efectuarse dentro de los cinco (05) 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 (05) 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 (05) días calendario de haberle sido notificada.*

*El Ministerio resolverá la apelación, como última instancia administrativa, dentro de un plazo máximo de cinco (05) días calendario de presentada, expidiendo la respectiva Resolución Ministerial.*

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

vigente por el plazo de renovación solicitado. De ser el caso, también acompañará la renovación o ampliación de la autorización de uso del recurso natural para realizar estudios.

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

En caso de ser improcedente la solicitud de renovación, la Dirección dispondrá la ejecución de la garantía.<sup>35</sup>

**Artículo 36°.** 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.<sup>36</sup>

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".

## **SOLICITUD DE CONCESION DEFINITIVA**

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

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

El requisito de admisibilidad referido a la autorización de uso de recursos naturales, se tendrá por cumplido cuando la citada autorización sea otorgada para ejecutar obras hidroenergéticas, y el requisito de admisibilidad referido al Estudio de Impacto Ambiental, se tendrá por cumplido con la presentación de la Resolución Directoral que apruebe dicho Estudio.<sup>37</sup>

---

<sup>35</sup> Modificado mediante el Artículo 1° del D.S. 025-2006-EM publicado el día 21.04.2006, cuyo texto rige en la actualidad. El artículo original señalaba: "Artículo 35°. 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"*

<sup>36</sup> Párrafo modificado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97. El anterior párrafo señalaba: "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."

<sup>37</sup> El artículo original señalaba: "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."*

Cc. Arts. 24°, 25° y 28° de la Ley.

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

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

**Artículo 40°.-** Si la observación no fuera subsanada dentro del plazo otorgado, la Dirección declarará inadmisibile la solicitud y ejecutará la garantía otorgada por el petitionerario referida en el Artículo 37° del Reglamento.<sup>40</sup>

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

---

Posteriormente, fue modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 038-2001-EM publicado el 18.07.2001, con el siguiente texto: *"Artículo 37° 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".* Tómesese en cuenta que en la Segunda Disposición Transitoria del D.S. 038-2001-EM se establece que, durante el plazo que rija 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, se regiría por lo dispuesto en los artículos respectivos.

Finalmente, el Artículo 37° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas fue modificado mediante el Artículo 1° del D.S. 025-2006-EM publicado el día 21.04.2006, cuyo texto rige en la actualidad.

38 Modificado mediante el Artículo 1° del D.S. 025-2006-EM publicado el día 21.04.2006, cuyo texto rige en la actualidad. El artículo original señalaba lo siguiente: *"Artículo 38°. La solicitud presentada deberá ser estudiada por la Dirección, la que emitirá su informe dentro de los cinco (5) días calendarios siguientes".*

39 El artículo original señalaba: *"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 petitionerario para que dentro del término de siete (7) días calendario las subsane, anotándose este hecho en el Registro de Concesiones Eléctricas".*

Posteriormente, fue modificado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97, con el siguiente texto: *"Artículo 39°. Si de la evaluación efectuada se determinara la necesidad de ampliar información o se verificara la existencia de deficiencias y/u omisiones susceptibles de corregirse, la Dirección notificará al petitionerario para que dentro del término de siete (7) días calendario las subsane, anotándose este hecho en el libro respectivo".*

Finalmente, fue modificado mediante el Artículo 1° del D.S. 025-2006-EM publicado el día 21.04.2006, cuyo texto rige en la actualidad.

40 El artículo original señalaba: *"Si el petitionerario 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 denegándola solicitud, lo que será comunicado al interesado y asentado en el Registro correspondiente. En este caso la Dirección ejecutará la garantía otorgada por el petitionerario."*

Posteriormente fue modificado mediante Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97, con el siguiente texto: *"Artículo 40°. Si el petitionerario 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 petitionerario."*

Finalmente, fue modificado mediante el Artículo 1° del D.S. 025-2006-EM publicado el día 21.04.2006, cuyo texto rige en la actualidad.

notificación de la admisión a trámite, y los cuatro avisos serán presentados a la Dirección dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes de la última publicación.<sup>41</sup>

### **TRAMITE DE CONCURRENCIA DE SOLICITUDES**

**Artículo 42°.** 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 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.<sup>42</sup>

### **TRAMITE DE OPOSICIONES**

**Artículo 44°.-** Dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a la fecha de la última publicación, podrá formularse oposición a la concesión solicitada.<sup>43</sup>

Cc. *Art. 27° de la Ley.*

---

<sup>41</sup> El artículo original señalaba: "*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 25o. de la Ley, dentro de los tres (3) días calendario siguientes a su admisión*".

Posteriormente fue modificado mediante Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97, con el siguiente texto: "*Artículo 41°. 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*".

Finalmente, fue modificado mediante el Artículo 1° del D.S. 025-2006-EM publicado el día 21.04.2006, cuyo texto rige en la actualidad.

<sup>42</sup> Modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 038-2001-EM publicado el 18-07-2001, el anterior artículo señalaba: "*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 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.*" (\*)

(\*)Último párrafo modificado por el Art. 1° del D.S. 004-96-EM, publicado el 23-01-96. El anterior párrafo señalaba: "*En igualdad de condiciones tendrá derecho preferencia el que previamente hubiere sido titular de una concesión temporal y haya cumplido sus obligaciones como tal, en forma satisfactoria*".

<sup>43</sup> El artículo original señalaba: "*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.*"

Posteriormente, fue modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 038-2001-EM publicado el 18.07.2001, con el siguiente texto: "*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*".

Finalmente, fue modificado mediante el Artículo 1° del D.S. 025-2006-EM publicado el día 21.04.2006, cuyo texto rige en la actualidad.

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

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

**Artículo 47°.** 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.<sup>45</sup>

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

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

El costo que demande la actuación de las pruebas será de cuenta y cargo de quien las ofrezca.<sup>46</sup>

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

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

**Artículo 50°.** 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 (5) días hábiles de notificada.

---

<sup>44</sup> Modificado mediante el Artículo 1° del Decreto Supremo N° 038-2001-EM publicado el 18.07.2001. El Artículo original señalaba: *"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."*

<sup>45</sup> Modificado mediante D.S. 038-2001 de fecha 18-07-2001. El artículo original disponía: *"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"*.

<sup>46</sup> Modificado mediante D.S. 038-2001 de fecha 18-07-2001. El artículo original señalaba: *"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."*

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.<sup>47</sup>

**Artículo 51°.** 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 52°.-** De no haberse formulado oposición o éstas hayan sido resueltas a favor del peticionario en la vía administrativa, y habiéndose cumplido con los requisitos de admisibilidad, la Dirección procederá a efectuar la evaluación técnico – normativa pertinente en el marco del Código Nacional de Electricidad y demás normas técnicas aplicables de acuerdo a la naturaleza del proyecto, con la finalidad de decidir si procede o no el otorgamiento de la concesión.

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

De ser procedente la solicitud, o subsanada que haya sido la observación formulada, la Dirección notificará al peticionario el proyecto de Resolución Suprema y de contrato de concesión para que, dentro del plazo de tres (3) días hábiles siguientes a la notificación, verifique los datos numéricos, técnicos y de ubicación consignados en los mencionados documentos. Transcurrido el plazo sin mediar respuesta, se considerará que está conforme con la información<sup>48</sup>.

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

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

La Resolución Suprema de otorgamiento de la concesión, aprobará el respectivo Contrato de Concesión, y designará al funcionario que debe intervenir en la celebración del mismo a nombrar por el Estado. La Resolución, conjuntamente con el contrato, será notificada al peticionario dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a su expedición para que la acepte y suscriba el contrato de concesión conforme a lo previsto en el Artículo 29° de la Ley.<sup>49</sup>

---

<sup>47</sup> Modificado mediante D.S. 038-2001 de fecha 18-07-2001. El anterior artículo señalaba: "*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."*

<sup>48</sup> Modificado mediante el Artículo 1° del D.S. 025-2006-EM publicado el día 21.04.2006, cuyo texto rige en la actualidad. El artículo original señalaba lo siguiente: "*Artículo 52°. 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*".

<sup>49</sup> El artículo original señalaba: "*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.*

**Artículo 54°.-** Dentro del mismo plazo señalado en el artículo que antecede, el Ministerio dispondrá la publicación de la Resolución de otorgamiento de la concesión por una sola vez en el Diario Oficial El Peruano. La publicación será por cuenta del interesado.<sup>50</sup>

*Cc. Arts. 14° y 16° de la Ley.*

**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.<sup>51</sup>

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.<sup>52</sup>

*Cc. Art. 104° de la Ley.*

---

*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."*

Posteriormente, fue modificado por el artículo 1° del D.S. 02-94-EM, publicado el 11.01.94, con el siguiente texto: "*Artículo 53°.* 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".*

Finalmente, fue modificado mediante el Artículo 1° del D.S. 025-2006-EM publicado el día 21.04.2006, cuyo texto rige en la actualidad.

<sup>50</sup> El artículo original señalaba: "*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."*

Posteriormente, fue modificado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97, con el siguiente texto: "*Artículo 54°.- 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".*

Finalmente, fue modificado mediante el Artículo 1° del D.S. 025-2006-EM publicado el día 21.04.2006, cuyo texto rige en la actualidad.

<sup>51</sup> Inciso modificado por el Art.1° del D.S N° 004-96-EM, publicado el 23-01-96. El inciso original señalaba: "*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".*

<sup>52</sup> Artículo modificado mediante D.S. 038-2001-EM de fecha 18-07-2001. El artículo original disponía que: "*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".*

Asimismo, de conformidad con la Segunda Disposición Transitoria del mencionado D.S. 038-2001-EM, durante el plazo que regirá hasta el 31 de diciembre del 2002, el tope de la garantía a que se refieren los Artículos 37, 55 y 66 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas será de 250 UIT, con excepción de la que corresponda a la actividad de generación hidráulica que se regirá por lo dispuesto en los artículos respectivos.



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

**Artículo 57°.** Las garantías a que se refieren el inciso g) del Artículo 30°, el Artículo 37°, el Artículo 45° y el inciso c) del Artículo 55° del Reglamento serán otorgadas mediante carta fianza extendida por una entidad financiera o de seguros que opere en el país.<sup>53</sup>

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.

## **OBLIGACIONES DE TITULARES DE CONCESIONES Y AUTORIZACIONES**

**Artículo 58°.** Los concesionarios y titulares de autorizaciones están obligados a presentar, Dirección, en forma mensual lo siguiente:<sup>54</sup>

- a) Información de producción;
- b) Información comercial; y,
- c) Pérdidas de potencia y energía.
- d) Otras informaciones que la Dirección considere pertinente para el cumplimiento de sus funciones.<sup>55</sup>

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 y/o tributarias y/o Defensoría del pueblo podrán hacerlo directamente.<sup>56</sup>

OSINERG y la Comisión podrán solicitar la información que requieran para el cumplimiento de sus funciones. Los concesionarios y titulares de autorizaciones están obligados a presentar toda la información sobre los contratos de venta de electricidad e información comercial que permita a la Comisión cumplir con la comparación de precios a que se refiere el Artículo 53° de la Ley, en la forma, plazos y medios que ésta señale.<sup>57 58</sup>

---

<sup>53</sup> Párrafo modificado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97. El anterior párrafo señalaba: "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..."

<sup>54</sup> Párrafo modificado por Decreto Supremo N° 006-98-EM publicado en el Diario Oficial "EL Peruano" con fecha 18.02.98. (El anterior párrafo señalaba: "Los concesionarios o titulares de autorizaciones están obligados a presentar, solamente a la Dirección, en forma mensual lo siguiente..."

<sup>55</sup> Inciso modificado por el artículo 3° del Decreto Supremo 064-2005-EM publicado con fecha 29.12.2005. El inciso original y que fuera añadido por el artículo 1o. del D.S. No. 43-94-EM, publicado el 28.10.94, señalaba lo siguiente: "d) Otras informaciones que la Dirección considere pertinente respecto al servicio".

<sup>56</sup> Párrafo modificado por el Decreto Supremo N° 006-98-EM (El anterior párrafo, que fuera el original y que no sufrió modificación alguna dada la promulgación del Decreto Supremo N° 022-97-EM de fecha 12.10.97, señalaba: "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".

<sup>57</sup> Párrafo modificado por Decreto Supremo N° 006-98-EM, publicado con fecha 18.02.98. (El anterior párrafo, que fuera añadido mediante Decreto Supremo N° 022-97-EM de fecha 12.10.97, únicamente señalaba: "OSINERG y la Comisión podrán solicitar la información que requieran para el cumplimiento de sus funciones.")

<sup>58</sup> Conforme lo establece el artículo 6° del D.S. 007-2006-EM publicado con fecha 20.01.2006, por el cual se modifican diversos artículos del Reglamento de la Ley de Concesiones y se dictan disposiciones para la implementación del Sistema Prepago de Electricidad, el

La Comisión tomará en cuenta los precios en barra para la comparación de precios a que se refiere el párrafo anterior, en caso que la información requerida no sea presentada oportunamente.<sup>59</sup>

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

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

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

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

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

En la oportunidad de otorgar la concesión, la delimitación de cada zona de concesión será establecida por el Ministerio sobre la base de la información contenida en la solicitud de concesión.

Cada zona de concesión quedará comprendida por el área geográfica ocupada por habilitaciones o centros urbanos donde existan o se implanten redes de distribución, más una franja de un ancho mínimo de cien (100) metros en torno a ellas.<sup>60 61</sup>

---

concesionario podrá valerse de terceros para la venta de electricidad mediante el sistema prepago. La venta puede realizarse empleándose medios de comunicación e informáticos.

<sup>59</sup> Párrafo agregado por Decreto Supremo N° 006-98-EM publicado en el Diario Oficial con fecha 18.02.98.

<sup>60</sup> El artículo original señalaba lo siguiente: "*Artículo 60.- 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."*

Posteriormente fue modificado mediante el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado el 12.10.97, con el siguiente texto: "*Artículo 60.- 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."*

Finalmente, fue modificado mediante el Artículo 1° del D.S. 025-2006-EM publicado el día 21.04.2006, cuyo texto rige en la actualidad.

<sup>61</sup> Conforme lo establece el artículo 2° del D.S. 007-2006-EM publicado con fecha 20.01.2006 por el cual, se modifican diversos artículos del Reglamento de la Ley de Concesiones y se dictan disposiciones para la implementación del Sistema Prepago de Electricidad, en la solicitud de concesión definitiva de distribución, o en el informe previo de ampliación, se indicará el sistema de comercialización a ser utilizado por el concesionario en la nueva zona de concesión o en parte de ella.

El usuario podrá optar por el sistema prepago, sólo en aquella zona de concesión, o parte de ella, dentro de las cuales el concesionario haya determinado la viabilidad económica de su aplicación. Para tal efecto, previamente el concesionario informará a los usuarios la ubicación de los puntos de venta y los límites dentro de los cuales el usuario podrá optar por dicho sistema.

Tratándose de una zona de concesión o de una parte de la misma, en la que se esté aplicando el sistema pospago y el concesionario considere necesario sustituirlo por el sistema prepago como el único a aplicar en forma masiva, deberá contar con la autorización previa del OSINERG. Para tal efecto, presentará una solicitud de autorización sustentando la necesidad de tal cambio especificando los límites de la zona de concesión o de la parte de ella, acompañando un cronograma de aplicación. OSINERG deberá emitir un pronunciamiento dentro del plazo de treinta (30) días calendario de presentada la solicitud. De no pronunciarse dentro del plazo indicado, la solicitud se

*Cc. Art. 30° de la Ley.*

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

- a) El concesionario presentará a la Dirección la solicitud de regularización, acompañada de los planos, la memoria descriptiva, las especificaciones técnicas, metrados, costos de las ampliaciones efectuadas y las coordenadas UTM (PSAD56) de los límites de las nuevas zonas.
- b) Dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes de la presentación, La Dirección efectuará la evaluación de la solicitud para verificar el cumplimiento de los datos y requisitos de admisibilidad señalados en el párrafo anterior. Si de la evaluación efectuada se determinara la necesidad de ampliar información o se verificara la existencia de deficiencias y/u omisiones susceptibles de corregirse, la solicitud será observada. La Dirección notificará la observación al concesionario para que la subsane dentro del plazo de siete (7) días hábiles, contados a partir de la fecha de notificación de la observación, bajo apercibimiento de declarar inadmisibile la solicitud de regularización.
- c) Cumplidos los datos y requisitos de admisibilidad, o subsanada que haya sido la observación formulada, la Dirección notificará al concesionario la admisión a trámite de la solicitud y procederá a efectuar la evaluación técnico – normativa pertinente, con la finalidad de decidir si procede o no la regularización.
- d) Si de la evaluación efectuada se determinara la necesidad de ampliar información o se verificara la existencia de deficiencias y/u omisiones susceptibles de corregirse, la solicitud será observada. La Dirección notificará la observación al concesionario para que la subsane dentro del plazo de siete (7) días hábiles, contados a partir de la fecha de notificación de la observación, bajo apercibimiento de declarar improcedente la solicitud de regularización.
- e) De ser procedente la solicitud, o subsanada que haya sido la observación formulada. La Dirección determinará las modificaciones a incorporarse y notificará al concesionario el proyecto de Resolución Suprema y de addendum al Contrato de Concesión para que, dentro del plazo de tres (3) días hábiles siguientes a la notificación, verifique los datos numéricos, técnicos y de ubicación consignados en los mencionados documentos.  
Transcurrido el plazo sin mediar respuesta, se considerará que está conforme con la información.
- f) La Resolución Suprema aprobatoria del Addendum al Contrato de Concesión deberá dictarse dentro del plazo de treinta (30) días hábiles de presentada la solicitud. Los plazos otorgados al concesionario para subsanar observaciones y verificación de datos, no serán computados para los efectos del plazo señalado en el presente párrafo.
- g) La Resolución será notificada al concesionario y publicada por una sola vez en el Diario oficial El Peruano, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a su notificación. La publicación será por cuenta del concesionario.<sup>62</sup>

---

tendrá por aceptada y el concesionario procederá a la aplicación masiva del sistema prepago según el cronograma presentado, cuyo cumplimiento será fiscalizado por OSINERG.

En ninguno de los casos, el sistema prepago implicará para el usuario una mayor facturación respecto a la que resultaría con el sistema pospago correspondiente.

<sup>62</sup> Modificado mediante el Artículo 1° del D.S. 025-2006-EM publicado el día 21.04.2006, cuyo texto rige en la actualidad. El artículo original señalaba lo siguiente: "*Artículo 61°. 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;*

**Artículo 62°.** Las discrepancias entre los usuarios y los concesionarios de transmisión por el uso de los sistemas de éstos últimos, a que se refiere el Artículo 33° de la Ley, en lo relativo a capacidad de transmisión o las ampliaciones requeridas, serán resueltas por el 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 se 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.<sup>63</sup>

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

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

**Artículo 65°.** Las 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, serán resueltas por OSINERG, siguiendo el procedimiento establecido en el segundo párrafo del Artículo 62° del Reglamento.

- 
- 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".*

<sup>63</sup> Modificado por D.S. 017-2000-EM de fecha 18.09.2000. El anterior artículo disponía: *"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."*

<sup>64</sup> Modificado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97. (El anterior artículo señalaba lo siguiente: *"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) *Caida 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")*

Las inversiones efectuadas por los usuarios tendrán carácter reembolsable, bajo la misma modalidad establecida en el Artículo 84° de la Ley. <sup>65</sup>

*Cc. Ley General de Arbitraje.* <sup>66</sup>

## **AUTORIZACIONES**

**Artículo 66°.** 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<sup>67</sup>.

---

<sup>65</sup> Modificado por D.S. 017-2000-EM de fecha 18.09.2000. El anterior artículo señalaba: "*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.*

Anteriormente modificado por el Artículo 1° del D. S. N° 02-94-EM. publicado el 11-01-94. (El articulado original señalaba: "*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.*")

<sup>66</sup> Decreto Ley N° 25935, de fecha 10-12-93.

<sup>67</sup> Conforme lo establece el D.S. 005-2006-AG publicado con fecha 10.02.2006, la autorización del uso del recurso natural a que se refiere el literal b) del artículo 25° del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, y el primer párrafo del artículo 66° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, concordado con el Artículo 38° de la Ley de Concesiones Eléctricas, en el caso de fuentes de aguas reservadas a favor de Proyectos Especiales de Irrigación y/o Hidroenergéticos de alcance regional y nacional, se entenderá emitida con la resolución de la Autoridad de Aguas que apruebe el expediente técnico en la parte que corresponde a las obras de capacitación y devolución de las aguas al cauce natural o artificial respectivo y autorice su ejecución, previa observancia del acuerdo de compensación económica para la recuperación de las inversiones y para la cobertura de los gastos de operación y mantenimiento de las nuevas obras de infraestructura hidráulica y de las condiciones de uso hidroenergético a que se refiere el artículo 2° de dicho decreto supremo. Se agrega que la licencia de agua para fines de generación de energía hidroeléctrica será otorgada automáticamente por la Autoridad de Aguas previa verificación que las obras se hayan ejecutado ceniéndose estrictamente a las características, especificaciones y condiciones del expediente técnico aprobado.

