

APRUEBAN EL REGLAMENTO DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

Decreto Supremo N° 009-93-EM

CONSIDERANDO:

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

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

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

DECRETA:

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

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

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

ALBERTO FUJIMORI FUJIMORI

Presidente Constitucional de la República

DANIEL HOKAMA TOKASHIKI

Ministro de Energía y Minas

REGLAMENTO DE LA LEY DE CONCESIONES ELECTRICAS

TITULO I

DISPOSICIONES GENERALES

USO DE TÉRMINOS

Artículo 1.- Cuando en el texto del presente Reglamento se empleen los términos "Ley", "Reglamento", "Ministerio", "DGE", "DGER", "GORE", "OSINERGMIN", "EDE", "ZRT", y al "VAD", se deberá entender que se refiere a la Ley de Concesiones Eléctricas, al Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, al Ministerio de Energía y Minas, a la Dirección General de Electricidad, a la Dirección General de Electrificación Rural, al Gobierno Regional, al Organismo Supervisor de la Inversión Privada en Energía y Minería, a la Empresa de Distribución Eléctrica, la Zona de Responsabilidad Técnica, y al Valor Agregado de Distribución, respectivamente.

(*) Artículo 1 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

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

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

(*) Artículo 2 vigente por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 022-2009-EM, publicado el 16 abril 2009.

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.

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.

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.

REGISTRO DE CONCESIONES Y AUTORIZACIONES ELÉCTRICAS

Artículo 7.- El Registro Único de Concesiones Eléctricas a nivel nacional, al que hace referencia el artículo 6 de la Ley, es de carácter administrativo y tiene por objeto, entre otros, evitar superposiciones de concesiones definitivas y autorizaciones eléctricas, así como advertir la concurrencia entre solicitudes admitidas a trámite; para tal efecto, los administrados deberán presentar las coordenadas UTM (WGS84) en medio digital o ingresarlas en el sistema que establezca la DGE. Dicho registro será administrado por la DGE y por los GOREs en el marco de sus competencias, las que están obligadas a revisarlo previamente a la emisión de cualquier acto administrativo que se vincule a su objetivo.

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 Registros Públicos.

REGISTRO DE SOLICITUDES EN TRÁMITE Y DERECHOS OTORGADOS

Artículo 7-A.- La DGE y los GOREs en un plazo no mayor de cinco (05) días hábiles de emitido el Oficio mediante el que admite a trámite la solicitud de concesión y/o

autorización, deben ingresar al Registro Único de Concesiones Eléctricas la información correspondiente, con el fin de determinar la concurrencia con otras solicitudes en trámite; de ser el caso, se procederá según lo establecido en los artículos 42 y 43 del presente Reglamento.

De declararse improcedente la solicitud de otorgamiento de concesión y/o autorización, la DGE y los GOREs deberán eliminar del Registro Único de Concesiones Eléctricas, en el mismo plazo señalado en el primer párrafo del presente artículo, el acto administrativo que admitió a trámite la solicitud, así como las coordenadas UTM (WGS84) del proyecto.

Asimismo, la DGE y los GOREs en un plazo no mayor de cinco (05) días hábiles de emitida la Resolución correspondiente, mediante la cual se otorga la concesión y/o autorización, deben ingresar al Registro Único de Concesiones Eléctricas la información correspondiente. Previamente a la admisión de solicitudes de concesión o autorización, la DGE y los GOREs deberán verificar la inexistencia de alguna superposición total o parcial en las áreas de otros derechos eléctricos otorgados, a efectos de determinar la compatibilidad técnica de la superposición.

De declararse la caducidad de la concesión y/o revocación de la autorización, éstas deberán registrarse, en el mismo plazo señalado en el párrafo anterior.

INFORMACIÓN DE LOS TITULARES DE ACTIVIDADES ELÉCTRICAS

Artículo 8.- Los titulares de los proyectos que desarrollen actividades eléctricas, a los que hace referencia el artículo 7 de la Ley, deben presentar a la DGE la información técnica, en los formatos, plazos, medios y frecuencia establecidos por la misma.”

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.

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

COMISION DE TARIFAS ELECTRICAS

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 sometida a la normatividad que rija al Sector Público, a excepción de las referidas al Sistema Nacional de Control.

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.

(*) Artículo 13 vigente por el Artículo Primero del Decreto Supremo N° 037-99-EM, publicado el 10-09-99.

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, quien 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.

(*) Artículo 14 vigente por el Artículo Primero del Decreto Supremo N° 037-99-EM, publicado el 10-09-99.