Por su parte, el artículo 2° del citado decreto supremo, señala que los Proyectos Especiales Hidroenergético y/o de irrigación de alcance regional o nacional que ejecuten nuevas obras de infraestructura hidráulica con recursos públicos y/o en el marco del proceso de promoción de la inversión privada a que se refiere el Decreto Supremo 059-96-PCM, la Ley N° 28059 y el Decreto Legislativo N° 674, sus reglamentos y demás normas conexas, cuyas aguas resultantes sean susceptibles de ser aprovechadas en una concesión definitiva o autorización para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica en cualquier punto y desnivel de los cauces naturales y artificiales dentro de su ámbito de influencia, quedan facultados para cobrar una compensación económica para la recuperación de inversiones y para la cobertura de los gastos de operación y mantenimiento de las nuevas obras de infraestructura hidráulica. El pago de la referida compensación económica se hará extensivo a las inversiones en obras de futuros afianzamientos que deriven en el incremento de la oferta hídrica del sistema hidráulico respectivo.

Dicha facultad procederá mientras el Proyecto Especial mantenga en vigencia la reserva de aguas otorgada para los fines de su desarrollo o haya presentado oportunamente la solicitud de prórroga de reserva de agua. Los fondos que se recauden por este concepto serán destinados a la recuperación de las inversiones y a la cobertura de los gastos de operación y mantenimiento de las obras de infraestructura, que posibiliten la disponibilidad y el suministro del recurso de agua. Se agrega que la compensación económica deberá ser establecida en el marco del concurso público que se invoque para ese efecto y corresponderá a la mayor remuneración unitaria por el suministro de un metro cúbico de agua que oferten los postores. Las bases del concurso público definirán las condiciones de aprovechamiento de uso hidroenergético, que no alteren ni limiten las condiciones de desarrollo del proyecto ni los usos de agua de terceros, requiriéndose sobre este último aspecto opinión previa favorable de la Intendencia de Recursos Hídricos del Instituto Nacional de Recursos Naturales – INRENA.

Asimismo, el artículo 3° de este decreto supremo, señala que la facultad de cobrar la compensación económica referida en el artículo 2° citado anteriormente, será también extensiva a los nuevos aprovechamientos hidroenergéticos a partir de obras hidráulicas existentes en los indicados Proyectos Especiales de Irrigación y/o Hidroenergéticos de alcance regional o nacional, bajo las mismas condiciones, en lo que fuera aplicable.

Por su parte, el artículo 4° del citado dispositivo legal, señala que el otorgamiento de autorizaciones de uso de agua con fines de generación de energía hidroeléctrica en el ámbito de los Proyectos Especiales sólo procederá para el uso efectivo del recurso agua en la fase de ejecución de estudios y de obras. Serán nulas las licencias, permisos o autorizaciones de uso de agua que no cumplan con lo previsto en el artículo 1° de dicho decreto supremo.

## Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

La solicitud de autorización debe estar acompañada de una garantía equivalente al 1% del presupuesto del proyecto con un tope de 500 UIT, en caso que la autorización sea solicitada antes del inicio de operación de la central. La garantía debe mantenerse vigente hasta la fecha de inicio de la operación comercial. Se exceptúa de la presentación de esta garantía, las solicitudes de autorización para generación hidráulica mediante la cogeneración<sup>68</sup>.

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.<sup>69</sup>

---

Finalmente, el artículo 5° del decreto supremo establece que la falta de pago de la compensación económica a que se refiere los artículos 2° y 3° de dicho dispositivo, constituye un incumplimiento a lo previsto en el literal c) del artículo 20° del Decreto Ley N° 17552 – Ley General de Aguas.

Posteriormente, con fecha 07 de septiembre del 2007, se publicó el Decreto Supremo N° 048-2007-EM se precisaron requisitos a que se refiere la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento respecto a la autorización del uso de agua con fines de generación de energía eléctrica. En el Artículo 1° del referido decreto supremo se dispuso lo siguiente:

*Artículo 1°.- Cumplimiento de los requisitos establecidos en el literal b) del artículo 25° de la Ley de Concesiones Eléctricas y en el artículo 66° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.-*

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

*1.2 La Autoridad de Aguas solo podrá autorizar la ejecución de obras, al petitionerario que obtenga el derecho eléctrico para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica otorgado por el Ministerio de Energía y Minas o por el Gobierno Regional competente cuando corresponda.*

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

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

<sup>68</sup> Segundo párrafo modificado por el artículo 3° del Decreto Supremo 064-2005-EM publicado con fecha 29.12.2005. El anterior párrafo señalaba lo siguiente: “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”.

<sup>69</sup> El artículo original señalaba: “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 realice su operación.”(Párrafo agregado por D.S. 022-97-EM, publicado el 12.10.97).*

Posteriormente el artículo fue modificado por el Artículo 1° del Decreto Supremo 038-2001-EM publicado el 18.07.2001 con el siguiente texto: “Artículo 66.- 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.”.*

Asimismo, de conformidad con la Segunda Disposición Transitoria del mencionado D.S. 038-2001-EM, 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

**Artículo 67°.** La Dirección evaluará la solicitud de autorización y los documentos sustentatorios de la misma y de ser viable, se otorgará la autorización mediante Resolución Ministerial, dentro del plazo establecido en el Artículo 38° de la Ley. La Resolución deberá publicarse en el Diario Oficial "El Peruano" por una sola vez, por cuenta del interesado dentro de los cinco (5) días calendarios siguientes a su expedición.<sup>70</sup>

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 68°.** La Dirección deberá verificar la información presentada, con carácter de declaración jurada por los petitionarios, dentro de los 3 meses siguientes al otorgamiento de la autorización.

*CC. Art. 38 de la Ley.*

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

- a) Si de la verificación a que se refiere el artículo precedente, se comprobara la inexactitud del contenido de las declaraciones juradas;
- b) Por reiterada infracción a la conservación del medio ambiente o del Patrimonio Cultural de la Nación que se encuentre declarado como tal al momento de ejecutar las obras;
- c) Si el titular de una central generadora integrante de un sistema interconectado, luego de habersele aplicado las sanciones correspondientes, no opera sus instalaciones de acuerdo a las normas de coordinación del respectivo Comité de Operación Económica del Sistema (COES);
- d) Si el titular de la autorización renuncia a la misma; o,
- e) Si el titular no ejecuta las obras e instalaciones conforme a los plazos previstos en el cronograma, salvo caso fortuito o fuerza mayor, o razones técnico-económicas debidamente acreditadas y aprobadas por el Ministerio. Las razones técnico-económicas podrán ser invocadas por única vez y serán aprobadas cuando sean ajenas a la voluntad del titular y/o del grupo económico del que forma parte y constituyan una causa directa del incumplimiento.<sup>71</sup>

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.<sup>72</sup>

---

Eléctricas será de 250 UIT, con excepción de la que corresponda a la actividad de generación hidráulica que se registrará por lo dispuesto en los artículos respectivos.

Finalmente el artículo fue modificado en su segundo párrafo mediante Decreto Supremo 064-2005-EM de fecha 29.12.2005, cuyo texto rige en la actualidad.

<sup>70</sup> Primer párrafo modificado por Decreto Supremo N° 022-97-EM con fecha 12.10.97. El anterior párrafo señalaba que: *"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..."*

<sup>71</sup> Inciso modificado por disposición del Artículo 1° del Decreto Supremo N° 012-2005-EM publicado con fecha 20.03.2005. El anterior inciso señalaba: *"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"*.

<sup>72</sup> Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 038-2001-EM publicado el 18-07-2001, cuyo texto es el siguiente: *"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;*

Cc. Art. 9° de la Ley.

## **RENUNCIA Y CADUCIDAD DE CONCESIONES**

**Artículo 70°.** 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 71°.** El concesionario podrá renunciar a su concesión definitiva, comunicando este hecho al Ministerio con una anticipación no menor de un año.

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

Cc. Art. 35° de la Ley.

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

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

- a) La Dirección formará un expediente, en el cual se documentará la causa que amerita la caducidad; debiendo notificar este hecho al concesionario por vía notarial;
- b) El concesionario, una vez recibida la notificación a que se refiere el inciso precedente, deberá efectuar los descargos presentando las pruebas que considere convenientes a su derecho dentro del plazo improrrogable e diez (10) días hábiles de recibida la respectiva carta notarial. Las razones técnico – económicas a que se refiere el inciso b) de Artículo 36° de la Ley, podrán ser invocadas por única vez y serán aprobadas cuando sean ajenas a la voluntad del concesionario y/o del grupo económico del que forma parte y constituyan una causa directa del incumplimiento. Vencido el plazo sin que el concesionario presente los descargos referidos, se declarará la caducidad sin más trámite;
- c) Los descargos presentados por el concesionario dentro del plazo señalado en el inciso que antecede, serán evaluados por la Dirección y, de ser el caso, se emitirá la Resolución Suprema

- 
- 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 habersele aplicado las sanciones correspondientes, no opera sus instalaciones de acuerdo a las normas de coordinación del respectivo Comité de Operación Económica del Sistema (COES).*
  - d) *Si el titular de la autorización renuncia a la misma. La renuncia a la autorización que compromete 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."(\*) (\*) inciso añadido por el artículo 1 del D.S. N° 022-97-EM, del 12.10.97*



declarando la caducidad dentro del plazo máximo de treinta (30) días hábiles desde el vencimiento del plazo señalado en el inciso anterior;<sup>73</sup> 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 74°.-** La Resolución Suprema que declara la caducidad de la concesión, será notificada notarialmente al concesionario en el último domicilio señalado en el expediente, dentro de los cinco (5) días hábiles de expedida, debiendo en el mismo término iniciar su publicación por una sola vez en el Diario Oficial El Peruano”<sup>74</sup>

*Cc. Art. 37 de la Ley.*

**Artículo 75°.** 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 76°.** 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 77°.** 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.

---

<sup>73</sup> Incisos b) y c) modificados por disposición del Artículo 1° del Decreto Supremo N° 012-2005-EM publicado con fecha 20.03.2005. Los incisos originales señalaban:

- “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;..”*

<sup>74</sup> Modificado mediante el Artículo 1° del D.S. 025-2006-EM publicado el día 21.04.2006, cuyo texto rige en la actualidad. El artículo original señalaba lo siguiente: “Artículo 74°. 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”.

**Artículo 78°.** 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 79°.** 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**

### **COMITÉ DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA**

#### **ASPECTOS GENERALES**

**Artículo 80°<sup>75</sup>.** *Para la constitución de un COES en un sistema interconectado se requiere que se cumplan, simultáneamente, las siguientes condiciones:*

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

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

**Artículo 81°.** *Cada COES estará integrado obligatoriamente por:*

---

<sup>75</sup> Artículo derogado conforme a lo señalado por el Decreto Supremo N° 027-2008-EM publicado en el Diario Oficial el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el nuevo Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

## Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

- 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;*<sup>76</sup>
- b) *Entidades titulares del Sistema Principal de Transmisión.*

*Las entidades cuya potencia efectiva de generación sea inferior al límite establecido en el inciso a) del presente artículo e igual o superior a 1 000 kW, podrán integrar el COES, a su elección, con los mismos derechos y obligaciones que el resto de los integrantes.* <sup>77</sup>

**Artículo 82°.** *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.*<sup>78</sup>

**Artículo 83°.** *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.* <sup>79</sup>

## ORGANIZACION

**Artículo 84°.** *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.*

---

<sup>76</sup>Inciso modificado por D.S. 017-2000-EM de fecha 18.09.2000. El anterior inciso señalaba: *"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".*

Anteriormente modificado por el Artículo 1° del D.S. N° 043-94-EM; de fecha 28-10-94. (El artículo que le precedió y que fuera modificado mediante D.S. 02-94-EM de fecha 11.01.94, señalaba: *"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.."*. El inciso original, materia de una modificación mediante D.S. 02-94-EM, señalaba lo siguiente: *" 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.."*)

<sup>77</sup> Artículo derogado conforme a lo señalado por el Decreto Supremo N° 027-2008-EM publicado en el Diario Oficial el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el nuevo Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

La historia de este artículo fue la siguiente: Su texto original señalaba: *"Artículo 81°.* *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;*
- 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.*

Cabe señalar que este artículo tenía una precisión establecida en la Resolución Ministerial N° 373-97-EM/VME publicada con fecha 05.09.97., en el sentido que los titulares de las centrales de generación, que integren un Comité de Operación Económica del Sistema (COES) y que por aumento de la potencia efectiva del Sistema Interconectado, hayan dejado de cubrir el 2% de la potencia efectiva del mismo, permanecerán en el respectivo COES, integrando la Dirección de Operaciones del mismo, no pudiendo pertenecer a su Directorio; y que éstas continúan participando en el despacho programado por el COES, así como continuarán siendo integrantes de los comités técnicos del mismo, cumpliendo para tal efecto con los aportes y las disposiciones legales que se refieren al funcionamiento del COES".

Posteriormente fue modificado por disposición del Artículo 1° del Decreto Supremo N° 012-2005-EM publicado con fecha 20.03.2005 cuyo texto rigió hasta su derogatoria mediante D.S. 027-2008-EM como se señala al inicio de esta nota de pie de página.

<sup>78</sup> Artículo derogado conforme a lo señalado por el Decreto Supremo N° 027-2008-EM publicado en el Diario Oficial el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el nuevo Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

<sup>79</sup> Artículo derogado conforme a lo señalado por el Decreto Supremo N° 027-2008-EM publicado en el Diario Oficial el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el nuevo Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

## Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

*La Asamblea está constituida por los representantes de los integrantes del COES definidos en el Artículo 81° 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 85°; y,*
- iii) Aprobación del presupuesto anual y estados financieros.*

*Para efectos de las funciones previstas en los ítems i) y iii) del párrafo precedente, cada integrante tendrá derecho a un voto. El Estatuto señalará la mayoría requerida para la adopción de acuerdos referidos a dichas funciones. <sup>80</sup>*

**Artículo 85°.** *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 a sus ocho (8) representantes. A ese efecto, cada número entero de MW de potencia efectivo del total de su parque generador, que será confirmada por la Dirección de Operaciones mediante informe técnico, da derecho a una cantidad de votos equivalente a ocho (8) veces el referido número entero de MW. Cada votante puede acumular sus votos a favor de una sola persona o distribuirlos entre dos. Un grupo económico será considerado como un solo votante.*

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

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

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

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

---

<sup>80</sup> Artículo derogado conforme a lo señalado por el Decreto Supremo N° 027-2008-EM publicado en el Diario Oficial el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el nuevo Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

La historia de este artículo fue la siguiente: Su texto original disponía: "El COES está constituido 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".

Posteriormente el artículo fue modificado por Decreto Supremo 011-2001-EM publicado con fecha 22.01.2001., cuyo texto rigió hasta su derogatoria mediante D.S. 027-2008-EM conforme se señala al inicio de la presente nota de pie de página.

## **Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas**

*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 aun 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. <sup>81</sup>*

---

<sup>81</sup> Artículo derogado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM publicado en el Diario Oficial el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.

La historia de este artículo es la siguiente: Su texto original señalaba: "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"*

Posteriormente, fue modificado mediante D.S. 017-2000-EM publicado con fecha 18.09.2000 con el siguiente texto: "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.*

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

- a) *Nominar la Dirección de Operaciones o encargar sus funciones a una persona jurídica;*
- b) *Aprobar los informes y estudios establecidos en la Ley;*
- c) *Resolver los conflictos que le someta a consideración la Dirección de Operaciones;*
- 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.*

*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.* <sup>82</sup>

**Artículo 87°.** *El presupuesto del COES será cubierto por las entidades integrantes con aportes proporcionales a sus ingresos, obtenidos en el ejercicio anterior, por concepto de venta de potencia y energía, Ingreso Tarifario y Peajes de Conexión.* <sup>83</sup>

**Artículo 88°.** *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 sometidos por las partes a procedimiento arbitral.*

---

*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 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"*

Cabe señalar que, conforme al Artículo 8° de las Normas Especiales sobre Vinculación y Grupo Económico, aprobadas mediante Resolución SBS 445-2000 de fecha 06.07.2000, se entiende por Grupo Económico: "... al conjunto de personas jurídicas, nacionales o extranjeras, conformado al menos por dos personas jurídicas, cuando alguna de ellas ejerce control sobre la o las demás, o cuando el control sobre las personas jurídicas corresponde a una o varias personas naturales que actúan como una unidad de decisión.

*Los grupos económicos se clasifican en conglomerado financiero, conglomerado mixto y conglomerado no financiero".*

Finalmente con D.S. 011-2001 de fecha 22.02.2001 fue modificado el artículo conforme al texto que rigió hasta su derogatoria mediante D.S. 027-2008-EM conforme a lo señalado en el inicio de la presente nota de pie de página.

<sup>82</sup> Artículo derogado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM publicado en el Diario Oficial el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.

La historia de este artículo es la siguiente: Su texto original señalaba: "*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;*
- i) *Aprobar el presupuesto anual que demande el funcionamiento del COES; y,*
- ii) *Proponer al Ministerio para su aprobación, los procedimientos a que se refieren los incisos c) y d) del Artículo 40° de la Ley; y (Este Inciso fue modificado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99. El inciso original señalaba: "f) Otras, que en el marco de la Ley y el Reglamento, señale el Estatuto".*
- iii) *Otras, que en el marco de la Ley y el Reglamento, señale el Estatuto". (Este inciso fue agregado por D.S. 004-99-EM).*

Posteriormente fue modificado mediante D.S. 011-2001-EM de fecha 22.02.2001 hasta su derogatoria mediante D.S. 027-2008-EM conforme se señala al inicio de la presente nota de pie de página.

<sup>83</sup> Artículo derogado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM publicado en el Diario Oficial el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.

## Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

*Para los efectos a que se refiere el párrafo anterior, los integrantes del COES definidos en el Artículo 81° 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, pueden recurrir a la vía arbitral. El Estatuto del COES establecerá los plazos de impugnación y aspectos esenciales del arbitraje.* <sup>84</sup>

**Artículo 89°.** *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 90°.** *El Directorio sesionará ordinariamente al menos una vez al mes y extraordinariamente cada vez que lo soliciten dos o más directores.*

**Artículo 91°<sup>85</sup>.** *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;*

---

<sup>84</sup> Artículo derogado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM publicado en el Diario Oficial el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema. La historia de este artículo es la siguiente: El texto original disponía: "*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*".

Posteriormente fue modificado mediante Decreto Supremo 011-2001-EM de fecha 22.02.2001, cuyo texto rigió hasta su derogatoria conforme a lo dispuesto mediante D.S. 027-2008-EM tal como se señala al inicio de la presente nota de pie de página.

<sup>85</sup> Artículo derogado conforme a lo señalado por el Decreto Supremo N° 027-2008-EM publicado en el Diario Oficial el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el nuevo Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES). La historia de este artículo es la siguiente: El inciso g) original señalaba "*Determinar y valorizar las transferencias de potencia firme entre integrantes a precios de Potencia de punta en barras*";. Posteriormente fue modificado por D.S. 004-99-EM, con el texto que rigió hasta su derogatoria. El inciso l) original señalaba: "*Nominar los Comités Técnicos que fueran necesarios; y*". Posteriormente fue modificado mediante D.S. 017-2000-EM con el texto que rigió hasta su derogatoria.

El inciso m) original señalaba lo siguiente: "*Otras que el Directorio le encomiende..*". Posteriormente fue modificado mediante D.S. 011-2001-EM de fecha 22.02.2001 con el texto que rigió hasta su derogatoria. Finalmente, el inciso n) fue agregado mediante D.S. 011-2001-EM de fecha 22.02.2001 hasta su derogatoria.

## **Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas**

- 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) 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.*
- n) Otras que el Directorio le encomiende.*

### **PROCEDIMIENTOS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA OPERACIÓN**

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

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

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

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

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

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

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



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

El OSINERG establecerá los estándares técnicos mínimos del equipamiento que el Coordinador contará para el cumplimiento de sus funciones".<sup>86</sup>

---

<sup>86</sup> Conforme a la Cuarta Disposición Transitoria del D.S. 027-2008-EM publicado el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, las disposiciones establecidas en el presente artículo, continúan vigentes en lo que resultan aplicable y/o en tanto no se opongan a lo dispuesto en el citado Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.