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, quien previamente los seleccionará de las ternas propuestas por las entidades señaladas en el Artículo 11 de la ley.

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.

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.

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.

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.

(*) Artículo 21 vigente por el Artículo Primero del Decreto Supremo N° 037-99-EM, publicado el 10-09-99.

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.

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.

(*) Inciso a) vigente por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 017-2000-EM, publicado el 18-09-2000.

b) Aprobar el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión y distribución;

c) Encargar los estudios para la determinación de la Tasa de Actualización, a que se refiere el Artículo 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;

(*) Inciso g) vigente por el Artículo Primero del Decreto Supremo N° 004-99-EM, publicado el 20-03-99.

h) Emitir las directivas complementarias para la aplicación tarifaria.

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

(*) Inciso i) modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 007-2006-EM, publicado el 20 enero 2006.

j) Fijar el margen de Reserva Firme Objetivo de cada Sistema Eléctrico donde exista un COES y la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta a que se refiere el Artículo 126 del Reglamento.

(*) Inciso j) vigente por el Artículo Primero del Decreto Supremo N° 004-99-EM publicado el 20-03-99.

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." (*)

(*) Inciso k) vigente por el Artículo Primero del Decreto Supremo N° 037-99-EM publicado el 10-09-99.

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." (*)

(*) Inciso l) vigente por el Artículo Primero del Decreto Supremo N° 037-99-EM publicado el 10-09-99.

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 calculo propuesto por el COES sobre el Precio Básico de la Potencia de Punta a que se refiere el inciso g) del Artículo anterior;

(*) Inciso b) vigente por el Artículo Primero del Decreto Supremo N° 004-99-EM, publicado el 20-03-99.

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.

(*) Inciso e) vigente por el Artículo Primero del Decreto Supremo N° 004-99-EM publicado el 20-03-99

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

(*) Inciso f) vigente por el Artículo Primero del Decreto Supremo N° 037-99-EM publicado el 10-09-99

Artículo 24.- El Consejo Directivo celebrará, como mínimo, dos sesiones mensuales. Las sesiones requieren un quórum de tres directores, a excepción de aquéllas 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.

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.

(*) Artículo 26 vigente por el Artículo Primero del Decreto Supremo N° 037-99-EM, publicado el 10-09-99.

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.

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.

TITULO III

CONCESIONES Y AUTORIZACIONES

Artículo 29.- Las solicitudes de concesión temporal y definitiva, autorizaciones y oposiciones que se produzcan, se deben presentar a la DGE y los GORES, según corresponda, siguiendo los procedimientos administrativos establecidos por el Ministerio y cumpliendo con lo establecido en la Ley y el Reglamento.

Si una persona natural o jurídica solicita el otorgamiento de una concesión definitiva de distribución; la DGE o el GORE deben notificar del referido hecho a la EDE responsable de dicha ZRT dentro de los siete (07) días hábiles siguientes de presentada la referida solicitud. La notificación no será exigible cuando se trate de solicitudes de ampliación a las que hace referencia el literal a) del artículo 61 del presente Reglamento.

La EDE responsable de la ZRT tiene un plazo de quince (15) días hábiles a partir de la notificación, para manifestar su decisión de ejercer la prioridad sobre el otorgamiento de concesión de distribución para la ejecución de las obras y el desarrollo de la actividad mediante documento escrito, adjuntando una carta fianza equivalente al 5 % del monto del proyecto propuesto, de garantía por el cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 25 de la Ley para la obtención de la concesión definitiva de distribución en los plazos máximos previstos en las normas correspondientes para estos requisitos. Dicha carta fianza será devuelta al día siguiente hábil de haberse publicado el Aviso de Petición de dicha(s) zona(s) de concesión.

En caso la EDE responsable de la ZRT, ejerza la prioridad para el otorgamiento de concesión de distribución, la DGE o el GORE deben declarar la improcedencia de la solicitud presentada por el tercero, correspondiendo devolver la respectiva garantía de fiel cumplimiento. De no manifestar su decisión de ejercer la prioridad de parte de la EDE dentro del plazo de quince (15) días hábiles antes señalado, se continuará con el trámite de la solicitud presentada por el tercero.

La EDE responsable de la ZRT perderá la prioridad para solicitar la concesión de distribución en las zonas que hayan sido declaradas en caducidad de acuerdo a lo establecido en la Ley y el presente reglamento.