La historia de este artículo es la siguiente: Su texto original señalaba: *"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."*

Posteriormente fue modificado mediante D.S. N° 006-98-EM publicado con fecha 18.02.98, con el siguiente texto: *"Artículo 92°. La operación en tiempo real de las unidades generadoras y sistemas de transmisión de un sistema interconectado será efectuada directamente por sus titulares, bajo sus propias responsabilidades. 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 93° del presente reglamento, por salidas intempestivas de 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 a 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.*

Seguidamente fue modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 039-2001-EM publicado el 18-07-2001, con el siguiente texto: *"Artículo 92°. La operación en tiempo real de las unidades generadoras, de los sistemas de transmisión, de distribución y de los clientes libres de un sistema interconectado, será efectuada directamente por sus titulares, bajo su propia responsabilidad. Para los alcances del presente artículo, en los sistemas interconectados donde exista un COES, dicha operación se hará ciñéndose a los programas establecidos por la Dirección de Operaciones, siendo de cumplimiento obligatorio para todos los integrantes del Sistema. Entiéndase por Integrante del Sistema a las entidades que conforman un COES, a los distribuidores, a los clientes libres y a los generadores no integrantes de un COES.*

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

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

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

*El Coordinador cumplirá sus funciones considerando lo dispuesto por la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, las normas que la Dirección establezca y los procedimientos técnicos del COES. En caso que alguna situación operativa no esté normada, dispondrá acciones que a su juicio y criterio técnico operativo considere adecuadas, en base a la información que los integrantes del Sistema le proporcionen, siendo estas 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".*

Posteriormente fue modificado por Decreto Supremo N° 006-98-EM publicado con fecha 18.02.98 y, con D.S. 003-2005-EM publicado con fecha 03.02.2005, se sustituyó el párrafo sexto de dicho artículo, agregándose los párrafos séptimo, octavo y noveno, los mismos

(\*) Cc. Art. 40 ° inc. c. de la Ley.

**Artículo 93°.** La Dirección de Operaciones efectuará, diaria y semanalmente, la programación de la operación de corto plazo, indicando los bloques de energía para días típicos de consumo y la generación media horaria de las diversas centrales para cada una de las 24 horas del día siguiente.<sup>87</sup>

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

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

En el caso que se utilicen sistemas de pronóstico de caudales, la modalidad de cálculo se establecerá en el Estatuto, debiendo depender necesariamente de variables medibles y verificables por parte de la Comisión.<sup>88</sup>

**Artículo 95°.** 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 del sistema interconectado, con independencia de la propiedad de dichas instalaciones.

89

**Artículo 96°.** La información que se utilice para efectuar la programación de la operación, que se señala en el Artículo siguiente, será actualizada con la periodicidad que establezca el Estatuto.<sup>90</sup>

---

que entraron en vigencia transcurridos ciento veinte (120) días contados desde la fecha de su publicación en el Diario Oficial El Peruano, es decir el 03 de junio del 2005; y cuyos textos rigen en la actualidad. Asimismo, se dispuso que dentro del plazo de ciento veinte (120) días de publicado el referido Decreto Supremo, OSINERG establecería los procedimientos para efectuar el pago de los costos eficientes al Coordinador y a los Delegados.

<sup>87</sup> Conforme a la Cuarta Disposición Transitoria del D.S. 027-2008-EM publicado el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, las disposiciones establecidas en el presente artículo, continúan vigentes en lo que resultan aplicable y/o en tanto no se opongan a lo dispuesto en el citado Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.

<sup>88</sup> Conforme a la Cuarta Disposición Transitoria del D.S. 027-2008-EM publicado el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, las disposiciones establecidas en el presente artículo, continúan vigentes en lo que resultan aplicable y/o en tanto no se opongan a lo dispuesto en el citado Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.

<sup>89</sup> Conforme a la Cuarta Disposición Transitoria del D.S. 027-2008-EM publicado el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, las disposiciones establecidas en el presente artículo, continúan vigentes en lo que resultan aplicable y/o en tanto no se opongan a lo dispuesto en el citado Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.

La historia de este artículo es la siguiente: Su texto original señalaba: *"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."*

*Posteriormente fue modificado con D.S. 022-97-EM de fecha 12.10.97, con el siguiente texto: "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."*

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

Finalmente fue modificado por el Decreto Supremo N° 006-98-EM de fecha 18.02.98 cuyo texto rige en la actualidad lo cual se complementa con lo señalado al inicio de la presente nota de pie de página.

<sup>90</sup> Conforme a la Cuarta Disposición Transitoria del D.S. 027-2008-EM publicado el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, las disposiciones establecidas en el presente artículo, continúan vigentes

**Artículo 97°.** 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.<sup>91</sup>

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

El Costo de Racionamiento será fijado por OSINERG y la Tasa de Actualización será la establecida en el Artículo 79° de la Ley. <sup>92</sup>

**Artículo 99°.** 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. <sup>93</sup>

---

en lo que resultan aplicable y/o en tanto no se opongan a lo dispuesto en el citado Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.

<sup>91</sup> Conforme a la Cuarta Disposición Transitoria del D.S. 027-2008-EM publicado el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, las disposiciones establecidas en el presente artículo, continúan vigentes en lo que resultan aplicable y/o en tanto no se opongan a lo dispuesto en el citado Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.

<sup>92</sup> Conforme a la Cuarta Disposición Transitoria del D.S. 027-2008-EM publicado el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, las disposiciones establecidas en el presente artículo, continúan vigentes en lo que resultan aplicable y/o en tanto no se opongan a lo dispuesto en el citado Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.

La historia de este artículo es la siguiente: Su texto original señalaba: "*Artículo 98°. 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."*

Posteriormente fue modificado por disposición del Artículo 1° del Decreto Supremo N° 012-2005-EM publicado con fecha 20.03.2005, cuyo texto, si bien rige en la actualidad, debe considerarse lo señalado al inicio de la presente nota de pie de página.

<sup>93</sup> Conforme a la Cuarta Disposición Transitoria del D.S. 027-2008-EM publicado el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, las disposiciones establecidas en el presente artículo, continúan vigentes en lo que resultan aplicable y/o en tanto no se opongan a lo dispuesto en el citado Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.

De otro lado, conforme al Artículo 5° del D.S. 016-2000-EM (publicado con fecha 14.09.2000, inicialmente modificado por el Artículo 1° del D.S. 034-2001-EM, sustituido por D.S. 055-2002-EM publicado el 21.12.2002, y últimamente modificado por Decreto Supremo 014-2006-EM publicado el 23.02.2006), 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 en Información de Precios y Calidad del Gas Natural.

Tratándose de centrales termoeléctricas que utilicen gas natural como combustibles y cuya expedición 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° 056-96-PCM y sus normas complementarias, ni el precio único declarado por cada generador, ni el que resulte de la aplicación de las fórmulas de reajuste, podrá ser superior al precio que se obtenga de la suma del costo de suministro, transporte y distribución de gas natural efectivamente pagado en las transacciones entre el generador y sus proveedores.

Cabe señalar, tal como se ha señalado anteriormente, que el artículo 5° original señalaba que, 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.

Posteriormente el artículo 5° fue sustituido por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 034-2001-EM publicado el 04-07-2001, disponiendo que, 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 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.

Nuevamente dicho artículo 5° fue sustituido por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 055-2002-EM, publicado el 21-12-2002, estableciendo que, 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.

## TRANSFERENCIAS DE POTENCIA Y ENERGIA

**Artículo 100°.-** Las transferencias de potencia de punta, energía activa y energía reactiva entre integrantes del COES, será expresada en kilovatios, kilovatios-hora, y en kilovoltamperio reactivo-hora, respectivamente.<sup>94</sup>

**Artículo 101°.** 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.<sup>95</sup>

---

La Dirección de Operaciones respetará la información presentada por los titulares de las entidades de generación por un periodo 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 periodo 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.

Finalmente, el artículo 5° que fuera modificado por el D.S. 014-2006-EM es el que rige en la actualidad.

De otro lado, mediante el Artículo 9° del mencionado D.S. 016-2000-EM se dejó sin efecto la Resolución Directoral N° 011-2000-EM/DGE de fecha 11 de abril del 2000, en cuyo Artículo 1° se dispuso que: "*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 considera 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.*

Adicionalmente, el artículo 4° de la referida R.D. 011-2000-EM/DGE disponía que ésta era de aplicación para 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 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 D.S. 059-96-PCM y sus normas complementarias.

<sup>94</sup> Conforme a la Cuarta Disposición Transitoria del D.S. 027-2008-EM publicado el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, las disposiciones establecidas en el presente artículo, continúan vigentes en lo que resultan aplicable y/o en tanto no se opongan a lo dispuesto en el citado Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.

La historia de este artículo es la siguiente: Su texto original disponía "*Las transferencias de potencia de punta, energía activa y energía activa (SIC) entre integrantes del COES, será expresada en kilovatios, kilovoltamperios reactivos y en kilovatios-hora, respectivamente.*". Posteriormente fue modificado por el Artículo 1° del Decreto Supremo 043-94-EM, cuyo texto rige en la actualidad, condicionado a lo señalado al inicio de la presente nota de pie de página.

<sup>95</sup> Conforme a la Cuarta Disposición Transitoria del D.S. 027-2008-EM publicado el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, las disposiciones establecidas en el presente artículo, continúan vigentes en lo que resultan aplicable y/o en tanto no se opongan a lo dispuesto en el citado Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.

La historia de este artículo es la siguiente: El artículo original, que fuera modificado a su vez por el D.S. 02-94-EM de fecha 11.01.94, contenía el siguiente texto: "*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*

**Artículo 102°.** 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. <sup>96</sup>

**Artículo 103°.** 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 de que la suma Total de la Energía Firme de todos los integrantes sea inferior al consumo previsto de energía del año de 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. <sup>97</sup>

---

*contratarla con terceros o asumir las transferencias, conforme lo establecido en el Artículo 113 del Reglamento.*”. Anteriormente, el artículo original señalaba que: “*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*”. Posteriormente fue modificado por el Artículo 1° del D.S. N° 043-94-EM cuyo texto, si bien rige en la actualidad, se supedita a lo señalado al inicio de la presente nota de pie de página.

<sup>96</sup> Conforme a la Cuarta Disposición Transitoria del D.S. 027-2008-EM publicado el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, las disposiciones establecidas en el presente artículo, continúan vigentes en lo que resultan aplicable y/o en tanto no se opongan a lo dispuesto en el citado Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.

<sup>97</sup> Conforme a la Cuarta Disposición Transitoria del D.S. 027-2008-EM publicado el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, las disposiciones establecidas en el presente artículo, continúan vigentes en lo que resultan aplicable y/o en tanto no se opongan a lo dispuesto en el citado Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.

La historia de este artículo es la siguiente: “*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.*”).

El Artículo fue modificado mediante D.S. 004-99-EM, lo cual se aplicó a partir del 1° de mayo de 1999, según lo dispuesto en el Artículo Cuarto del D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99, salvo lo señalado en la Cuarta Disposición Transitoria del mencionado Decreto Supremo.

El inciso a) original, que fuera a su vez modificado mediante el Artículo 1° del D.S. 02-94-EM de fecha 11-01-94, contenía el siguiente texto: “*a) Aportes de energía de las centrales hidroeléctricas, considerando un año hidrológico la probabilidad de excedencia resultante*

**Artículo 104°.** 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.<sup>98</sup>

**Artículo 105°.** 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.<sup>99</sup>

**Artículo 106°.** 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.<sup>100</sup>

---

*por aplicación de lo dispuesto en el Artículo 110 del Reglamento...*. Anteriormente, el inciso original señalaba 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..." . Posteriormente fue modificado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99.

<sup>98</sup> Conforme a la Cuarta Disposición Transitoria del D.S. 027-2008-EM publicado el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, las disposiciones establecidas en el presente artículo, continúan vigentes en lo que resultan aplicable y/o en tanto no se opongan a lo dispuesto en el citado Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.

<sup>99</sup> Conforme a la Cuarta Disposición Transitoria del D.S. 027-2008-EM publicado el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, las disposiciones establecidas en el presente artículo, continúan vigentes en lo que resultan aplicable y/o en tanto no se opongan a lo dispuesto en el citado Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.

<sup>100</sup> Conforme a la Cuarta Disposición Transitoria del D.S. 027-2008-EM publicado el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, las disposiciones establecidas en el presente artículo, continúan vigentes en lo que resultan aplicable y/o en tanto no se opongan a lo dispuesto en el citado Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.

**Artículo 107°.** La valorización de las transferencias de energía entre los generadores integrantes, 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.<sup>101</sup>

**Artículo 108°.** 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.<sup>102</sup>

**Artículo 109°.** 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 del que tengan saldo positivo, en la proporción en que cada uno de éstos participe en el saldo positivo total del mes.

---

<sup>101</sup> Conforme a la Cuarta Disposición Transitoria del D.S. 027-2008-EM publicado el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, las disposiciones establecidas en el presente artículo, continúan vigentes en lo que resultan aplicable y/o en tanto no se opongan a lo dispuesto en el citado Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.

La historia de este artículo es la siguiente: El texto original de su primer párrafo señalaba: "*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:...*". Posteriormente fue modificado por el Artículo 1° del D.S. 004-96-EM publicado el 23.01.1996.

<sup>102</sup> Conforme a la Cuarta Disposición Transitoria del D.S. 027-2008-EM publicado el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, las disposiciones establecidas en el presente artículo, continúan vigentes en lo que resultan aplicable y/o en tanto no se opongan a lo dispuesto en el citado Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.



El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para llevar a cabo la valorización de las transferencias de potencia.<sup>103</sup>

**Artículo 110°.** 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 al mes, cuyos valores serán igual a uno (1.0) si la central despachó al menos en el 50% del periodo 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 de 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.

<sup>103</sup> Conforme a la Cuarta Disposición Transitoria del D.S. 027-2008-EM publicado el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, las disposiciones establecidas en el presente artículo, continúan vigentes en lo que resultan aplicable y/o en tanto no se opongan a lo dispuesto en el citado Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.

La historia de este artículo es la siguiente: Su texto original señalaba: "*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."*

Posteriormente fue modificado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99, a partir del 1° de mayo de 1999, según lo dispuesto en el Artículo Cuarto del citado decreto supremo, salvo lo dispuesto en su Cuarta Disposición Transitoria del mencionado Decreto Supremo. Este texto, si bien rige en la actualidad, queda condicionado a lo señalado al inicio de esta nota de pie de página.

## **Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas**

- 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 esta 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.
- g) Los procedimientos para todos los casos serán propuestos por el COES al Ministerio.<sup>104</sup>

<sup>104</sup> Conforme a la Cuarta Disposición Transitoria del D.S. 027-2008-EM publicado el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, las disposiciones establecidas en el presente artículo, continúan vigentes en lo que resultan aplicable y/o en tanto no se opongan a lo dispuesto en el citado Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.

La historia de este artículo es la siguiente:

- El artículo original establecía "Artículo 110°. *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 considerarán como reservorios de regulación horaria a aquellos cuya agua desembalsable está a disposición de la central en un tiempo inferior a 24 horas.*
    - IV. *La Potencia Garantizada como una central de pasada es igual al energía de pasada entre las horas totales del período de evaluación. El período de evaluación será a 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 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 considerarán los mantenimientos programados de las unidades a efectos de no sobrestimar la disponibilidad de la 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.
- a) Cada 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.
  - b) Cada 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.
  - c) 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. (\*)(\*\*)

- El Numeral II) del literal c) fue modificado por el Artículo 1° del D.S. N° 02-94-EM de fecha 11-01-94. El inciso d) fue modificado por Artículo 1° de D.S 004-96 de fecha 23.01.96.
- Posteriormente, el Artículo en su totalidad modificado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99, a partir del 1° de mayo de 1999, según lo dispuesto en el Artículo Cuarto del D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99, salvo lo señalado en su Cuarta Disposición Transitoria. El Artículo anterior señalaba: " 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 la potencia 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 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,

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

- a) Para determinar el Egreso por Compra de Potencia de cada generador se seguirá el siguiente procedimiento:
- I) Se determinará 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 los 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 la 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 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;

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

Finalmente, ue modificado por el Artículo primero del Decreto Supremo N° 032-2001-EM publicado el 21-06-2001, cuyo texto, si bien rige en la actualidad, está supeditado a lo señalado al inicio de la presente nota de pie de página.

- En lo que se refiere al literal d)) mediante Artículo Segundo del Decreto Supremo 032-2001-EM se fijó las horas de regulación y la probabilidad de excedencia mensual de las centrales hidráulicas a que se refiere el citado inciso d), de acuerdo a la siguiente tabla:

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

El artículo segundo del mencionado D.S. 032-2001-EM había derogado al Artículo 1° del D.S. 016-2000-EM de fecha 14.09.2000, el cual fijaba las horas de regulación y la probabilidad de excedencia mensual de las centrales hidráulicas a que se refiere el inciso d) del presente Artículo 110, 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%

Posteriormente, el Artículo 1° de la Resolución Ministerial 250-2005-MEM/DM publicada con fecha 23.06.2005, fijó 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 presente Reglamento, de acuerdo a la siguiente tabla:

Sistema	Horas de Regulación	Probabilidad de Excedencia Mensual
<b>Sistema Eléctrico Interconectado Nacional</b>	7 horas	95%

- En lo que se refiere al literal e), mediante el artículo 1° del D.S. 027-2003-EM publicado con fecha 07.08.2003 se fijó las horas de punto 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.

- 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.

105

---

<sup>105</sup> Conforme a la Cuarta Disposición Transitoria del D.S. 027-2008-EM publicado el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, las disposiciones establecidas en el presente artículo, continúan vigentes en lo que resultan aplicable y/o en tanto no se opongan a lo dispuesto en el citado Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.

La historia de este artículo es la siguiente:

- Inciso a) original contenía el siguiente texto: *"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%..."*). Posteriormente fue modificado mediante D.S. 004-96-EM de fecha 23.01.96, conforme a lo siguiente: *"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..."*. Anteriormente, el inciso original contenía el siguiente texto: *"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%..."*). Luego fue modificado mediante D.S. 004-99 de fecha 20.03.99, cuyo texto, si bien rige actualmente, se encuentra supeditado a lo señalado en el inicio de esta nota de pie de página.
- Inciso c) original contenía el siguiente texto: *"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..."* modificado mediante D.S. 004-99 de fecha 20.03.99. Posteriormente fue modificado mediante D.S. 004-96-EM de fecha 23.01.96 conforme a lo siguiente: *"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..."*. Posteriormente fue modificado mediante D.S. 004-99 de fecha 20.03.99. Considerar lo señalado respecto de la vigencia.
- Incisos a), c) modificados por el artículo 1º del D.S. N° 004-96-EM, publicado el 23 de enero de 1996, posteriormente el Artículo en su totalidad modificado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.02.99 con vigencia a partir del 1º de mayo de 1999, según lo dispuesto en el Artículo Cuarto del D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99, salvo lo dispuesto en la Cuarta Disposición Transitoria del mencionado Decreto Supremo. Con esta modificación se eliminó el inciso e). El artículo anterior señalaba: *"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*

**Artículo 112°.** <sup>106</sup>Los Ingresos Garantizados por Potencia Firme requerida por el Sistema de cada unidad o central generadora será determinado según los siguientes criterios y procedimientos:

a) Procedimiento de determinación de los Ingresos Garantizados por Potencia Firme:<sup>107</sup>

- 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 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

---

*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”.*

- Finalmente cabe señalar que, el Artículo Tercero del D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99, modificado por D.S. 004-2003-EM de fecha 20.02.2002 fijó 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:

Período	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%
Séptimo año y siguientes	30%	0%

<sup>106</sup> Conforme a la Cuarta Disposición Transitoria del D.S. 027-2008-EM publicado el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, las disposiciones establecidas en el presente artículo, continúan vigentes en lo que resultan aplicable y/o en tanto no se opongan a lo dispuesto en el citado Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.

La historia de este artículo es la siguiente:

- El artículo original disponía: “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”. Anteriormente a dicha modificación, el artículo original contenía el siguiente texto: “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”.
- Posteriormente fue modificado por D.S. N° 004-96-EM, publicado el 23.01.96 y por D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99, modificación ésta última que se aplicó a partir del 1° de mayo de 1999, según lo dispuesto en el Artículo Cuarto del D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99, salvo lo dispuesto en la Cuarta Disposición Transitoria del mencionado Decreto Supremo.

<sup>107</sup> Si bien debe tenerse en cuenta lo señalado en la primera parte de la nota de pie de página anterior, es menester indicar que el procedimiento a que se hace referencia en el literal a) de este artículo, se utiliza para valorizar la potencia firme obtenida de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 2° del Decreto Supremo 025-2001-EM publicado con fecha 30.05.2001, referente al procedimiento de transición a que se refiere la Segunda Disposición Transitoria de la Ley 26980, para el periodo comprendido del 1 de junio del 2001 al 30 de abril de 2003.

## **Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas**

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 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 de 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 alguna 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 a 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;



## **Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas**

- 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 alguna 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. <sup>108 109</sup>

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

<sup>108</sup> Si bien debe tenerse en cuenta lo señalado en la Cuarta Disposición Transitoria del D.S. 027-2008-EM publicado el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema; en el sentido que, las disposiciones establecidas en el presente artículo, continúan vigentes en lo que resultan aplicable y/o en tanto no se opongan a lo dispuesto en el citado Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema; cabe señalar que, mediante Artículo 3° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM publicado con fecha 14.09.2000, se fijó el Margen de Reserva a que se refiere este inciso, de acuerdo a la siguiente tabla:

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

Asimismo, conforme al Artículo 4° del referido D.S. 016-2000-EM, las disposiciones contenidas en su artículo 3°, en concordancia con las disposiciones contenidas en el D.S. 004-99-EM y que en su momento fueran reglamentadas por la ya derogada Resolución Ministerial 470-99-EM/VME, son de aplicación desde el 1° de mayo de 1999; señalándose además que, dicho Decreto Supremo es aplicable a centrales termoeléctricas que utilicen gas natural como combustible y cuya explotación se derive de Contratos de Licencia o Servicios que hayan sido adjuntados 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.

El artículo 9° del mencionado D.S. 017-2000-EM dejó sin efecto a la R.M. 470-99-EM publicada con fecha 23.07.99 por la que se había fijado el Margen de Reserva a que se refiere este inciso, de acuerdo a la siguiente tabla y que se aplicaba a partir de la regulación tarifaria vigente al 23.07.99:

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

<sup>109</sup> Mediante D.S. 004-2003-EM publicado en el Diario Oficio con fecha 20.02.2003, se fijó en 44% el Margen de Reserva a que se refiere el inciso e) de este artículo, para el período de un (1) año, que se iniciaría el 1 de mayo del año 2003 y concluirá el 30 e abril del año 2004.

**Artículo 113°.** 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:

- 1) 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.<sup>110</sup>

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

<sup>110</sup> Si bien debe tenerse en cuenta lo señalado en la Cuarta Disposición Transitoria del D.S. 027-2008-EM publicado el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema; en el sentido que, las disposiciones establecidas en el presente artículo, continúan vigentes en lo que resultan aplicable y/o en tanto no se opongan a lo dispuesto en el citado Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema; cabe señalar que, con Resolución Ministerial N° 588-2003-MEM/DM publicada con fecha 02.11.2003, se fijaron los Factores de Distribución Horaria del Precio de Potencia a que se refiere este numeral, los cuales entran en vigencia el 1° de mayo del 2004:

ANEXO				
FACTORES DE DISTRIBUCIÓN HORARIA DEL PRECIO DE POTENCIA				
PERÍODO 1 DE MAYO DE 2004 – 30 DE ABRIL DE 2008				
HORAS DEL DÍA	PERÍODO			
	AVENIDA		ESTIAJE	
	DÍAS NO LABORABLES	DÍAS LABORABLES	DÍAS NO LABORABLES	DÍAS LABORABLES
1	2,93 X 10 <sup>-04</sup>	1,39 X 10 <sup>-04</sup>	7,76 X 10 <sup>-02</sup>	3,81 X 10 <sup>-02</sup>
2	5,83 X 10 <sup>-05</sup>	3,14 X 10 <sup>-05</sup>	2,40 X 10 <sup>-02</sup>	1,30 X 10 <sup>-02</sup>
3	2,53 X 10 <sup>-05</sup>	1,58 X 10 <sup>-05</sup>	1,16 x 10 <sup>-02</sup>	9,04 x 10 <sup>-03</sup>
4	1,35 X 10 <sup>-05</sup>	1,20 X 10 <sup>-05</sup>	7,64 x 10 <sup>-03</sup>	7,27 x 10 <sup>-03</sup>
5	1,79 X 10 <sup>-05</sup>	2,24 X 10 <sup>-05</sup>	9,81 x 10 <sup>-03</sup>	1,32 x 10 <sup>-02</sup>
6	2,06 X 10 <sup>-05</sup>	7,17 X 10 <sup>-05</sup>	1,30 x 10 <sup>-02</sup>	5,07 x 10 <sup>-02</sup>
7	7,88 X 10 <sup>-06</sup>	3,53 X 10 <sup>-04</sup>	8,90 x 10 <sup>-03</sup>	3,02 x 10 <sup>-01</sup>
8	5,06 X 10 <sup>-05</sup>	1,11 X 10 <sup>-03</sup>	8,68 x 10 <sup>-03</sup>	1,10 x 10 <sup>-01</sup>
9	3,47 X 10 <sup>-04</sup>	7,02 X 10 <sup>-03</sup>	4,10 x 10 <sup>-02</sup>	2,64 x 10 <sup>-01</sup>
10	9,28 X 10 <sup>-04</sup>	1,57 X 10 <sup>-02</sup>	7,05 x 10 <sup>-02</sup>	3,86 x 10 <sup>-01</sup>
11	1,85 X 10 <sup>-03</sup>	2,63 X 10 <sup>-02</sup>	1,05 x 10 <sup>-01</sup>	5,06 x 10 <sup>-01</sup>
12	2,29 X 10 <sup>-03</sup>	3,52 X 10 <sup>-02</sup>	9,63 x 10 <sup>-02</sup>	5,89 x 10 <sup>-01</sup>
13	1,32 X 10 <sup>-03</sup>	2,32 X 10 <sup>-02</sup>	6,92 x 10 <sup>-02</sup>	3,48 x 10 <sup>-01</sup>
14	5,67 X 10 <sup>-04</sup>	1,64 X 10 <sup>-02</sup>	2,72 x 10 <sup>-02</sup>	2,96 x 10 <sup>-01</sup>
15	2,74 X 10 <sup>-04</sup>	2,00 X 10 <sup>-02</sup>	1,33 x 10 <sup>-02</sup>	3,46 x 10 <sup>-01</sup>
16	1,44 X 10 <sup>-04</sup>	2,05 X 10 <sup>-02</sup>	9,07 x 10 <sup>-03</sup>	3,41 x 10 <sup>-01</sup>
17	1,19 X 10 <sup>-04</sup>	2,07 X 10 <sup>-02</sup>	8,05 x 10 <sup>-03</sup>	4,00 x 10 <sup>-01</sup>
18	8,74 X 10 <sup>-06</sup>	1,51 X 10 <sup>-03</sup>	1,00 x 10 <sup>-03</sup>	4,00 x 10 <sup>-02</sup>
19	5,36 X 10 <sup>-02</sup>	3,22 X 10 <sup>-01</sup>	1,96 x 10 <sup>-01</sup>	1,00 x 10 <sup>00</sup>
20	1,70 X 10 <sup>-01</sup>	5,55 X 10 <sup>-01</sup>	2,15 x 10 <sup>-01</sup>	8,81 x 10 <sup>-01</sup>
21	1,01 X 10 <sup>-01</sup>	2,81 X 10 <sup>-01</sup>	1,20 x 10 <sup>-01</sup>	4,88 x 10 <sup>-01</sup>
22	1,72 X 10 <sup>-02</sup>	5,57 x 10 <sup>-02</sup>	2,72 x 10 <sup>-02</sup>	1,21 x 10 <sup>-01</sup>
23	8,94 X 10 <sup>-04</sup>	1,81 x 10 <sup>-03</sup>	2,61 x 10 <sup>-03</sup>	6,40 x 10 <sup>-03</sup>
24	1,14 X 10 <sup>-03</sup>	1,80 x 10 <sup>-03</sup>	1,59 x 10 <sup>-01</sup>	2,59 x 10 <sup>-01</sup>

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 período 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. <sup>111</sup>
  - 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 período 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. <sup>112</sup>

---

<sup>111</sup> Conforme al Artículo 1° del D.S. 015-2003-EM publicado con fecha 07.05.2003, 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 efectuó con una anticipación no menor de seis (6) meses a su entrada en vigencia. Asimismo se dispuso en su Artículo 2, dejar sin efecto la Disposición Transitoria del Decreto Supremo N° 004-99-EM que a su vez establecía que el período 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, sería de 8 años.

<sup>112</sup> Conforme a la Cuarta Disposición Transitoria del D.S. 027-2008-EM publicado el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, las disposiciones establecidas en el presente artículo, continúan vigentes en lo que resultan aplicable y/o en tanto no se opongan a lo dispuesto en el citado Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.

La historia de este artículo es la siguiente:

- El artículo original señalaba: *“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 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.”*
- Posteriormente fue modificado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.02.99, modificación que conforme a la misma disposición, se aplica a partir del 1° de mayo de 1999, salvo lo dispuesto en la Cuarta Disposición Transitoria del mencionado Decreto Supremo.

**Artículo 114°.** Los Costos marginales de corto plazo de energía y los precios de la potencia de punta en barra que se utilicen para valorizar las transferencias de electricidad entre integrantes, serán las que correspondan a la barra de más alta tensión de la subestación en que se efectúan las transferencias. <sup>113</sup>

## **MANTENIMIENTO MAYOR DE LAS UNIDADES**

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

Se entenderá por mantenimiento mayor aquel cuya ejecución requiera el retiro total de la unidad generadora o equipo principal de transmisión, durante un período superior a 24 horas. El equipo principal de transmisión será calificado por el COES.<sup>114</sup>

*Cc. Art. 41° inc. b. de la Ley.*

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

- a) Elaborará para cada año calendario, a base de la información de los integrantes, un programa preliminar de mantenimiento mayor que minimice el costo anual de operación y de racionamiento del sistema eléctrico. Este programa será comunicado a los integrantes, a más tardar el 31 de octubre del año anterior;
- b) Cada integrante comunicará al COES sus observaciones al programa preliminar, a más tardar el 15 de noviembre, indicando períodos alternativos para el mantenimiento mayor de sus unidades y equipos de transmisión;
- c) Evaluados los períodos alternativos propuestos por los integrantes, el COES establecerá un programa definitivo con el mismo criterio de minimización señalado en el inciso a) de este Artículo, el que será comunicado a los integrantes a más tardar el 30 de noviembre; y,
- d) Los integrantes deberán efectuar el mantenimiento mayor ciñéndose estrictamente al programa definitivo, comunicando al COES con siete (7) días calendario de anticipación, el retiro de servicio de la unidad generadora o equipo de transmisión correspondientes. Igualmente, comunicarán al COES la conclusión del mantenimiento.

El programa definitivo podrá ser reajustado por el COES, solamente cuando las circunstancias lo ameriten.<sup>115</sup>

## **INFORMACION QUE ELABORA EL COES**

---

<sup>113</sup> Conforme a la Cuarta Disposición Transitoria del D.S. 027-2008-EM publicado el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, las disposiciones establecidas en el presente artículo, continúan vigentes en lo que resultan aplicable y/o en tanto no se opongan a lo dispuesto en el citado Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.

<sup>114</sup> Conforme a la Cuarta Disposición Transitoria del D.S. 027-2008-EM publicado el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, las disposiciones establecidas en el presente artículo, continúan vigentes en lo que resultan aplicable y/o en tanto no se opongan a lo dispuesto en el citado Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.

<sup>115</sup> Conforme a la Cuarta Disposición Transitoria del D.S. 027-2008-EM publicado el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, las disposiciones establecidas en el presente artículo, continúan vigentes en lo que resultan aplicable y/o en tanto no se opongan a lo dispuesto en el citado Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.

## **Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas**

**Artículo 117°.** *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.*<sup>116</sup>

**Artículo 118°.** *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.*<sup>117</sup>

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

- a) La demanda de potencia y energía para el período de estudio establecido en el Artículo 47 de la Ley;*
- b) El programa de obras de generación y transmisión para el período de estudio establecido en el Artículo 47 de la Ley;*
- c) Los costos de combustibles, Costo de Racionamiento considerado y otros costos variables de operación pertinentes;*
- d) La Tasa de Actualización utilizada en los cálculos;*
- e) Los Costos Marginales de Corto Plazo de energía determinados para el período de estudio establecido en el Artículo 47° de la Ley;*
- 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 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. **118***

---

<sup>116</sup> Artículo derogado conforme a lo señalado por el Decreto Supremo N° 027-2008-EM publicado en el Diario Oficial el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el nuevo Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

<sup>117</sup> Artículo derogado conforme a lo señalado por el Decreto Supremo N° 027-2008-EM publicado en el Diario Oficial el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el nuevo Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

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

- a) *El balance de energía para cada integrante, al que se refiere el Artículo 102° del Reglamento; y,*
- b) *La potencia firme y pagos por potencia, de cada integrante.<sup>119</sup>*

**Artículo 121°.** *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 55° 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 119° del Reglamento, y no hayan sido observados por esta última. La Comisión podrá definir los modelos matemáticos que el COES deberá usar en los cálculos de los precios en 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. 120*

---

<sup>118</sup> Artículo derogado conforme a lo señalado por el Decreto Supremo N° 027-2008-EM publicado en el Diario Oficial el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el nuevo Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

La historia de este artículo es la siguiente:

El primer párrafo original disponía lo siguiente: "Artículo 119°.- Antes del 15 de Marzo y 15 de Setiembre de cada año, cada COES deberá presentar a la Comisión el estudio técnico-económico de determinación de precios de potencia y energía en barras, de conformidad con las disposiciones contenidas en los Artículos 47° a 50° inclusive, de la Ley, en forma detallada para explicitar y justificar, entre otros aspectos, los siguientes:...". Posteriormente dicho párrafo fue modificado mediante el artículo 1° del D.S. 010-2004-EM publicado con fecha 20.04.2004 con el siguiente texto: "Artículo 119°. Antes del 15 de Marzo y 15 de Setiembre de cada año, cada COES deberá presentar al OSINERG 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". Posteriormente se derogó el D.S. 010-2004-EM, en virtud de lo dispuesto en la Tercera Disposición Final de la Ley 28447, publicada en el Diario Oficial El Peruano el 30.12.2004. Finalmente dicho párrafo se modificó mediante Artículo 1° del Decreto Supremo N° 012-2005-EM publicado con fecha 20.03.2005, cuyo párrafo fue el vigente hasta su derogatoria.

El inciso a) original señalaba: "a) *La proyección de la demanda de potencia y energía del sistema eléctrico;..*". Posteriormente fue modificado mediante Artículo 1° del D.S. 012-2005-EM hasta su derogatoria.

El texto original del inciso b) señalaba lo siguiente: "b) *El programa de obras de generación y transmisión;..*". Posteriormente dicho literal fue modificado mediante el artículo 1° del D.S. 010-2004-EM publicado con fecha 20.04.2004, aprobándose el siguiente texto: "b) *El programa de obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en el período*".

Luego se derogó el D.S. 010-2004-EM, en virtud de lo dispuesto en la Tercera Disposición Final de la Ley 28447, publicada en el Diario Oficial El Peruano el 30.12.2004, quedando nuevamente dicho inciso como sigue: "b) *El programa de obras de generación y transmisión; ...*". Finalmente se modificó mediante el Artículo 1° del D.S. 012-2005-EM, cuyo texto rigió hasta su derogatoria.

El inciso e) original señalaba: "e) *Los Costos Marginales de Corto Plazo de energía proyectados;..*". Posteriormente fue modificado mediante Artículo 1° del D.S. 012-2005-EM publicado con fecha 20.03.2005 hasta su derogatoria.

<sup>119</sup> Artículo derogado conforme a lo señalado por el Decreto Supremo N° 027-2008-EM publicado en el Diario Oficial el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el nuevo Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

<sup>120</sup> Artículo derogado conforme a lo señalado por el Decreto Supremo N° 027-2008-EM publicado en el Diario Oficial el 03 de mayo del 2008, mediante el cual se aprobó el nuevo Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

La historia de este artículo es la siguiente: Su texto original señalaba: "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.*"

Posteriormente fue modificado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99 hasta su derogatoria mediante D.S. 027-2008-EM conforme se señala al inicio de esta nota de pie de página.

## TITULO V

### SISTEMA DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD

**Artículo 122°.** 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 123°.** 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. <sup>121</sup>

**Artículo 124°.** El programa de operación a que se refiere el inciso b) del Artículo 47° de la Ley, se determinará considerando los siguientes aspectos: <sup>122</sup>

---

<sup>121</sup> El artículo original señalaba lo siguiente: "*Artículo 123°. 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 periodo proyectado y, considerando los factores coyunturales que la hubieren afectado".*

Posteriormente fue modificado mediante el Artículo 1° del D.S. 010-2004-EM publicado con fecha 20.04.2004, cuyo texto fue: "*Artículo 123°. 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 periodo 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 aprueban por resolución ministerial.*

*Se considerarán factibles de entrar en operación en el periodo 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 periodo a que se refiere el inciso a) del Artículo 47° de la Ley".*

Posteriormente el D.S. 010-2004-EM fue derogado en virtud de lo dispuesto en la Tercera Disposición Final de la Ley 28447 publicada en el Diario Oficial El Peruano con fecha 30.12.2004, quedando nuevamente el siguiente texto: "*Artículo 123°. 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 periodo proyectado y, considerando los factores coyunturales que la hubieren afectado".*

Finalmente dicho artículo fue modificado por el Artículo 1° del D.S. 012-2005-EM de fecha 21.03.2005, cuyo texto rige en la actualidad.

<sup>122</sup> Con fecha 23 de febrero del 2006 se publicó el Decreto Supremo N° 014-20006-EM, por el cual se modificó los artículos 5° y 6° del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, el cual fijó horas de regulación y probabilidad de excedencia mensual de centrales hidráulicas, horas punta del sistema eléctrico y margen de reserva a que se refiere el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. El nuevo artículo 6° señala que, para efectos de la determinación de la tarifa en barra de la energía y, para los fines de lo dispuesto en el inciso c) del Artículo 124° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, se tendrá en cuenta lo siguiente:

1. Tratándose de centrales termoeléctricas que utilicen gas natural como combustible, 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 regula la Entrega en Concesión al Sector Privado de las Obras Públicas de Infraestructura y de Servicios Públicos, aprobado por D.S. 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, que corresponde al valor efectivamente pagado por el generador al productor; el cual no podrá ser superior al precio máximo definido en los contratos entre el productor de gas natural 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
2. En todos los otros casos de centrales termoeléctricas que utilicen gas natural como combustible, el OSINERG obtendrá los costos variables tomando el precio del gas natural igual al precio único obtenido conforme al artículo 5° del Decreto Supremo 016-2000-EM, teniendo como precio límite superior lo indicado en el numeral 1 precedente, conforme al procedimiento que establezca OSINERG.

Cabe señalar que el artículo 6° original del D.S. 016-2000-EM publicado con fecha 14.09.2000, señalaba que, 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 predio 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.

Posteriormente dicho artículo fue sustituido por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 034-2001-EM publicado el 04-07-2001, cuyo texto es el siguiente: "Artículo 6.- Para efectos de la determinación de la tarifa en barra de la energía; y, de acuerdo con lo dispuesto por el Artículo 124 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 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 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 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"

Finalmente el texto modificado mediante D.S. 014-2006-EM es el que rige en la actualidad.

De conformidad con el Artículo 9° del D.S. 016-2000-EM se dejó sin efecto la Resolución Directoral N° 011-2000-EM/DGE de fecha 11.04.2000, en cuyo artículo 2° de la Resolución Directoral N° 011-2000-EM/DGE se disponía que, 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, la CTE, obtendrá los costos variables combustibles de las centrales termoeléctricas que utilicen el gas natural, empleando como precio del gas natural: i) el precio declarado en el COES durante el período de aplicación según lo señalado en el inciso d) del artículo anterior (es decir: El precio único declarado según lo previsto en los incisos anteriores, será aplicado en la programación efectuada por el COES entre los meses de mayo de año en que se presentó la información y abril del año siguiente); y, ii) el precio máximo del gas natural, para el resto del período tarifario, determinado para estos efectos como la suma de:

- a) El precio del gas natural en boca de pozo, establecido en los contratos de suministro entre el productor y el Estado;
- b) 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; ( De acuerdo al artículo 3° de la mencionada Resolución Directoral N° 011-2000-EM/DGE, el Ministerio de Energía y Minas, luego de transcurridos 8 años contados desde la publicación de dicha R.D., revisaría el procedimiento para determinar los porcentajes a considerar en el precio máximo del transporte del gas natural definido en este inciso y de ser necesario reducirá dichos porcentajes en sentido inversamente proporcional al factor de utilización de los ductos)
- c) El 90% de la tarifa de distribución de gas natural desde el City Gate hasta la central, si corresponde, considerando un factor de utilización e la distribución igual a 1.0.

Señalaba asimismo que, en el caso de las nuevas centrales termoeléctricas que utilizarían el gas natural, y que aún no han declarado su precio único de gas natural, se utilizaría como precio del gas, el precio máximo del gas natural definido en este artículo 2° de la derogada R.D. 011-2000-EM/DGE.



- a) El comportamiento hidrológico para el período de análisis será estimado mediante modelos matemáticos basados en probabilidades, tomando en cuenta la estadística disponible;
- b) Se reconocerá el costo de oportunidad del agua almacenada, de libre disponibilidad, en los embalses de capacidad horaria, diaria, mensual, anual y plurianual; y,
- c) El costo de los combustibles será determinado utilizando los precios y condiciones que se señala en el Artículo 50° de la Ley y se tomará los precios del mercado interno. Para el caso de los combustibles líquidos se tomará el que resulte menor entre el precio del mercado interno y el precio de referencia ponderado<sup>123</sup> que publique OSINERGMIN; para los sistemas aislados sólo se tomará el precio del mercado interno. Para el caso del carbón, el precio de referencia de importación que publique OSINERGMIN será considerado como precio del mercado interno. Asimismo, los criterios señalados serán aplicados en las fórmulas de reajuste correspondientes.<sup>124 125</sup>

Cc. *R.D. 038-98-EM-DGE, por la que se precisa que la CTE establece los costos variables de operación de centrales de generación termoeléctrica para la fijación de tarifas de energía en barra*

**Artículo 125°.** El Precio Básico de Energía, a que se refiere el inciso d) del Artículo 47° de la Ley, será calculado mediante el siguiente procedimiento<sup>126</sup>:

<sup>123</sup> Corregido mediante Fe de Erratas publicada en el Diario Oficial el día 08.03.2007. El texto original señalado en el D.S. 011-2007-EM era el siguiente: “..precio de referencia que publique OSINERGMIN; ..”