(*) Artículo 29 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

CONCESIONES RESULTANTES DE PROCESOS DE PROMOCIÓN DE LA INVERSIÓN

Artículo 29-A.- Las concesiones que se otorguen como resultado de los procesos de promoción a la inversión privada realizado por el Ministerio o la entidad a que éste encargue, serán aplicables a los contratos bajo la modalidad de construcción, operación, propiedad y finalmente la transferencia de los activos al Estado (Contratos BOOT). El

plazo de la concesión deberá ser el fijado en el propio proceso de promoción de la inversión, siendo como máximo treinta (30) años.

Culminada la vigencia del Contrato derivado del proceso de promoción de la inversión privada, se procede a la transferencia al Estado de todos los bienes y derechos del proyecto. Los criterios de transferencia serán determinados por la DGE y respetarán los términos y condiciones pactados en el Contrato BOOT.

(*) Artículo 29-A vigente por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

CONCESION TEMPORAL

REQUISITOS DE LA CONCESIÓN TEMPORAL

Artículo 30.- Las solicitudes para obtener concesión temporal deben ser presentadas con los siguientes requisitos:

- a) Identificación y domicilio legal del peticionario. Si es persona jurídica, deberá estar constituida con arreglo a las leyes peruanas y presentar la Escritura Pública de Constitución Social y el Poder de su representante legal, vigentes y debidamente inscritos en los Registros Públicos;
- b) Copia de la autorización para la realización de estudios de aprovechamiento hídrico o su equivalente, cuando corresponda, que deberá permanecer vigente durante el periodo de vigencia de la Concesión Temporal;
- c) Memoria Descriptiva y plano general del anteproyecto, que incluyan las coordenadas UTM (WGS84) de los vértices del área donde se llevarán a cabo los estudios;
- d) Cronograma de Ejecución de Estudios, de acuerdo a la norma aprobada por la DGE que define los requisitos de un Estudio de Factibilidad;
- e) Presupuesto detallado de los Estudios, concordado con el literal anterior;
- f) Requerimiento específico de servidumbres temporales sobre bienes de terceros;
- g) Garantía vigente durante el plazo de concesión solicitado, más un periodo adicional mínimo de un (01) mes, por un monto equivalente al 10% del presupuesto total de los estudios, incluyendo impuestos.

Para el caso de concesión temporal relacionada con la actividad de generación, únicamente quedarán comprendidas las solicitudes de concesión temporal cuya potencia instalada sea igual o superior a 750 MW y/o que requieran servidumbres sobre bienes de terceros.

PROCEDIMIENTO PARA CONCESIONES TEMPORALES

Artículo 31.- Dentro del plazo de diez (10) días hábiles de presentada la solicitud, la DGE debe evaluar si la solicitud cumple con los requisitos de admisibilidad establecidos en el artículo precedente. De ser el caso, la DGE la admitirá y dispondrá su publicación en el Diario Oficial El Peruano por dos (02) días calendario consecutivos por cuenta del interesado.

En caso la DGE verifique la existencia de deficiencias u omisiones en la presentación de la solicitud, podrá observarla por única vez. Asimismo, la DGE podrá formular observaciones por única vez respecto a la nueva información presentada en la subsanación. Para ambos casos, se otorga al peticionario el plazo de diez (10) días hábiles para que subsane las observaciones formuladas, bajo apercibimiento de declarar inadmisibles las solicitudes.

(*) Artículo 31 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

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.

(*) Artículo 32 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 025-2006-EM, publicado el 21 abril 2006.

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 efecto del cómputo del plazo para resolver la solicitud de concesión temporal, no serán tomados en cuenta los plazos otorgados para subsanar observaciones, ni para resolver las oposiciones, así como tampoco el plazo necesario para llevar a cabo los eventos presenciales referidos en los Lineamientos para la Participación Ciudadana en las Actividades Eléctricas.

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

(*) Artículo 33 vigente por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 016-2010-EM, publicado el 25 marzo 2010.

CONCESIÓN TEMPORAL PARA ESTUDIOS DE CENTRALES DE GENERACIÓN, SUBESTACIONES Y LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

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

El otorgamiento de la concesión temporal no libera a su titular de obtener los permisos que se requieran para el uso efectivo de las áreas comprendidas dentro de la concesión otorgada, a fin de conservar el medio ambiente, respetar el derecho de propiedad y demás derechos de terceros.

En caso concurren más de una concesión temporal sobre una misma área, las servidumbres temporales que sean constituidas deberán ser utilizadas de forma conjunta cuando ésto sea posible, con el fin de ser lo menos gravosas para el predio sirviente. Las compensaciones y/o indemnizaciones que hubiere lugar a favor de los titulares de los predios afectados, serán prorrateadas entre los beneficiados por las servidumbres compartidas.