<sup>124</sup> El inciso original señalaba: “c) El costo de los combustibles será tomado de las proyecciones que publique una entidad especializada, de reconocida solvencia en el ámbito internacional.”. Posteriormente fue modificado por Decreto Supremo N° 011.98-EM publicado en el Diario Oficial El Peruano con fecha 28.03.98, cuyo texto era: “c) El costo de los combustibles será determinado utilizando los precios y condiciones que se señalan en el Artículo 50° de la Ley y se tomarán los precios del mercado interno, teniendo como límite los precios que publique una entidad especializada de reconocida solvencia en el ámbito internacional.” Posteriormente se modificó mediante Artículo 1° del D.S. 012-2005-EM de fecha 20.03.2005, cuyo texto era el siguiente: “El costo de los combustibles será determinado utilizando los precios y condiciones que se señalan en el Artículo 50° de la Ley y se tomarán los precios del mercado interno. Para el caso de los combustibles líquidos y el carbón, se considerará como precios del mercado interno, los precios de referencia de importación que publique OSINERG. Las fórmulas de actualización considerarán los precios de referencia antes señalados”.

Con fecha 08.10.2005 se expidió el Decreto Supremo 038-2005-EM con el cual se modificó el inciso de acuerdo al siguiente texto: “El costo de los combustibles será determinado utilizando los precios y condiciones que se señalan en el Artículo 50° de la Ley y se tomará los precios del mercado interno. Para el caso de los combustibles líquidos se tomará el que resulte menor entre el precio del mercado interno y el precio de referencia ponderado que publique OSINERG. Para el caso del carbón, el precio de referencia de importación que publique OSINERG será considerado como precio del mercado interno. Asimismo, los criterios señalados serán aplicados en las fórmulas de reajuste correspondientes. (Cabe señalar que este párrafo fue corregido por Fe de Erratas publicada el día 14.10.2005. El error señalaba: “El costo de los combustibles .. y se tomará el que resulte menor entre el precio del mercado interno y el precio de referencia ponderado que publique OSINERG.”)

Finalmente, mediante D.S. 011-2007-EM publicado el 03.03.2007, el cual entró en vigencia al día siguiente de su publicación, se dispuso nuevamente la modificación del inciso c), cuyo texto rige en la actualidad; sin perjuicio de lo cual y conforme a lo dispuesto en la Única Disposición Final del referido D.S. 011-2007-EM, la aplicación de la modificación dispuesta, será efectiva a partir de la fijación de Tarifas en Barra correspondiente al periodo mayo 2007 – abril 2008.

<sup>125</sup> La Primera Disposición Transitoria del Decreto Supremo 038-2005-EM publicado el 08.10.2005, estableció que, en un plazo no mayor de cinco días hábiles de su publicación, es decir hasta el día 14 de octubre del 2005, OSINERG publicaría las fórmulas de reajuste que consideren lo dispuesto en las modificaciones al inciso c) del Artículo 124° y al Artículo 125° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Asimismo, la Segunda Disposición Transitoria del referido decreto supremo, estableció que, para el período comprendido entre el día siguiente de su publicación y el 3 de noviembre del 2005, las empresas concesionarias y autorizadas debían efectuar el cálculo del reajuste derivado de las fórmulas a que se refiere la Primera Disposición Transitoria señalada, considerando los precios vigentes al 31 de agosto del 2005, como “precios actuales” de los combustibles líquidos y gas natural. Finalmente se estableció que los precios máximos resultantes serán aplicados a partir del día siguiente de la publicación del citado D.S. 038-2005-EM

<sup>126</sup> Artículo modificado mediante el Artículo 1° del D.S. 012-2005-EM publicado con fecha 20.03.2005. El artículo original señalaba: “Artículo 125°. El Precio Básico de la Energía, a que se refiere el inciso d) del Artículo 47° de la Ley, será calculado mediante el siguiente procedimiento:

- a) Se calculará el Valor Presente del producto de la demanda por el respectivo costo marginal de cada 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).

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

El Valor Presente señalado en los incisos a) y b) será obtenido empleando la Tasa de Actualización señalada en el Artículo 79° de la Ley y un número de meses que considerará el período de estudio.<sup>127</sup>  
*Cc. Art. 79° de la Ley; Art. 160° del Reglamento.*

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

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

---

*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."*

<sup>127</sup> El último párrafo fue dejado sin efecto en virtud del Artículo 2° del D.S. 038-2005-EM publicado el día 08.10.2005. Dicho párrafo señalaba: "En el caso de los sistemas aislados, OSINERG deberá incluir un reajuste en la tarifa que compense las diferencias entre los precios del mercado interno efectivamente pagados por la entidad que desarrolló la actividad de generación, y los precios de referencia de los combustibles indicados en el Artículo 124°, para lo cual desarrollará el procedimiento respectivo"; párrafo respecto del cual, la Segunda Disposición Transitoria del D.S. 012-2005-EM publicado con fecha 20.03.2005, disponía que el reajuste en la tarifa, tal como había sido modificado, sería de aplicación a partir de la fijación tarifaria de mayo del 2005.

- c) La Comisión fijará cada 4 años la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta y el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema, de acuerdo a los criterios de eficiencia económica y seguridad contenidos en la Ley y el Reglamento.

La Comisión fijará los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo. <sup>128</sup>

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

En los casos en que existan sistemas de transmisión, que por no estar económicamente adaptados a la demanda produjeran discontinuidades en un sistema interconectado, el cálculo de los factores nodales de energía se efectuará empleando las características reales de dicho sistema de transmisión. <sup>129</sup>

**Artículo 128<sup>130</sup>.** Para la fijación de los Precios en Barra de energía, a que se refiere el Artículo 47° de la Ley, el sistema de transmisión a considerar comprenderá todas aquellas instalaciones del SEIN hasta el límite donde se inician las instalaciones que sirven en forma exclusiva a la demanda y hasta el límite donde se inician las instalaciones que sirven de forma exclusiva a la generación. <sup>131</sup>

---

<sup>128</sup> Modificado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99. El anterior artículo señalaba: "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."

<sup>129</sup> Artículo modificado mediante D.S. 027-2007-EM publicado el 17.05.2007 con el cual se aprobó el Reglamento de Transmisión. El artículo original establecía: "Artículo 127°. 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"*

<sup>130</sup> Mediante el Artículo 1° del D.S. 005-2007-EM publicado el día 13.02.2007 y cuya disposiciones rigen a partir del día siguiente de su publicación, se ha suspendido temporalmente la aplicación de los Artículos 128° y 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, para la fijación de nuevas tarifas, en tanto se concluya con la reglamentación de la transmisión a fin de armonizar sobre este aspecto el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas con la Ley N° 28832.

Asimismo, en su Artículo 2° se ha establecido que las concesiones otorgadas por el Estado Peruano a empresas concesionarias de transmisión eléctrica, al amparo del Texto Único Ordenado de las Normas con rango de Ley que regulan la Entrega en Concesión al Sector Privado de las Obras Públicas de Infraestructura y de Servicios Públicos, aprobado por D.S. 059-96-PCM, continuarán rigiéndose por lo dispuesto en sus propios contratos de concesión, inclusive aplicando los Artículos 128° y 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, para el caso de nuevas instalaciones. Finalmente mediante el Artículo 3° del D.S. 005-2007-EM se autoriza a OSINERGMIN a emitir las disposiciones necesarias para el cumplimiento de lo dispuesto en el citado Decreto Supremo.

<sup>131</sup> El artículo original señalaba: "Artículo 128°. 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 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 129°.** Para efectuar la comparación a que se refiere el Artículo 53° de la Ley, los concesionarios y titulares de autorizaciones deberán presentar a la Comisión los contratos de suministro de electricidad suscritos entre el suministrador y el cliente sujeto a un régimen de libertad de precios, y la información sustentatoria en la forma y plazo que ella señale.

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

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

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

La Comisión podrá expedir resoluciones complementarias para la aplicación del presente artículo y publicará periódicamente informes estadísticos sobre la evolución de los precios libres y teóricos de cada uno de los clientes no sujetos al régimen de regulación de precios. <sup>132 133 134 135 136</sup>

---

Posteriormente dicho artículo fue modificado mediante el artículo 1° del Decreto Supremo 008-2006-EM publicado en el diario oficial el 20.01.2006, con el siguiente texto: *"Artículo 128°. 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, el OSINERG observará el siguiente procedimiento:*

- a) *Determinará las pérdidas marginales de potencia y energía para los tramos del Sistema de Transmisión que unen la barra al Sistema Principal;*
- b) *Determinará el Precio de Energía en Barra aplicando al precio de la correspondiente barra del Sistema Principal de Transmisión un factor que incluya las pérdidas marginales de energía;*
- c) *Determinará el Precio de Potencia de Punta en Barra, aplicando al precio de la correspondiente barra del Sistema Principal de Transmisión un factor que incluya las pérdidas marginales de potencia; y,*
- d) *El peaje secundario unitario calculado de acuerdo a lo señalado en el artículo 139° del Reglamento, se agregará al Precio de Energía en Barra o al Precio de Potencia de Punta en Barra, según corresponda".*

Finalmente ha sido modificado mediante D.S. 027-2007-EM publicado en el Diario Oficial el 17.05.2007.

<sup>132</sup> Artículo modificado por D.S. 017.2000-EM de fecha 18.09.2000. El anterior artículo señalaba: *"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 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 energía, considerando su consumo y facturación total de los últimos seis meses;*

Cc. Quinta Definición Transitoria del Reglamento.<sup>137</sup>

**Artículo 130°.** Para los efectos del Artículo 56° de la Ley, se consideran Sistema 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 131°.** La compensación por racionamiento a que se refiere el Artículo 57° de la Ley, será asumida por las empresas generadoras, incursas en el déficit de generación, y efectuada mediante un descuento en la factura del mes siguiente de producido el racionamiento.

- 
- 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."*

El inciso c) a su vez fue anteriormente modificado por el Artículo 1° del D.S. N° 02-94-EM de fecha 11.01.94. El inciso original señalaba lo siguiente: "*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;..)*"

- 133 De conformidad con el artículo 8° del Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios, los requisitos y condiciones para que los precios contenidos en los Contratos sean considerados dentro del procedimiento de comparación establecido en el Artículo 53° de la LCE y el Artículo 129° de su Reglamento, son los siguientes:
  - a) Los Clientes cuya potencia contratada es superior al 5% de la potencia contratada total del mercado eléctrico no sujeto a regulación de precios, deberán efectuar un concurso público para seleccionar al suministrador de electricidad. Las bases del concurso no podrán especificar otros conceptos que la venta de electricidad ni condicionar el Contrato al cumplimiento de otras obligaciones no relacionadas con el suministro eléctrico materia del Contrato.
  - b) Si la participación accionaria directa o indirecta entre la empresa suministradora y el Cliente es igual o superior al 15%, se aplicará lo dispuesto en el Artículo 10° del presente Reglamento.Se exceptúa el alcance de lo señalado en el inciso b) que antecede, cuando el otorgamiento del Contrato se efectúa mediante un concurso público de conformidad con lo señalado en el inciso a) que antecede, y al menos hayan participado 3 ofertantes.  
El Cliente o la empresa ganadora del concurso a que se refiere el inciso a) que antecede, deberá proporcionar a la CTE toda la información que ella considere pertinente y relacionada con el concurso en los plazos y forma señalada por la CTE. La falta de información oportuna o deficiencia de la misma, faculta a la CTE a tomar las medidas señaladas en el Artículo 10° del Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios.
- 134 De conformidad con el artículo 10° del Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios, sin perjuicio de la multa que resulte aplicable, en caso que el Contrato estipule cláusulas o condiciones diferentes al suministro de electricidad y/o no contenga los criterios mínimos, requisitos y condiciones previstos en el Artículo 7° y 8° de dicho reglamento, la CTE considerará como precio de la electricidad el precio determinado según lo señalado en el inciso c) del Artículo 129° del Reglamento.
- 135 De conformidad con la Primera Disposición Transitoria del Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios, los precios de los Clientes actualmente reportados por los Suministradores a la CTE, deberán estar sustentados en los Contratos. En caso que la CTE no cuente con algún Contrato, considerará como precio de la electricidad el precio determinado según lo señalado en el inciso c) del Artículo 129° del RLCE.
- 136 De conformidad con la Única Disposición Final del Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios, el precio de la electricidad fijado en el Contrato entre el Generador y el Distribuidor por la venta de electricidad a los Clientes, será ajustado por la CTE, para efectos de la aplicación del inciso c) del Artículo 129° del RLCE, al precio de la Barra de Referencia de Generación más representativa. Dicho precio será considerado como precio de compra de todos los Clientes a quienes la distribuidora abastece con Contratos.
- 137 Mediante el D. S N° 021-97-EM se dictaron normas para el establecimiento por la CTE del precio promedio ponderado para el Sistema Interconectado Sur. Específicamente, el Artículo Primero de dicha norma establece que: "*Para la comparación prevista en el Artículo 129 del Reglamento de la Ley de Concesiones, hasta la fijación de tarifas en barra de mayo del año 2001 inclusive, la Comisión de Tarifas Eléctricas tomará como precio promedio ponderado para el Sistema Interconectado Sur, el valor resultante de aplicar las Tarifas en Barra calculadas considerando un sistema de generación Económicamente Adaptado."*

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.<sup>138 139</sup>

### **PRECIOS MAXIMOS DE TRANSMISION**

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

- a) *Deberá ser de alta o muy alta tensión;*
- b) *El flujo de energía en un mismo sentido deberá ser inferior al 90% de la energía total transportada por dicha instalación, calculado para un período proyectado de cinco años;*
- c) *El beneficio económico que proporcione a los consumidores deberá presentar, al menos, el 70% del total de los beneficios generados por la instalación, calculados para un período proyectado de cinco años;<sup>140</sup>*

<sup>138</sup> Conforme lo establece el artículo 4° del D.S. 007-2006-EM publicado con fecha 20.01.2006, por el cual se modifican diversos artículos del Reglamento de la Ley de Concesiones y se dictan disposiciones para la implementación del Sistema Prepago de Electricidad, tratándose de suministros de electricidad con el sistema prepago, las compensaciones derivadas de la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y/o de los artículos 131° o 168° del presente Reglamento; se efectuarán en la primera compra de energía del período siguiente al que aconteció la deficiencia del servicio eléctrico.

Para el cálculo de la compensación se considerará como energía registrada en el mes o en el semestre, un estimado de consumo promedio de energía. Este consumo promedio de energía se estimará, multiplicando la demanda media de potencia por el número de horas del mes o semestre, según corresponda, en que aconteció la deficiencia del servicio eléctrico; a este número de horas se le descontará la correspondiente duración real acumulada de interrupciones del suministro que hayan ocurrido en el correspondiente período. La demanda media de potencia se determinará de la relación entre:

- I) La compra acumulada de energía en el período comprendido desde la primera compra (inclusive) del último mes o semestre, según corresponda, que se adquirió energía, hasta un día antes de la fecha en que se realiza la primera compra de energía del período siguiente al que aconteció la deficiencia del servicio eléctrico; y,
- II) El número de horas del período en el que se evalúa la compra acumulada de energía, al cual se descuenta la correspondiente duración real acumulada de interrupciones del suministro que hayan ocurrido en dicho período.

<sup>139</sup> Conforme lo señala el Artículo 7° del D.S. 041-2008-EM publicado en el diario oficial el 13.08.2008, por el cual se reglamenta el Artículo 4° y la Quinta Disposición Transitoria del Decreto Legislativo N° 1041, Decreto que modifica diversas normas del marco normativo eléctrico, publicado a su vez, el 26 de junio del 2008; de producirse racionamiento de energía por causa de una Situación de Congestión, se considerará como Costo de Racionamiento el Costo Marginal Idealizado para efectos de lo dispuesto en el artículo 131° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM. En estos casos, si el Costo Marginal Idealizado fuese menor que el Precio de Energía en Barra correspondiente, la compensación por racionamiento a que se refiere el mencionado artículo 131° del Reglamento será igual a cero.

El D.S. 041-2008-EM será de aplicación, según su Única Disposición Complementaria, durante los Periodos de Congestión declarados por el Ministerio de Energía y Minas, inclusive la Resolución Ministerial N° 358-2008-MEM/DM y en tanto se encuentre vigente la Quinta Disposición Transitoria del Decreto Legislativo N° 1041.

<sup>140</sup> El inciso original señalaba lo siguiente: "c) *El régimen de uso*". Posteriormente fue modificado por el artículo 1° del D.S. No. 43-94-EM, publicado el 28.10.94, con el siguiente texto: "c) *Cuando el régimen de uso de los sistemas no permite identificar responsables individuales por el flujo de las mismas*". Finalmente fue modificado con el artículo 1° del Decreto Supremo 008-2006-EM publicado en el diario oficial el 20.01.2006, cuyo texto rige en la actualidad.

- d) *La relación beneficio-costos para los consumidores deberá ser mayor a la unidad, calculada para un período proyectado de cinco años.*

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

*La definición de una nueva instalación de transmisión como perteneciente o no al Sistema Principal de Transmisión, se efectuará previamente a su incorporación al sistema.* <sup>141</sup>

**Artículo 133°.** 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.<sup>142</sup>

**Artículo 134°.** 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 135°**<sup>143</sup>. El Ingreso Tarifario para el Sistema Principal de Transmisión, a que se refiere el Artículo 60° de la Ley, será calculado para cada tramo por el respectivo COES, mediante el siguiente procedimiento:

---

<sup>141</sup> Artículo derogado mediante el Artículo 3° del D.S. 027-2007-EM publicado en el diario oficial el 17.05.2007. El artículo original señalaba: "*Artículo 132°. 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 de 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".* Posteriormente fue modificado mediante el artículo 1° del Decreto Supremo 008-2006-EM publicado en el diario oficial el 20.01.2006 cuyo texto regía antes de su derogatoria.

Cabe señalar, como dato histórico que, mediante la Primera Disposición Transitoria del D.S. 012-2005-EM publicado con fecha 20.03.2005, se había dejado en suspenso hasta el 31 de diciembre de 2007 la aplicación del ya derogado artículo, excepto para los casos de nuevas instalaciones de transmisión asociadas a nuevas centrales de generación que sean incorporadas al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.; y, posteriormente con Decreto Supremo 008-2005-EM publicado el 20 de enero del 2006, se derogó la referida disposición transitoria, con lo que, a partir del 21 de enero del 2005, el Artículo 132° había dejado de estar en suspenso.

<sup>142</sup> Modificado por el Artículo 1° del D.S. N° 02-94-EM. (El anterior artículo señalaba lo siguiente: "*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.*")

<sup>143</sup> El artículo original señalaba lo siguiente: "*El Ingreso Tarifario para el Sistema Principal de Transmisión, a que se refiere el artículo 60o. 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 quince (15) días calendario siguientes a la liquidación practicada por el COES."*

Posteriormente el artículo fue modificado por el Artículo 1° del D.S. No. 43-94-EM, publicado el 28-10-94, cuyo texto era el siguiente: "*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 éste concepto se efectuará según lo establecido en el Artículo 108 del*

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

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

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

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

El Ingreso Tarifario a que se refiere el presente Artículo es el Ingreso Tarifario Nacional<sup>144</sup>

*Cc. Art. 60° de la Ley.*

**Artículo 136°.** 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 (7) días calendario siguientes a la notificación de la liquidación mensual practicada por el COES.

---

*Reglamento.* . Una modificación al nuevo párrafo se dio con la dación del Artículo 2° de D.S. 004-96-EM de fecha 23.01.96, cuyo texto era el siguiente: "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".

Posteriormente su último párrafo fue nuevamente sustituido por el Artículo 2° de D.S. 004-96-EM de fecha 23.01.96, cuyo texto era el siguiente: "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".

Finalmente se ha dado la última modificación, mediante D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99.

<sup>144</sup> Párrafo agregado mediante D.S. 027-2007-EM publicado en el Diario Oficial el 17.05.2007



El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.  
145 146

Cc.Art. 135° del Reglamento.

**Artículo 137°.** El Peaje por Conexión será obtenido deduciendo del Costo Total de transmisión el Ingreso Tarifario Esperado Total para el Sistema Principal de Transmisión, determinado conforme a lo establecido en el artículo precedente.

El Peaje por Conexión Unitario, empleado para la determinación del Precio de Potencia de Punta en Barra señalado en el inciso h) del Artículo 47° de la Ley, será igual al cociente entre el Peaje de Conexión y la Máxima Demanda anual proyectada a ser entregada a los clientes.