De oficio o a solicitud de parte, 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 DGE podrá solicitar a OSINERGMIN, o al ente correspondiente, los informes que resulten necesarios para establecer la viabilidad técnica del uso compartido de las servidumbres. Asimismo, la DGE 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 al ente que se encargará de la valorización.

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

Artículo 35.- La renovación de la concesión temporal sólo podrá otorgarse una vez, por un nuevo período no mayor de un (1) año.

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 o caso fortuito y la solicitud de renovación sea presentada con una anticipación no menor de treinta (30) días hábiles antes de su vencimiento, acompañada de un informe sustentatorio, de la renovación de la respectiva garantía vigente por el plazo de renovación solicitado, el nuevo Calendario de Ejecución de Estudios y demás documentos que resulten pertinentes. De ser el caso, también acompañará la renovación o ampliación de la autorización de uso del recurso natural de propiedad del Estado para realizar los estudios.

La renovación de la concesión temporal será otorgada por Resolución Ministerial, en un plazo máximo de treinta (30) días hábiles 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.

(*) Artículo 35 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 076-2009-EM, publicado el 30 octubre 2009.

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.

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

(*) Artículo vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado el 12.10.97.

SOLICITUD DE CONCESION DEFINITIVA

REQUISITOS PARA EL OTORGAMIENTO DE UNA CONCESIÓN DEFINITIVA

Artículo 37.- La solicitud de concesión definitiva será presentada observando lo establecido en el artículo 25 de la Ley. Asimismo, para el caso de utilización de recursos hídricos, la solicitud deberá considerar las condiciones señaladas en el artículo 37-C del presente Reglamento.

El requisito de admisibilidad referido en el literal b) del artículo 25 de la Ley es aplicable a las concesiones definitivas de generación y se tendrá por cumplido con la presentación de la Resolución emitida por la Autoridad del Agua competente, que apruebe el estudio hidrológico a nivel definitivo o su equivalente. La Resolución emitida por la Autoridad del Agua deberá permanecer vigente por lo menos hasta la publicación de la Resolución que otorgue la concesión definitiva.

El requisito de admisibilidad referido en el literal c) del artículo 25 de la Ley se tendrá por cumplido con la presentación del estudio de factibilidad, según lo establecido por la DGE.

El requisito de admisibilidad referido en el literal d) del artículo 25 de la Ley se tendrá por cumplido con la presentación de un Calendario de Ejecución de Obras que contenga el detalle de los hitos del proyecto, salvo en los casos que estén contemplados en el artículo 37-D del presente Reglamento.

El requisito de admisibilidad referido en el literal i) del artículo 25 de la Ley se tendrá por cumplido con la presentación de una Carta Fianza solidaria, incondicional, irrevocable, de realización automática, sin beneficio de excusión, emitida por una Entidad Bancaria o Compañía de Seguros autorizada por la Superintendencia de Banca y Seguros que opere en el país.

El monto de la garantía de fiel cumplimiento de ejecución de obras será equivalente al 1% del presupuesto del proyecto incluido todos los impuestos, con un tope de 500 UIT. La garantía deberá mantenerse vigente durante todo el procedimiento administrativo hasta la Puesta en Operación Comercial del proyecto, para cuyo efecto el peticionario presentará una garantía con un plazo no menor a un (01) año, salvo que la culminación de ejecución de obras sea menor a dicho plazo, efectuando su renovación oportuna antes de su vencimiento, bajo apercibimiento de ejecutar la garantía y revocar la concesión otorgada.

El requisito de admisibilidad referido en el literal j) del artículo 25 de la Ley se tendrá por cumplido con la presentación de una carta de intención, contrato, convenio u otro documento que acredite que el peticionario contará con el financiamiento para la ejecución de las obras.

El requisito de admisibilidad referido en el literal k) del artículo 25 de la Ley se tendrá por cumplido con la presentación de un informe favorable de una de las entidades Clasificadoras de Riesgo reconocidas por la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP o la Superintendencia del Mercado de Valores (SMV), emitido sin condiciones ni restricciones.

Dicho informe podrá comprender tanto al peticionario como al potencial inversionista que se informe en el requisito del literal j) del artículo 25 de la Ley.

(*) Artículo 37 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

PROCEDIMIENTO DE MODIFICACIÓN DE CONCESIONES Y AUTORIZACIONES

Artículo 37-A.- La modificación de concesiones y/o autorizaciones están sujetas a la actualización de los requisitos de su otorgamiento establecidos en el artículo 25 de la Ley, cuando corresponda.