El Peaje por Conexión será expresado en doce cuotas iguales, considerando la tasa definida en el Artículo 79° de la Ley. La Comisión fijará el Peaje de Conexión Unitario y el Peaje por Conexión, así como sus fórmulas de reajuste a que se refiere el Artículo 61° de la Ley.

El Peaje por Conexión de cada Transmisor Principal le será pagado mensualmente por los generadores en proporción a la recaudación por Peaje de Conexión, en la misma oportunidad en que abonen el Ingreso Tarifario Esperado.

El COES determinará mensualmente la recaudación Total por Peaje por Conexión, según el siguiente procedimiento:

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

La recaudación total por Peaje por Conexión al sistema, es igual a la suma de las recaudaciones totales por Peaje por Conexión de todos los generadores.

El Saldo por Peaje por Conexión de cada generador, es igual a la diferencia entre la recaudación por Peaje por Conexión menos el Peaje por Conexión que le corresponde pagar según la metodología de los párrafos que anteceden.

Este saldo será compensado a los generadores según el procedimiento definido en el Artículo 111° del Reglamento.

---

<sup>145</sup> Modificado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99. El anterior artículo señalaba: "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"

<sup>146</sup> La modificación hecha a este Artículo, se aplica a partir del 1° de mayo de 1999, según lo dispuesto en el Artículo Cuarto del D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99. La excepción a ello se encuentra establecida en su Cuarta Disposición Transitoria la cual señala expresamente "El COES y la Comisión de Tarifas de Energía, 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."

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

147 148

Cc. Arts. 60° y 61° de la Ley.

**Artículo 138°.** *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<sup>149</sup>.*

**Artículo 139°<sup>150 151</sup>.** Las compensaciones por el uso de las redes de distribución, a que se refiere el Artículo 62° de la Ley, serán equivalentes al Valor Agregado de Distribución correspondiente, considerando los factores de simultaneidad y las respectivas pérdidas de distribución.

---

<sup>147</sup> Modificado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99. El anterior artículo señalaba: *"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."*

<sup>148</sup> La modificación hecha a este Artículo, se aplica a partir del 1° de mayo de 1999, según lo dispuesto en el Artículo Cuarto del D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99. La excepción a ello se encuentra establecida en su Cuarta Disposición Transitoria la cual señala expresamente *"El COES y la Comisión de Tarifas de Energía, 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."*

<sup>149</sup> Artículo derogado mediante el Artículo 3° del D.S. 027-2007-EM publicado en el diario oficial el 17.05.2007.

<sup>150</sup> El artículo original señalaba *"Las compensaciones a que se refiere el Artículo 62° 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"*

Anteriormente modificado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99. El anterior original señalaba: *"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."*

Posteriormente fue modificado mediante D.S. 017-2000-EM de fecha 18.09.2000 con el siguiente texto: *"Artículo 139°. Las compensaciones a que se refiere el Artículo 62° de la Ley, así como las tarifas de transmisión y distribución a que se refiere el Artículo 44° 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*

El Valor Agregado de Distribución considerará la demanda total del sistema de distribución.

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

**a) Criterios Aplicables**

- I) El pago mensual que efectúen los generadores por las instalaciones de transmisión se denomina Compensación.
- II) Las instalaciones de transmisión a que se refiere este artículo comprenden tanto las pertenecientes al Sistema Secundario de Transmisión como al Sistema Complementario de Transmisión, salvo que se indique lo contrario.

---

*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".*

Con posterioridad, el artículo fue modificado mediante el artículo 1° del Decreto Supremo 008-2006-EM publicado en el diario oficial el 20.01.2006, de acuerdo a lo siguiente: "*Artículo 139°. Las compensaciones a que se refiere el Artículo 62° de la Ley, así como las tarifas de transmisión y distribución a que se refiere el Artículo 44° de la Ley, serán reguladas por el OSINERG.*

a) *El procedimiento para la determinación de las compensaciones y tarifas para los Sistemas Secundarios de Transmisión, será el siguiente:*

- I) *Las instalaciones destinadas a transportar electricidad proveniente de centrales de generación hasta el Sistema Principal de Transmisión, serán remuneradas íntegramente por los correspondientes generadores, los cuales pagarán una compensación equivalente al 100% del Costo Medio anual de las instalaciones. El pago de esta compensación se efectuará en doce (12) cuotas iguales, aplicando una tasa de actualización mensual que utilice para su determinación la Tasa de Actualización anual a que hace referencia el artículo 79° de la Ley;*

- II) *Las instalaciones destinadas a transportar electricidad desde el Sistema Principal de Transmisión hacia una concesionaria de Distribución o consumidor final, serán remuneradas íntegramente por la demanda correspondiente, la cual pagará el 100% del Costo Medio anual de las instalaciones.*

*El Costo Medio anual, a ser remunerado por la demanda, es igual al ingreso tarifario esperado más el peaje secundario, determinados para el Sistema Secundario de Transmisión económicamente adaptado. El ingreso tarifario esperado se determina con los factores de pérdidas marginales de potencia y energía correspondientes. A partir del peaje secundario se define el peaje secundario unitario, como el cociente del peaje secundario actualizado, entre la energía y/o potencia transportada actualizada, según corresponda, para un horizonte de largo plazo. El peaje secundario unitario será agregado a los Precios en Barra de Potencia de Punta y/o de Energía, o al Precio de Generación pactado libremente, según corresponda. 150 150*

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

*Para los casos excepcionales que no se ajusten a las reglas generales establecidas anteriormente, el OSINERG definirá la asignación de compensaciones a la generación o la demanda en forma compartida entre la demanda y generación. Para lo cual, tomará en cuenta el uso y/o el beneficio económico que cada instalación proporcione a los generadores y/o usuarios.*

El OSINERG establecerá los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo".

Finalmente, ha sido nuevamente modificado mediante D.S. 027-2007-EM publicado en el Diario Oficial El Peruano el 17.05.2007.

<sup>151</sup> Mediante el Artículo 1° del D.S. 005-2007-EM publicado el día 13.02.2007 y cuya disposiciones rigen a partir del día siguiente de su publicación, se ha suspendido temporalmente la aplicación de los Artículos 128° y 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, para la fijación de nuevas tarifas, en tanto se concluya con la reglamentación de la transmisión a fin de armonizar sobre este aspecto el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas con la Ley N° 28832.

Asimismo, en su Artículo 2° se ha establecido que las concesiones otorgadas por el Estado Peruano a empresas concesionarias de transmisión eléctrica, al amparo del Texto Único Ordenado de las Normas con rango de Ley que regulan la Entrega en Concesión al Sector Privado de las Obras Públicas de Infraestructura y de Servicios Públicos, aprobado por D.S. 059-96-PCM, continuarán rigiéndose por lo dispuesto en sus propios contratos de concesión, inclusive aplicando los Artículos 128° y 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, para el caso de nuevas instalaciones. Finalmente mediante el Artículo 3° del D.S. 005-2007-EM se autoriza a OSINERGMIN a emitir las disposiciones necesarias para el cumplimiento de lo dispuesto en el citado Decreto Supremo.

- III) El Plan de Transmisión se refiere al definido en el Artículo 21° de la Ley N° 28832.
- IV) El pago que realicen los consumidores se denomina Peaje que se aplicará como un cargo por unidad de energía consumida. Para el caso de las instalaciones que comprenden el sistema de transmisión, a que se refiere el Artículo 128°, el pago incluirá, además del Peaje, la aplicación de los factores nodales de energía y los factores de pérdidas de potencia.
- V) El Plan de Inversiones está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación dentro de un período de fijación de Peajes y Compensaciones. Será aprobado por OSINERGMIN y obedece a un estudio de planificación de la expansión del sistema de transmisión considerando un horizonte de diez (10) años, que deberá preparar obligatoriamente cada concesionario de las instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda.
- VI) El Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión corresponde al monto anual que permite retribuir los costos de inversión, operación y mantenimiento.
- VII) Los Costos de Explotación son los definidos en el Artículo 1° de la Ley N° 28832.
- VIII) Los Ingresos Esperados Anuales corresponden al monto que se debe liquidar anualmente.
- IX) La Tasa Mensual para el cálculo de las Tarifas y Compensaciones; así como, para la actualización de los ingresos mensuales de la liquidación anual, se determina aplicando fórmulas de interés compuesto y la Tasa de Actualización anual establecida en el Artículo 79° de la LCE.

**b) Costo Medio Anual:**

- I) El Costo Medio Anual de las instalaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión que son remuneradas de forma exclusiva por la demanda, excepto las instalaciones comprendidas en las concesiones otorgadas al amparo del Texto Único Ordenado de las normas con rango de Ley que regulan la entrega en concesión al sector privado de las obras públicas de infraestructura y de servicios públicos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 059-96-PCM, se fijará por única vez.

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

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

- II) El Costo Medio Anual de las Instalaciones de transmisión no comprendidas en el numeral anterior, estará conformado por la anualidad de la inversión para un período de recuperación de hasta treinta (30) años, con la tasa de actualización a que se refiere el Artículo 79° de la Ley, y el correspondiente costo anual estándar de operación y mantenimiento según lo especificado en el numeral VI) siguiente.
- III) En cada fijación tarifaria, el Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión que son remuneradas de forma exclusiva por la demanda, deberá incluir la valorización de las

instalaciones existentes en dicha oportunidad y de las incluidas en el respectivo Plan de Inversiones.

- IV) La valorización de la inversión de las instalaciones de transmisión a que se refiere el numeral II) anterior, será efectuada sobre la base de costos estándares de mercado.
- V) Para este propósito, OSINERGMIN establecerá y mantendrá actualizada y disponible, para todos los interesados, la Base de Datos que corresponda.
- VI) El costo anual estándar de operación y mantenimiento será equivalente a un porcentaje del costo de inversión, que será determinado y aprobado por OSINERGMIN cada seis (06) años.
- VII) En el caso de los Sistemas Complementarios de Transmisión, excepto aquellos a que se refiere el literal c) del numeral 27.2 del Artículo 27° de la Ley N° 28832.

OSINERGMIN evaluará la necesidad de mantener en uso la correspondiente instalación de transmisión con una anticipación de dos (02) años previos a la finalización del periodo de recuperación a que se refiere el numeral II) anterior. De ser necesario, se establecerá el nuevo plazo de operación. Asimismo, el Costo Medio Anual reconocerá únicamente los Costos de Explotación.

#### **c) Configuración del Sistema Eléctrico a Remunerar**

- I) Para el caso de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión que son parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es el resultado de iniciativa propia de uno o varios agentes, el costo de inversión se calculará de acuerdo con la configuración del sistema definido en el referido Plan de Transmisión.
- II) Para el caso de las instalaciones a que se refiere el literal c) del numeral 27.2 del Artículo 27° de la Ley N° 28832 y de las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, excepto aquellas a que se refiere el numeral I) del literal b) del presente Artículo, el costo de inversión tendrá en cuenta la configuración de un Sistema Económicamente Adaptado.
- III) Para el caso de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión, excepto aquellas a que se refiere los numerales I) y II) precedentes, el costo de inversión se calculará con la configuración del sistema definido en el Plan de Inversiones correspondiente.

#### **d) Frecuencia de Revisión y Actualización**

- I) El costo de inversión, de las instalaciones de transmisión, a que se refiere el numeral II) del literal b) del presente Artículo se establecerá por una sola vez, antes de su entrada en operación comercial y se actualizará en cada fijación del Costo Medio Anual.
- II) El Costo Medio Anual y su fórmula de actualización se fijará cada cuatro (04) años.
- III) La fijación de Compensaciones y Peajes y sus fórmulas de actualización se realizará cada cuatro años según se establece en el literal i) siguiente.
- IV) El cálculo de la Liquidación Anual y el correspondiente reajuste de Peajes se realizará cada año según se establece en el numeral VII) del literal i) siguiente.

#### **e) Responsabilidad de Pago**

- I) A los titulares de generación que utilicen de manera exclusiva instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, se les asignará el 100% del pago de dichas instalaciones.
- II) A la demanda de una determinada área atendida de forma exclusiva por instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, se le asignará el 100% del pago de dichas instalaciones.

- III) Para las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión no contempladas en ninguno de los casos anteriores, OSINERGMIN definirá la asignación de responsabilidad de pago a la generación o a la demanda, o en forma compartida entre ambas. Para ello, deberá tener en cuenta el uso y/o el beneficio económico que cada instalación proporcione a los generadores y/o demanda, así como lo dispuesto por el cuarto párrafo de la Sexta Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832.
- IV) La responsabilidad de pago de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión que son parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es el resultado de iniciativa propia de uno o varios agentes, se realizará conforme a los criterios señalados en el numeral III) anterior.
- V) A la demanda de una determinada área atendida de forma exclusiva por instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión diferentes de aquellas a que se refieren el numeral IV) precedente y el literal c) del numeral 27.2 del Artículo 27° de la Ley N° 28832, se le asignará el 100% del pago de dichas instalaciones.
- VI) La asignación de la responsabilidad de pago entre la demanda y la generación de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión a que se refieren los numerales IV) y V) precedentes, se determinará por única vez.
- VII) La distribución entre los generadores de la responsabilidad de pago asignada a ellos, se revisará en cada fijación tarifaria o a solicitud de los interesados, de acuerdo con el procedimiento que establezca OSINERGMIN.

#### **f) Liquidación Anual**

- I) Para las instalaciones que son remuneradas por la demanda se deberán incorporar, mediante liquidaciones anuales, las diferencias entre los Ingresos Esperados Anuales para el año anterior y lo que correspondió facturar en dicho período.
- II) Para el caso de las instalaciones a que se refiere el numeral V) del literal e) del presente Artículo, la liquidación anual de ingresos deberá considerar, además, un monto que refleje:
  - El desvío entre las fechas previstas en el Plan de Inversiones de la fijación anterior y las fechas efectivas de puesta en servicio de las instalaciones de transmisión.
  - Los retiros de operación definitiva de instalaciones de transmisión.
- III) Para efectos de la liquidación anual, los ingresos mensuales se capitalizarán con la Tasa Mensual
- IV) El procedimiento de detalle será establecido por OSINERGMIN.

#### **g) Peajes por Terceros**

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

#### **h) Determinación de Compensaciones**

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

#### **i) Determinación de Peajes**

- I) Las instalaciones de transmisión asignadas a la demanda, se agruparán por áreas a ser definidas por OSINERGMIN.

- II) Para cada área se determinará un Peaje único por cada nivel de tensión.
- III) Para instalaciones de transmisión comprendidas en la red de muy alta tensión que defina el OSINERGMIN, el cálculo de los Peajes deberá tomar en cuenta los ingresos tarifarios originados por los factores nodales de energía y factores de pérdidas marginales de potencia.
- IV) El Peaje, expresado en ctm S/./kWh, que será pagado por los usuarios de una determinada área, será calculado como el cociente del valor actualizado del Costo Medio Anual y de la demanda de cada área para un periodo no menor de cinco (05) años que será determinado por OSINERGMIN. El flujo esperado de ingresos del titular de transmisión deberá permitir recuperar la inversión en un período de hasta treinta (30) años.
- V) El precio en las barras del Sistema Secundario de Transmisión o del Sistema Complementario de Transmisión, incluirá el Peaje correspondiente.
- VI) Para la expansión de Precios en Barra en los Sistemas Secundarios de Transmisión o Sistemas Complementarios de Transmisión no comprendidas en el numeral III) anterior, se utilizarán factores de pérdidas medias.
- VII) Los Peajes se reajustarán anualmente para incluir los efectos de la liquidación anual a que se refiere el literal f) anterior.

El OSINERGMIN elaborará y aprobará todos los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo. <sup>152</sup>

**Artículo 140°.** Cualquier generador, transmisor, distribuidor o usuario, que se conecte al sistema interconectado, deberá respetar los estándares y procedimientos aprobados por las autoridades competentes. <sup>153</sup>

**Artículo 141°.** 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.

---

<sup>152</sup> Mediante el Artículo 2° del D.S. 029-2002-EM de fecha 25.09.2002, actualmente derogado por el D.S. 027-2007-EM publicado el 17.05.2007, se había establecido que 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 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas. Las tarifas de Transmisión Secundaria serán determinadas para cada concesión. Asimismo, su Artículo 3° disponía que 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 dicho decreto ya derogado; y que el Sistema Económicamente Adaptado de las mencionadas instalaciones será aquel que corresponda al Costo Medio antes referido.

<sup>153</sup> Modificado por D.S. 017-2000-EM de fecha 18.09.2000. El anterior artículo señalaba: *"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"*.

Anteriormente modificado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99. El artículo original señalaba: *"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."*

## **PRECIOS MAXIMOS DE DISTRIBUCION**

**Artículo 142°.** Los costos asociados al usuario, que se tomarán en cuenta para el cálculo del Valor Agregado de Distribución son los costos unitarios de facturación, que comprenda la lectura, el procesamiento y emisión de la misma, su distribución y la comisión de cobranza, considerando una gestión empresarial eficiente. Tratándose del sistema prepago de electricidad, la tarifa deberá reflejar las variaciones que se presenten en el costo de comercialización asociados al usuario<sup>154</sup> <sup>155</sup>.

*Cc. Arts. 63 ° y ss. de la Ley.*

**Artículo 143°.** Las pérdidas estándares a considerar para el cálculo del Valor Agregado de Distribución comprenderán las pérdidas físicas y las comerciales.

Las pérdidas físicas serán las resultantes del cálculo efectuado considerando la caída de tensión máxima, especificada en la norma de calidad, según el Artículo 64° del Reglamento. <sup>156</sup>

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

*Cc. Art. 64° inc b. de la Ley, Segunda Disposición Transitoria del Reglamento.*

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

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

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

*Cc. Art. 66° de la Ley.*

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

- a) Ninguna empresa consultora podrá analizar más de un Sector de distribución típico;
- b) La Comisión seleccionará las concesiones en las que se evaluarán cada uno de los Sectores de Distribución Típicos; y,

---

<sup>154</sup> Artículo modificado mediante D.S. 007-2006-EM publicado con fecha 20.01.2006, por el cual se modifican diversos artículos del Reglamento de la Ley de Concesiones y se dictan disposiciones para la implementación del Sistema Prepago de Electricidad. El artículo original señalaba lo siguiente: "*Artículo 142°. 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*".

<sup>155</sup> Conforme lo establece el artículo 3° del D.S. 007-2006-EM publicado con fecha 20.01.2006, por el cual se modifican diversos artículos del Reglamento de la Ley de Concesiones y se dictan disposiciones para la implementación del Sistema Prepago de Electricidad, el OSINERG deberá considerar esquemas diferenciados en la regulación de tarifas de distribución que permitan incluir la variación en los costos de comercialización por aplicación del sistema prepago de electricidad. Asimismo, deberá considerar los costos de conexión correspondientes al sistema prepago, en concordancia con lo establecido en el inciso i) del Artículo 22° del presente Reglamento.

<sup>156</sup> Párrafo modificado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97. (El anterior párrafo señalaba: "*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...*")



- c) Los Sectores de Distribución Típicos elegidos para una fijación tarifaria, no podrán ser nuevamente utilizados para la siguiente, salvo que sean únicos.

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

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

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

**Artículo 148°.** 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 149°.** 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.<sup>157</sup>

**Artículo 150°.** 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) Suministro 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.

---

<sup>157</sup> Modificado por D.S. 017-2000-EM de fecha 18.09.2000. El anterior artículo señalaba: *"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."*

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

**Artículo 151°.** 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 152°.** 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 153°.** Antes de seis meses de concluir el período de vigencia de las 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 154°.** Los factores a considerar para el reajuste de todas las tarifas podrán ser:

- a) Índice de precios al por mayor;
- b) Promedio General de Sueldos y Salarios;
- c) Precio de combustible;
- d) Derechos arancelarios;
- e) Precio internacional del cobre y/o del aluminio; y,
- f) Tipo de cambio.<sup>158</sup>

**Artículo 155°.** Las solicitudes de reconsideración, a que se refiere el Artículo 74° de la Ley, podrán ser efectuadas por OSINERG, en representación de los usuarios.<sup>159</sup>

---

<sup>158</sup> El numeral 2.4.1 de la Directiva N° 001-96-EM/DGE sobre Contribuciones Reembolsables y Devolución, aprobada mediante Resolución Ministerial N° 346-96-EM/VME señala: "*Son obligaciones del Concesionario de Distribución: a) Notificar la aprobación del proyecto dentro de los 30 días calendario de presentada la solicitud de aprobación, aplicándose en casos de observaciones, subsanaciones o falta de pronunciamiento del concesionario, los mismos criterios establecidos en los dos primeros párrafos del literal a) del numeral 2.2.1 de la presente Directiva. En el documento de aprobación de proyecto, el concesionario consignará el Valor Nuevo de Reemplazo referencial con fórmula de reajuste utilizando los factores establecidos en el Artículo 154 del Reglamento. Asimismo, adjuntará información referencial vinculada a modalidades, plazos y demás condiciones de reembolso de la contribución.*"

El recurso de reconsideración deberá ser presentado con los respectivos estudios técnicos y/o documentación sustentatoria <sup>160</sup>.

**Artículo 156°.** 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 157°.** 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 158°.** 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 159°.** El concesionario debe poner en conocimiento de la Comisión, en los plazos y oportunidades que ésta determine, toda inversión en obras de distribución que aumente su Valor nuevo de reemplazo.

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

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

**Artículo 160°.** 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 161°.** 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.

---

<sup>159</sup> Párrafo modificado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97. (El anterior señalaba lo siguiente: "*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...*")

<sup>160</sup> Párrafo que ha sido tácitamente derogado, en virtud de lo establecido en el numeral 5 del Artículo 3° de la Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, Ley 27838, que establece que, la aplicación del recurso impugnatorio que las Empresas Prestadoras y los Organismos Representativos de Usuarios pueden interponer en contra de la resolución emitida por el Organismo Regulador, se regirá por las disposiciones establecidas por la Ley del Procedimiento Administrativo General para el recurso de reconsideración; ley que a su vez establece, en su Artículo 208° que, el recurso de reconsideración deberá sustentarse en nueva prueba, a excepción de aquellos casos de actos administrativos emitidos por órganos que constituyen única instancia no se requiere nueva prueba. Por tanto, en la actualidad, un recurso de reconsideración interpuesto contra resoluciones tarifarias no requieren nueva prueba instrumental.

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. 57º y 86º de la Ley; Art. 131º del Reglamento.

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

Cc. Art. 81º 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 predio. El usuario deberá abonar al concesionario, mensualmente, un monto que cubra su mantenimiento y que permita su reposición en un plazo de 30 años. Cuando la instalación comprenda un equipo de medición estático monofásico de medición simple, se considerará únicamente para este equipo, una vida útil no menor de quince (15) años.

Tratándose de suministro con sistema prepago de electricidad, el monto mensual por mantenimiento y reposición a que se hace referencia en el párrafo anterior, será deducido de la primera compra de energía de cada mes. Cuando el usuario deje de comprar energía durante períodos mayores a un mes, ese monto mensual se acumulará y será deducido de la siguiente compra de energía<sup>161</sup>.

Cc. Artículo 82º y ss. de la Ley.

**Artículo 164º.** El concesionario podrá abstenerse de atender solicitudes de nuevos suministros, a aquellos solicitantes que tengan deudas pendientes de pago, derivadas de la prestación del servicio en el mismo predio o en otro ubicado en la concesión<sup>162</sup>.

---

<sup>161</sup> El artículo original señalaba lo siguiente: *"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, el que deberá abonar al concesionario el costo de mantenimiento y un monto que permita su reposición en un plazo de 30 años"*.

Posteriormente, el citado artículo fue modificado mediante D.S. 007-2006-EM publicado con fecha 20.01.2006, por el cual se modifican diversos artículos del Reglamento de la Ley de Concesiones y se dictan disposiciones para la implementación del Sistema Prepago de Electricidad, con el siguiente texto: *"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, el que deberá abonar al concesionario, mensualmente, un monto que cubra su mantenimiento y que permita su reposición en un plazo de treinta (30) años. Cuando la instalación comprenda un equipo de medición estático monofásico de medición simple, se considerará únicamente para este equipo, una vida útil no menor de quince (15) años"*.

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

Finalmente, el primer párrafo ha sido modificado mediante D.S. N° 022-2008-EM publicado con fecha 04.04.2008, cuyo texto rige en la actualidad.

<sup>162</sup> Artículo modificado mediante D.S. 007-2006-EM publicado con fecha 20.01.2006, por el cual se modifican diversos artículos del Reglamento de la Ley de Concesiones y se dictan disposiciones para la implementación del Sistema Prepago de Electricidad. El artículo original señalaba lo siguiente: *"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*

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

- a) Nombre o razón social del concesionario;
- b) Nombre o razón social del usuario, quien deberá acreditar ser propietario, o la autorización del propietario, o contar con certificado o constancia de posesión, del predio en el que se instalará el suministro;<sup>163</sup>
- c) Ubicación del lugar del suministro y determinación del predio a que está destinado el servicio;
- d) Clasificación del usuario de acuerdo al tipo de suministro;
- e) Características del suministro;
- f) Potencia contratada y plazo de vigencia;
- g) Tarifa aplicable; y,
- h) Otras condiciones relevantes, previstas en la Ley y el Reglamento.

El concesionario deberá entregar al usuario copia del respectivo contrato.

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

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

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

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

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

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

---

*la concesión*”. Cabe señalar que, el citado D.S. 022-2008-EM, estableció en su Única Disposición Transitoria que, dentro del plazo de treinta (30) días hábiles desde la publicación de dicho dispositivo, el Ministerio de Energía y Minas, en el nivel que corresponda, emitirá o modificará las normas que sean necesarias para la mejor aplicación del Decreto Supremo.

<sup>163</sup> El inciso original señalaba lo siguiente: “b) Nombre o razón social del usuario;...”. Posteriormente fue modificado mediante D.S. N° 022-2008-EM publicado con fecha 20.01.2006, cuyo texto rige en la actualidad. Cabe señalar que, el citado D.S. 022-2008-EM, estableció en su Única Disposición Transitoria que, dentro del plazo de treinta (30) días hábiles desde la publicación de dicho dispositivo, el Ministerio de Energía y Minas, en el nivel que corresponda, emitirá o modificará las normas que sean necesarias para la mejor aplicación del Decreto Supremo.

- 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.<sup>164</sup>

**Artículo 169°.** Corresponde a OSINERG la comprobación y calificación de la causa de fuerza mayor a que se refiere el Artículo 87° de la Ley. <sup>165</sup>

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

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

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

*Cc. Art. 88 de la Ley*

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

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

---

<sup>164</sup> Conforme lo establece el artículo 4° del D.S. 007-2006-EM publicado con fecha 20.01.2006, por el cual se modifican diversos artículos del Reglamento de la Ley de Concesiones y se dictan disposiciones para la implementación del Sistema Prepago de Electricidad, tratándose de suministros de electricidad con el sistema prepago, las compensaciones derivadas de la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y/o de los artículos 131° o 168° del presente Reglamento; se efectuarán en la primera compra de energía del periodo siguiente al que aconteció la deficiencia del servicio eléctrico.

Para el cálculo de la compensación se considerará como energía registrada en el mes o en el semestre, un estimado de consumo promedio de energía. Este consumo promedio de energía se estimará, multiplicando la demanda media de potencia por el número de horas del mes o semestre, según corresponda, en que aconteció la deficiencia del servicio eléctrico; a este número de horas se le descontará la correspondiente duración real acumulada de interrupciones del suministro que hayan ocurrido en el correspondiente periodo. La demanda media de potencia se determinará de la relación entre:

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

<sup>165</sup> Modificado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97. (El anterior artículo señalaba: "Corresponde a la Dirección la comprobación y calificación de la causa de fuerza mayor a que se refiere el Artículo 87 de la Ley.")

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.

El equipo de medición prepago del tipo mono-cuerpo se instalará, a elección del usuario, al exterior o al interior de su predio. Cuando el usuario opte por la instalación al interior del predio, autorizará al concesionario el acceso al equipo de medición las veces que éste lo requiera.

Tratándose de equipos de medición prepago del tipo bicuerpo, la unidad de medición se instalará al exterior del predio del usuario, y la unidad de control se instalará al interior del predio. Para ambos tipos de medición prepago, el concesionario establecerá las medidas de seguridad que estime conveniente.<sup>166 167</sup>

---

<sup>166</sup> El artículo original señalaba lo siguiente: *“Artículo 172°. 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”.*

Posteriormente fue modificado mediante D.S. 007-2006-EM publicado con fecha 20.01.2006, por el cual se modifican diversos artículos del Reglamento de la Ley de Concesiones y se dictan disposiciones para la implementación del Sistema Prepago de Electricidad, conforme a lo siguiente:

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

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

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

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

Finalmente, con Decreto Supremo N° 031-2008-EM publicado en el diario oficial el 11 de junio del 2008, se modificó el último párrafo del Artículo 172° cuyo texto rige en la actualidad.

<sup>167</sup> Mediante Resolución de Sala Plena de la Junta de Apelaciones de Reclamos de los Usuarios – JARU, N° 001-2008-OS/STOR, publicada en el Diario Oficial el 08.02.2008, se estableció como precedente de observancia obligatoria disposiciones sobre la aplicación del sistema de promedios a que se refiere el Art. 172° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas; en la cual se dispuso que, cuando las concesionarias apliquen en sus facturaciones el sistema de promedios al que se refiere el artículo 172° del RLCE como consecuencia de la inaccesibilidad del equipo de medición para la toma de lecturas, deberán calcular el respectivo consumo promedio considerando la diferencia de lecturas de los seis meses inmediatos anteriores, por ser representativo de la demanda habitual del suministro.

Asimismo, cuando sólo se tenga información de consumos menor a seis meses, deberá calcularse el respectivo consumo promedio considerando la diferencia de lecturas del número máximo de meses de consumo con el que se cuente; de tener la información del consumo de un solo mes deberá utilizarse éste como si fuera un promedio. Asimismo, para los suministros con consumos estacionales, se utilizará la información estadística de doce (12) meses de consumo inmediatos anteriores al mes en el que se calculará el consumo promedio, a fin de aplicar a éste el promedio del periodo estacional, alto o bajo, que corresponda.

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

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

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

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

- a) Para el sistema pospago: La fecha de emisión y la de vencimiento para su cancelación sin recargos, entre ambas fechas deberán transcurrir quince (15) días calendario como mínimo.
- b) Para el sistema prepago: La fecha y hora de emisión, el monto total pagado, la cantidad de energía acreditada, el número de compra o de la transferencia de crédito al usuario en el respectivo año. <sup>168</sup>

**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 al cliente que lo solicite el tipo de interés y los plazos aplicados.  
169 170 171

---

Quando la concesionaria no cumpla con calcular el consumo promedio al que se refiere el artículo 172° del RLCE según lo indicado en los párrafos anteriores, se considerará que el consumo promedio facturado corresponde a un error en el proceso de facturación por lo que, de resultar un exceso al comparar el consumo facturado por la concesionaria con el consumo promedio real del suministro, corresponderá ordenar que: i) se elimine dicho exceso refacturando el consumo en cuestión al consumo promedio real o; ii) en caso el consumo en cuestión ya haya sido liquidado en el mes o periodo siguiente, refacturar dicho exceso en diez cuotas iguales sin intereses ni moras, de conformidad con lo establecido en el artículo 92° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

<sup>168</sup> Artículo modificado mediante D.S. 007-2006-EM publicado con fecha 20.01.2006, por el cual se modifican diversos artículos del Reglamento de la Ley de Concesiones y se dictan disposiciones para la implementación del Sistema Prepago de Electricidad. El artículo original señalaba lo siguiente: *“Artículo 175°. 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”.*

<sup>169</sup> Artículo modificado por el Artículo 1° del Decreto Supremo N° 011-2003-EM de fecha 21.03.2003. El anterior artículo disponía: *“Artículo 176°. 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 devengará intereses moratorios.*

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



Cc. Art. 161° del Reglamento.

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

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

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

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

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

**Artículo 179°.** La reconexión del suministro sólo se efectuará cuando se hayan superado las causas que motivaron la suspensión y el usuario haya abonado al concesionario los consumos y cargos

---

Dicho texto fue aprobado mediante D.S. 006-98-EM de fecha 18.02.98 (El artículo original disponía: "*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."*)

<sup>170</sup> De acuerdo al artículo único de la Resolución Directoral 002-2003-EM/DGE de fecha 21.03.2003, el interés moratorio a que hace referencia el artículo 176° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, constituye un recargo al interés compensatorio establecido en el mencionado artículo. Dicho interés debe 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.

<sup>171</sup> Conforme al Artículo 11° del Reglamento de Transmisión aprobado mediante D.S. 027-2007-EM, los interesados que requieran utilizar instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión a que se refiere el literal c), numeral 27.2 del Artículo 27° de la Ley N° 28832, deberán acordar las condiciones de acceso con el titular de las instalaciones involucradas, hasta el límite de la Capacidad Disponible de dichas instalaciones. Se señala asimismo que los interesados que requieran utilizar instalaciones del Sistema de Transmisión no comprendidas en el numeral precedente, tendrán libre acceso en tanto no se supere el límite de la Capacidad de Conexión correspondiente. Finalmente se menciona que, si habiendo Capacidad Disponible o Capacidad de Conexión, según sea el caso de los numerales 11.1 y 11.2 del citado Reglamento de Transmisión, respectivamente, el titular de la instalación se negara a otorgar el acceso a sus instalaciones, OSINERGMIN emitirá el correspondiente Mandato de Conexión; y que cualquier Agente tiene el derecho de efectuar las ampliaciones que se necesiten para incrementar la Capacidad Disponible o Capacidad de Conexión, según sea el caso de los numerales 11.1 y 11.2 señalados precedentemente, respectivamente. Finalmente se establece que no constituirá requisito para efectuar la conexión u otorgar el respectivo Mandato de Conexión, la fijación previa de la remuneración por parte de OSINERGMIN. Una vez fijada la remuneración por OSINERGMIN, ésta se aplicará desde la fecha efectiva de conexión, aplicando los intereses compensatorios a que hubiere lugar, de acuerdo con el Artículo 176° del Reglamento de la LCE.

mínimos atrasados, más los intereses compensatorios y recargos por moras a que hubiera lugar, así como los correspondientes derechos de corte y reconexión.

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

El OSINERG aprobará los importes máximos de corte y reconexión correspondientes y la periodicidad de su vigencia, sobre la base de los criterios y procedimientos que establezca al efecto.<sup>172</sup>

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

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

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

En ambos casos la refacturación de los consumos se efectuará según lo establecido en el Artículo 92° de la Ley.<sup>173</sup>

Cc. *Art. 92° de la Ley; Resolución Directoral N° 027-94-EM/DGE*<sup>174</sup>

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

Cc. *Resolución Directoral N° 027-94-EM/DGE*

**Artículo 183°.** El usuario, cuando consideren que el Servicio Público de Electricidad que tienen 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.

---

<sup>172</sup> Artículo modificado mediante D.S. 039-2003-EM publicado con fecha 13.11.2003. El anterior artículo disponía: *"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".*

El artículo original y que fuera modificado mediante D.S. 022-97-EM de fecha 12.10.97 establecía: *"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".*

La Única Disposición Transitoria del D.S. 039-2003-EM dispone que, 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.

<sup>173</sup> Último párrafo modificado por el Art. 1° del D.S. 02-94-EM. (El anterior párrafo señalaba: *"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"*).

<sup>174</sup> De fecha 24-11-94, que aprueba la Directiva 002-94-EM/DGE

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

Si el usuario no estuviese conforme con la resolución del concesionario podrá acudir al OSINERG a fin de que éste resuelva en última instancia administrativa. <sup>175</sup> Cc. Art. 93° de la Ley.

**Artículo 184°.** 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 kW.h;
- b) 7 Para usuarios con un consumo superior a 30 kW.h hasta 100 kW.h;
- c) 12 Para usuarios con un consumo superior a 100 kW.h hasta 150 kW.h;
- d) 25 Para usuarios con un consumo superior a 150 kW.h hasta 300 kW.h;
- e) 35 Para usuarios con un consumo superior a 300 kW.h hasta 500 kW.h;
- f) 70 Para usuarios con un consumo superior a 500 kW.h hasta 750 kW.h;
- g) 80 Para usuarios con un consumo superior a 750 kW.h hasta 1 000 kW.h;
- h) 120 Para usuarios con un consumo superior a 1 000 kW.h hasta 1 500 kW.h;
- i) 140 Para usuarios con un consumo superior a 1 500 kW.h hasta 3 000 kW.h;
- j) 150 Para usuarios con un consumo superior a 3 000 kW.h hasta 5 000 kW.h;
- k) 250 Para usuarios con un consumo superior a 5 000 kW.h hasta 7 500 kW.h;
- l) 300 Para usuarios con un consumo superior a 7 500 kW.h hasta 10 000 kW.h;
- m) 400 Para usuarios con un consumo superior a 10 000 kW.h hasta 12 500 kW.h;
- n) 500 Para usuarios con un consumo superior a 12 500 kW.h hasta 15 000 kW.h;
- o) 700 Para usuarios con un consumo superior a 15 000 kW.h hasta 17 500 kW.h;

---

<sup>175</sup> El Artículo original señalaba lo siguiente: *"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."*

Posteriormente fue modificado por el Artículo 1° del D.S. 022-97-EM de fecha 12.10.97, cuyo texto era el siguiente: *"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."*

Con fecha 18.02.98, se modificó nuevamente dicho artículo mediante Decreto Supremo N° 006-98-EM, cuyo texto era: *"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 reconsideración 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 de que emita pronunciamiento, como última instancia administrativa. "*

Finalmente fue modificado mediante Decreto Supremo N° 033-99-EM de fecha 23.08.99, cuyo texto rige en la actualidad.

## **Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas**

- p) 900 Para usuarios con un consumo superior a 17 500 kW.h hasta 20 000 kW.h;
- q) 1 100 Para usuarios con un consumo superior a 20 000 kW.h hasta 25 000 kW.h;
- r) 1 250 Para usuarios con un consumo superior a 25 000 kW.h hasta 30 000 kW.h;
- s) 1 500 Para usuarios con un consumo superior a 30 000 kW.h hasta 50 000 kW.h;
- t) 1 750 Para usuarios con un consumo superior a 50 000 kW.h hasta 75 000 kW.h;
- u) 2 000 Para usuarios con un consumo superior a 75 000 kW.h hasta 100 000 kW.h;
- v) 3 000 Para usuarios con un consumo superior a 100 000 kW.h hasta 200 000 kW.h;
- w) 4 000 Para usuarios con un consumo superior a 200 000 kW.h hasta 400 000 kW.h;
- x) 5 000 Para usuarios con un consumo superior a 400 000 kW.h.

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

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

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

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

El monto de los importes resultantes no podrán ser menor al 0.01% de una UIT ni mayor al 60% de una UIT.

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

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

En aplicación de la Ley N° 28790, no están comprendidos en la facturación por servicio de alumbrado público a que se refiere el presente Artículo, los usuarios ubicados dentro de las zonas rurales cuyo suministro de energía eléctrica se requiera para el bombeo de agua para uso agrícola.<sup>176</sup>

---

<sup>176</sup> El artículo original señalaba lo siguiente: "Artículo 184.- 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 94o. 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 mayores o iguales a 200 kWh;
- b) 2 para los usuarios domésticos con consumos mayores a 200 kw/h; 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."*

Posteriormente, el artículo fue modificado mediante D.S. 02-94-EM de fecha 11.01.94, cuyo texto era el siguiente: "*Artículo 184.- 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."*

Posteriormente, fue modificado por D.S. 043-94-EM de fecha 23-10-94 con lo siguiente: "*Artículo 184°. 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 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 podrán 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 dicho concepto.*

*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."*

Luego, el artículo ha sido modificado mediante D.S. 007-2006-EM publicado con fecha 20.01.2006, por el cual se modifican diversos artículos del Reglamento de la Ley de Concesiones y se dictan disposiciones para la implementación del Sistema Prepago de Electricidad, con el siguiente texto: "*Artículo 184°. 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;

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

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

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

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

El monto de los importes resultantes no podrán ser menor al 0.01% de una UIT ni mayor al 60% de una UIT.

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

*Cc. Ley del Impuesto General a las Ventas.* <sup>177</sup>

**Artículo 185°.** De incurrir el municipio en la causal expresada en el Artículo precedente, el concesionario no estará obligado a cobrar ningún arbitrio por cuenta del Consejo ni a reanudarlo.

**Artículo 186°.** 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 187°.** 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 188°.** 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 189°.** 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 190°.** 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 191°.** 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 OSINERG entre las que éste tenga precalificadas, quien establecerá los términos de referencia del contenido de la referida encuesta.<sup>178</sup>

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

---

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

Finalmente, mediante D.S. 018-2007-EM de fecha 24.03.2006 nuevamente se modificaron los factores de proporción establecidos en el Artículo 184° y se añadió un último párrafo; modificaciones que rigen en la actualidad.

<sup>177</sup> Dec. Leg. 821 de fecha 23-04-96.

<sup>178</sup> El artículo anterior contenía el siguiente texto: "*Artículo 191.- 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*". Posteriormente fue modificado mediante D.S. 43-94-EM de fecha 28.10.94 cuyo texto era el siguiente: "*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 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.*"

Finalmente fue modificado por el D.S. N° 022-97-EM de fecha 12.10.97, el mismo que rige a la actualidad.

## **TITULO VII**

### **FISCALIZACION**

**Artículo 192°.** 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. <sup>179</sup>

**Artículo 193°.** Las actividades específicas de fiscalización podrán ser encargadas a personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, entre las precalificadas por OSINERG. <sup>180</sup>

**Artículo 194°.** 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; <sup>181</sup>
- b) Las disposiciones que rigen el correcto funcionamiento de los Comités de Operación Económica del Sistema (COES);
- c) La correcta aplicación de las tarifas a los usuarios que adquieren energía a precio regulado;
- d) Las obligaciones del concesionario para con los usuarios del Servicio Público de Electricidad; y,
- e) Los plazos, procedimientos y demás disposiciones que señalan la Ley y el Reglamento para el ejercicio de la actividad eléctrica.

**Artículo 195°.** 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. <sup>182</sup>

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

---

<sup>179</sup> Modificado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97. (El anterior artículo contenía el siguiente texto: "*La fiscalización que determina la Ley en el Artículo 101, será ejercida por la Dirección.*

*En las localidad 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.*")

<sup>180</sup> Modificado por D.S. 022-97-EM de fecha 12-10-97. El anterior artículo señalaba lo siguiente: "*Las actividades específicas de fiscalización podrán ser encargadas a personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, entre las precalificadas por la Dirección.*"

<sup>181</sup> Inciso modificado mediante D.S. 038-2001-EM de fecha 18-07-2001. El inciso original señalaba: "Las obligaciones que de no cumplirse, conllevan a la caducidad de las concesiones y autorizaciones"

<sup>182</sup> Idem. El anterior artículo contenía el siguiente texto: "*Artículo 195.- 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*"

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.<sup>183</sup>

*Cc. Art. 179° del Reglamento.*

**Artículo 197°.** Los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, podrán solicitar a OSINERG la ejecución de inspecciones en el caso de producirse situaciones de emergencia en el servicio.<sup>184</sup>

**Artículo 198°.** En las intervenciones de fiscalización que efectúe OSINERG, se levantará un acta que deberá ser suscrita, obligatoriamente, tanto por su representante como por el de la empresa evaluada.<sup>185</sup>

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

*Cc. Art. 15° inc g. de la Ley; Art. 26° del Reglamento.*

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

**Artículo 201°.** El OSINERG sancionará a los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación y/o transmisión y/o distribución de energía eléctrica, y/o clientes libres, así como al COES cuando incumpla sus obligaciones previstas en la Ley, el Reglamento o las normas técnicas, con multas equivalentes al importe de 100 000 a 2 000 000 kilovatios-hora, en los siguientes casos, según corresponda:<sup>186</sup>

- a) Cuando operen sin la respectiva concesión o autorización;

---

<sup>183</sup> Idem. El anterior artículo señalaba lo siguiente: "*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*".

<sup>184</sup> Modificado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97. EL anterior artículo señalaba: "*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*".

<sup>185</sup> Idem. El anterior artículo señalaba: "*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*".

<sup>186</sup> El párrafo original señalaba lo siguiente: "*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 10000 a 200000 Kilovatios hora, en los siguientes casos:...*". Posteriormente dicho párrafo fue modificado por D.S. 022-97-EM de fecha 12.10.97, el mismo que contenía el siguiente texto: "*El 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...*". Posteriormente el párrafo fue modificado por Decreto Supremo N° 006-98-EM, publicado con fecha 18.02.98, el mismo que disponía: "*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 100000 a 2000000 kilovatios-hora, en los siguientes casos*". Finalmente fue modificado mediante D.S. 038-2001-EM, el mismo que rige en la actualidad.



## **Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas**

- 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: <sup>187</sup>
  - 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; <sup>188</sup>
  - 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; y, <sup>189</sup>
  - IV) El incumplimiento de cualquier otra disposición vinculada a la operación que emita el COES y/o el Coordinador de la Operación del Sistema. <sup>190</sup>
  - V) No efectuar los pagos por Transferencias y Compensaciones dispuestas por el COES. <sup>191</sup>
- 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; <sup>192</sup>
- 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.<sup>193</sup>
- 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; <sup>194</sup>

---

<sup>187</sup> El literal original señalaba lo siguiente: "*c) Por incumplimiento de sus obligaciones como integrante de un Comité de Operación Económica del Sistema (COES), referidas a:...*"

Posteriormente fue modificado por Decreto Supremo N° 006-98-EM de fecha 18.02.98 cuyo texto rige en la actualidad.

<sup>188</sup> Numeral original señalaba lo siguiente: "*...II) Operar sus unidades generadoras y sistemas de transmisión sin sujeción a la programación de la operación impartida por el COES;...*". Posteriormente fue modificado por modificado por Decreto Supremo N° 006-98 de fecha 18.02.98 que es el que actualmente rige.

<sup>189</sup> Numeral original señalaba lo siguiente: "*...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,...*". Posteriormente fue modificado por modificado por Decreto Supremo N° 006-98 de fecha 18.02.98 que es el que actualmente rige.

<sup>190</sup> Numeral en el que se agregó: "*..y/o el Coordinador de la Operación del Sistema..*" (Decreto Supremo N° 006-98-EM de fecha 18.02.98.

<sup>191</sup> Numeral agregado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99.

<sup>192</sup> Inciso modificado por D.S. 017-2000-EM de fecha 18.09.2000. El anterior inciso señalaba: "*e) Por no proporcionar o hacerlo en forma inexacta, los datos e informaciones que establecen la Ley y el Reglamento;...*"

<sup>193</sup> Literal original contenía el siguiente texto: "*f) Por aplicar tarifas o fórmulas de reajuste fijadas por la Comisión sin la publicación previa en el Diario Oficial "El Peruano..."*". Posteriormente fue modificado por el Artículo 1° del D.S. N° 043-94-EM, cuyo texto rige en la actualidad.

<sup>194</sup> Inciso original señalaba: "*h) Por no registrar las interrupciones a que se refiere el Artículo 168o. del Reglamento;...*". Posteriormente fue modificado por D.S. 006-98-EM de fecha 18.02.98, con el siguiente texto: "*(...) h) Por variar las condiciones de suministro sin*"

## **Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas**

- 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.<sup>195</sup>  
*Cc. Arts. 102° y 103° de la Ley.*

**Artículo 202°.** OSINERG sancionará a los usuarios con multas equivalentes al importe de 500 a 100000 kilovatios-hora, en los siguientes casos:<sup>196</sup>

- 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 203°.** 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.<sup>197</sup>

---

*autorización previa de la Dirección...*" Finalmente fue modificado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99, cuyo texto rige en la actualidad.

<sup>195</sup> Literal modificado por el D.S N° 006-98-EM de fecha 18.02.98, donde se incluye como sanción el incumplimiento de las normas de OSINERG y posteriormente modificado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99. El anterior inciso señalaba: "p) *Por incumplimiento de las normas y disposiciones emitidas por la Dirección, OSINERG, que se encuentren enmarcadas en la Ley y el Reglamento*".

<sup>196</sup> Párrafo original señalaba: "*Artículo 202.- La Dirección sancionará a los usuarios con multas equivalentes al importe de 500 a 10000 kilovatios - hora, en los siguientes casos:...*" Posteriormente fue modificado por D.S. 022-97-EM de fecha 12.10.97, con el siguiente texto: "*Artículo 202.- La OSINERG sancionará a los usuarios con multas equivalentes al importe de 500 a 10000 kilovatios-hora, en los siguientes casos: ...*". Finalmente fue modificado por Decreto Supremo N° 006-98-EM de fecha 18.02.98, el mismo que rige en la actualidad.

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

**Artículo 205°.** 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 monomía de baja tensión a usuario final, vigente en la Capital de la República.

**Artículo 206°.** 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. <sup>198</sup>

**Artículo 207°.** 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. <sup>199</sup>

**Artículo 208°.** 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. <sup>200</sup>

## TITULO VIII

### GARANTIAS Y MEDIDAS DE PROMOCION A LA INVERSION

---

<sup>197</sup> Modificado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97. El anterior artículo señalaba: "*Artículo 203.- 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."*

<sup>198</sup> Modificado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97. El anterior artículo señalaba lo siguiente: "*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.*"

<sup>199</sup> Modificado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97. El anterior artículo señalaba: "*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".*

<sup>200</sup> Idem. El anterior artículo señalaba lo siguiente: "*Artículo 208.- 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 203o. 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."*

**Artículo 209°.** 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 210°.** 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 sesenta (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 211°.** 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 212°.** 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 213°.** 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.

**Artículo 214°.** 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 215°.** 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.<sup>201</sup>

## **TITULO IX**

### **USO DE BIENES PUBLICOS Y DE TERCEROS**

**Artículo 216°.** 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 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.<sup>202</sup>

**Artículo 218°.** Cuando los concesionarios, haciendo uso del derecho que les confiere el Artículo 109° de la Ley, afecten propiedades del Estado o de terceros, deberán reparar los daños causados y en su caso, resarcir los costos de reparación.

Para el efecto, los concesionarios convendrán con los afectados el modo de subsanar los daños y/o indemnizarlos. En caso de no llegar a un acuerdo, se resolverá por procedimiento arbitral.

*Cc. Art. 112 de la Ley.*

**Artículo 219°.** Las servidumbres que se establezcan en mérito a lo dispuesto en el inciso a) del Artículo 110° de la Ley, comprenderán también las de caminos de acceso y edificaciones, tanto para su operación como para su mantenimiento.

**Artículo 220°.** Las servidumbres de electroducto que se impongan para los sistemas de transmisión, de distribución ya sean aéreos y/o subterráneos comprende:

---

<sup>201</sup> Párrafo modificado por el Artículo 1° del D.S. N° 043-94-EM. El anterior párrafo señalaba: "...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."

<sup>202</sup> Artículo modificado mediante D.S. 038-2001-EM de fecha 18-07-2001. El artículo original disponía que: "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".*

## **Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas**

- 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 221°.** Para efectuar labores con uso de explosivos a una distancia menor a 5000 metros de las instalaciones de una central hidroeléctrica o a 200 metros del eje de un electroducto se deberá obtener autorización previa del respectivo titular, demostrando que se han tomado todas las precauciones que el caso exige, con opinión antelada y favorable de Defensa Civil.

**Artículo 222.-** La solicitud de establecimiento de servidumbre o de su modificación, será presentada ante la Dirección, acompañada de los siguientes requisitos:

- a) Naturaleza y tipo de la servidumbre;
- b) Duración;
- c) Justificación técnica y económica;
- d) Relación de los predios por ser gravados, señalando el nombre y domicilio de cada propietario, si fuese conocido. En los casos previstos en el segundo párrafo del Artículo 224, el Concesionario deberá adjuntar declaración jurada de haber agotado todos los medios para establecer la identidad y el domicilio del propietario;
- e) Descripción de la situación y uso actual de los predios y aires por gravar;
- f) Memoria descriptiva, coordenadas UTM y planos de la servidumbre solicitada, a los que se adjuntará copia de los planos donde se ubica el área por ser gravada de cada uno de los predios con cuyos propietarios no exista acuerdo sobre el monto de la compensación e indemnización, de ser el caso;
- g) Copia del acuerdo que el concesionario haya suscrito con el propietario del predio por ser gravado y de los recibos de pago correspondientes, de ser el caso. El acuerdo debe estar formalizado con la certificación de la firma de las partes por Notario Público o Juez de Paz. En los casos en que no exista acuerdo entre las partes, el concesionario deberá presentar la propuesta de la compensación y de la indemnización, si corresponde;
- h) Otros que el concesionario juzgue necesarios.

Las especificaciones de servidumbre a que se contrae el inciso f) del Artículo 25 de la Ley, contendrán los tipos de servidumbres requeridas y sus principales características técnicas.

Sólo procede acumular en una solicitud dos o más tipos de servidumbre señalados en el Artículo 110 de la Ley, cuando entre éstos exista el elemento de conexión para el funcionamiento de una misma obra. <sup>203</sup>

**Artículo 223.-** Si la solicitud de servidumbre no reúne los requisitos señalados en el artículo anterior será observada por la Dirección, y se admitirá a trámite si el concesionario presenta la subsanación de la observación dentro del plazo de veinte (20) días hábiles contado a partir del día siguiente de la notificación de la observación. Caso contrario, la solicitud será declarada inadmisibles por la Dirección. <sup>204</sup>

**Artículo 224.-** Una vez admitida la solicitud, la Dirección notificará a los propietarios con los que no exista acuerdo, adjuntando copia de la solicitud y de los documentos que la sustentan. Los propietarios deberán exponer su opinión dentro del plazo máximo de veinte (20) días hábiles.

Cuando el propietario del predio no sea conocido, o fuere incierto o se ignore su domicilio, o en cualquier otra situación análoga que impida conocer, determinar o localizar al propietario, la Dirección notificará al concesionario con el modelo del aviso para que lo publique, a su cargo, dentro del plazo de diez (10) días hábiles de notificado. La publicación se efectuará por dos (2) 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. <sup>205</sup>

**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. <sup>206</sup>

---

<sup>203</sup> Artículo modificado mediante D.S. 038-2001-EM de fecha 18-07-2001. El artículo original disponía que: "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.

<sup>204</sup> Artículo modificado mediante D.S. 038-2001-EM. El artículo original señalaba: "*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.*"

<sup>205</sup> Artículo modificado mediante D.S. 038-2001-EM. El artículo original disponía: "*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."*

<sup>206</sup> Artículo modificado mediante D.S. 038-2001-EM. El artículo original disponía que: "*Si se presentara oposición al establecimiento de la servidumbre, la Dirección notificará al concesionario para que absuelva el trámite, dentro del tercer día.*"

**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 (5) días hábiles, bajo apercibimiento de tener por cierto lo expuesto por el opositor.<sup>207</sup>

Cc. Art. 118° de la Ley.

**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.<sup>208</sup>

**Artículo 228.-** Vencido el plazo para presentar oposición, o resueltas las que se hayan presentado, se procederá a determinar el monto de la compensación y de la indemnización, si fuera el caso, que debe ser pagada por el concesionario, si no ha sido materia de acuerdo entre las partes.

Para tal efecto, la Dirección encargará la valorización de la compensación y de la indemnización, si fuera el caso, por las áreas por ser gravadas, a cualquier Institución especializada, salvo que las partes hayan designado de común acuerdo a quien se encargue de la valorización y lo hayan comunicado a la Dirección dentro del plazo a que se refiere el Artículo 225 del Reglamento. El pago de los honorarios correspondientes a la entidad encargada de la valorización será de cargo del concesionario.

Si en el predio por ser gravado con servidumbre algún tercero ejerce legítimamente derechos otorgados por el Estado, la Dirección, a solicitud de parte y por cuenta y cargo de quien lo solicite, encargará a una institución especializada la realización de una inspección a efectos que determine la existencia de daños y perjuicios y, si fuera el caso, la valorización de la indemnización por dicho concepto. La Dirección notificará a las partes el informe pericial. De ser el caso, el tercero podrá reclamar el pago a que hubiere lugar ante el Poder Judicial.<sup>209</sup>

**Artículo 229.-** El monto de la compensación y de la indemnización, si fuera el caso, será pagado por el concesionario directamente al propietario, de conformidad con lo previsto en el Artículo 118 de la Ley. En los casos señalados en el segundo párrafo del Artículo 224 del Reglamento y/o cuando el propietario del predio se niegue a recibir la compensación y/o la indemnización, el concesionario efectuará el pago consignando judicialmente el monto que corresponda dentro del plazo de diez (10) días hábiles siguientes a la notificación de la Resolución, quedando sujeto dicho pago a las normas del Código Civil y del Código Procesal Civil.

---

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

<sup>207</sup> Artículo modificado mediante D.S. 038-2001-EM. El original señalaba que: *“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.”*

<sup>208</sup> Artículo modificado mediante D.S. 038-2001-EM. El original señalaba: *“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”.*

<sup>209</sup> Modificado mediante D.S. 038-2001-EM. El anterior disponía que: *“La Resolución que emita el Ministerio, imponiendo o modificando servidumbres, sólo podrá ser contradicha judicialmente, en lo referente al monto fijado como indemnización”.*



Si vencido el plazo el concesionario no cumpliera con efectuar el pago, perderá el derecho a la servidumbre.

Efectuado el pago oportunamente, el concesionario podrá exigir lo dispuesto en los dos últimos párrafos del Artículo 118 de la Ley.<sup>210</sup>

**Artículo 230.-** La Resolución que emita el Ministerio estableciendo o modificando la servidumbre, sólo 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 118 de la Ley.<sup>211</sup>

## **TITULO X**

### **DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS**

**Artículo 231°.** 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 232°.** 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.<sup>212</sup>

**Artículo 233°.** 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 234°.** 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,

---

<sup>210</sup> Modificado mediante D.S. 038-2001-EM. El original señalaba: *"El monto de la indemnización a abonarse por la imposición de la servidumbre, deberá ser convenida por las partes. Si estas 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".*

<sup>211</sup> Modificado mediante D.S. 038-2001-EM. El articulado original disponía: *"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".*

<sup>212</sup> Modificado por Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado con fecha 12.10.97. El anterior artículo señalaba lo siguiente: *"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, a la Dirección y a la Autoridad de Trabajo el encargo a efectuar."*

corresponda a la Comisión, a la Dirección y al OSINERG, así como el respectivo cronograma de desembolsos.

Dicha fijación se efectuará a más tardar el 30 de noviembre de cada año.<sup>213 214</sup>

**Artículo 235°.** 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. <sup>215</sup>

**Artículo 236°.** 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 237°.** Las referencias que se hacen a la UIT, vigente actualmente, se reemplazará automáticamente por la unidad que la sustituya, para el mismo fin.

**Artículo 238°.** Todas las entidades que desarrollan las actividades de generación y transmisión alcanzarán al Ministerio información referida a proyectos para ser tomados en cuenta en la elaboración del Plan Referencial a que se refiere la Definición 11 del Anexo de la Ley. <sup>216</sup>

**Artículo 239°.** La Dirección queda facultada a dictar las disposiciones complementarias para la aplicación de la Ley y el Reglamento.<sup>217</sup>

---

<sup>213</sup> Artículo modificado por el D.S. 022-97-EM de fecha 12.10.97. El anterior artículo señalaba: *"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 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".*

<sup>214</sup> Este artículo se complementa con lo previsto en el Artículo 3° de la Ley N° 27116, el que señala que: *"Los concesionarios de transporte de hidrocarburos líquidos por ductos, de transporte de gas natural por ductos y de distribución de gas natural por ductos están obligados a contribuir al sostenimiento de los organismos normativos, reguladores y fiscalizadores mediante aportes fijados por el Ministerio de Energía y Minas, que en ningún caso podrán ser superiores al 1% de sus ventas anuales. Dicha fijación se efectuará mediante Decreto Supremo refrendado por el Ministro de Energía y Minas el 30 de noviembre de cada año, debiendo señalar la proporción que, del total fija la Dirección General de Hidrocarburos del citado Ministerio".*

<sup>215</sup> Artículo modificado por el D.S. 022-97-EM de fecha 12.10.97. El anterior artículo señalaba: *"Artículo 235.- 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 efectuarse los aportes en forma oportuna, estarán sujetos a la aplicación de los intereses compensatorios y recargos por mora establecido en el Artículo 176 del Reglamento."*

<sup>216</sup> Artículo modificado mediante Artículo 1° del D.S. 012-2005-EM publicado con fecha 20.03.2005. El artículo original disponía: *"Artículo 238°.- 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".*

<sup>217</sup> Mediante Resolución Directoral N° 049-99EM/DGE publicada con fecha 05.12.99, se aprobó la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

## **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 alcanzados progresivamente en tres periodos 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.<sup>218</sup>

**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.<sup>219</sup>

**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.<sup>220</sup>

**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 registrarán por los dispositivos legales vigentes a esa fecha.

Esta disposición deberá ser de aplicación, inclusive, para los solicitantes ubicados fuera de la concesión provisional a que se refiere la Cuarta Disposición Transitoria de la Ley y, deberá ser considerada parte de la zona de concesión definitiva.

**SÉPTIMA.-** Para efectos de la fijación tarifaria de mayo de 1993, las funciones del COES serán asumidas por la Comisión.

---

<sup>218</sup> Modificado por el Artículo 1° del D.S. N° 02-94-EM. La anterior Disposición señalaba: "*SEGUNDA.- Las pérdidas estándares fijadas conforme a lo establecido en el Artículo 143 del Reglamento, deberán ser alcanzados progresivamente en tres periodos de fijación de las tarifas de distribución. En la primera fijación se deberá alcanzar una reducción del 50% de las pérdidas totales actuales.*"

<sup>219</sup> Disposición que quedó sin efecto mediante Decreto Supremo 006-2002-EM de fecha 20.02.2002.

<sup>220</sup> Disposición cuya vigencia fue prorrogada por el Artículo 2° del Decreto Supremo N° 043-94-EM del 23.10.94

### ***Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas***

**OCTAVA.-** Las empresas de distribución de Servicio Público de Electricidad, deberán determinar y comunicar a cada uno de sus usuarios su respectiva Potencia Contratada, dentro de un plazo de 90 días calendario de la vigencia del Reglamento.

**NOVENA.-** La Dirección deberá efectuar la adecuación de las Normas Técnicas vigentes a los principios de simplificación que establece la Ley, minimizando las exigencias que encarecen innecesariamente la prestación del servicio.

**DÉCIMA.-** El Ministerio, mediante Resolución Ministerial, queda facultado a emitir las disposiciones complementarias que sean necesarias para la aplicación y cumplimiento de la Ley y el Reglamento.