La modificación de concesiones y/o autorizaciones, adoptarán los cambios realizados en los respectivos contratos que resulten de los procesos de promoción a la inversión privada realizados por el Ministerio o la entidad a que éste encargue, cuando corresponda según lo determinado por la DGE.

(*) Artículo 37-A vigente por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

APROVECHAMIENTO ÓPTIMO DE ÁREAS PARA LAS ACTIVIDADES DE GENERACIÓN

Artículo 37-B.- El peticionario de una concesión definitiva de generación, deberá acreditar que el área solicitada corresponde a la mínima requerida para la capacidad de generación prevista en la solicitud y que no afecta el normal desarrollo de proyectos que cuentan con concesiones definitivas otorgadas. Dicha información deberá ser parte integrante de los Estudios de Factibilidad, de conformidad con la Resolución Directoral N° 046-2010-EM-DGE, o la norma que la reemplace.

(*) Artículo 37-B vigente por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

APROVECHAMIENTO ÓPTIMO PARA PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS

Artículo 37-C.- El estudio del proyecto a nivel de factibilidad al que se refiere el literal c) del artículo 25 de la Ley debe incluir un análisis sobre la utilización eficiente del recurso hídrico que considere la máxima capacidad de generación eléctrica y que privilegie el aprovechamiento hidroenergético óptimo en la cuenca hidrográfica de interés, considerando criterios técnicos, económicos y ambientales para asegurar la óptima utilización del recurso energético renovable.

El análisis del “Aprovechamiento Óptimo” deberá incluir los siguientes criterios:

a. Evaluación de los Esquemas Hidroeléctricos alternativos en la zona de concesión solicitada, como sustento de la selección óptima del proyecto presentado;

b. El Esquema Hidroeléctrico seleccionado debe sustentar la ubicación de las presas o derivación y las obras de generación para la capacidad propuesta e infraestructura en la zona de concesión solicitada;

c. El proyecto deberá ser compatible con el desarrollo de otras actividades como los requerimientos de uso de agua potable, irrigación, navegación, control de inundaciones u otros fines públicos que utilicen el recurso hídrico en la zona de influencia (aguas arriba y/o aguas abajo);

d. Evaluar el impacto sobre proyectos identificados por el Estado en los estudios de aprovechamiento del recurso hídrico para Generación, en la respectiva cuenca.

e. El proyecto hidroeléctrico propuesto debe tomar en cuenta el desarrollo progresivo del uso consuntivo del agua. En caso la secuencia natural de los caudales sea afectada por los caudales turbinados se debe considerar obras de regulación para no afectar la utilización del recurso aguas abajo (usos municipales, riego y derechos de terceros);

f. El diseño debe efectuarse según las normas relativas al diseño de estructuras hidráulicas y su seguridad operativa según estándares aplicables;

g. El Estudio Hidrológico deberá considerar mediciones diarias de caudales obtenidos con métodos directos, por un período mínimo de un (01) año;

h. Calcular el potencial técnico disponible en el punto de interés y precisar el aprovechamiento óptimo evaluando el aumento de energía para incrementos de la capacidad instalada considerando principios técnicos y económicos.

El Ministerio, a través de la DGE, desarrollará los lineamientos dispuestos en el presente artículo mediante una directiva específica.

(*) Artículo 37-C vigente por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

CONCESIÓN Y AUTORIZACIÓN DERIVADA DE UN PROCESO DE PROMOCIÓN DE LA INVERSIÓN PRIVADA

Artículo 37-D.- Cuando el peticionario solicite una concesión definitiva o autorización de generación como consecuencia de un proceso de promoción de la inversión privada a cargo del Estado, la concesión definitiva o autorización de generación recogerá el cronograma de ejecución de obras establecido en dicho proceso. En este caso, sólo se deberá presentar una copia del cronograma a la DGE o el GORE, como parte de la solicitud correspondiente.

De igual modo, para la concesión definitiva o autorización de generación, sólo se deberá presentar una copia de la Carta Fianza vigente; siempre que esté adecuada a lo establecido en el artículo 25 de la Ley, cumpliendo con garantizar el fiel cumplimiento de la ejecución de las obras, debiendo presentarse conjuntamente con la solicitud.

(*) Artículo 37-D vigente por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

PLAZO PARA EVALUAR LA SOLICITUD - REQUISITOS DE ADMISIBILIDAD

Artículo 38.- Dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a la presentación de la solicitud, la DGE o el GORE efectuarán la evaluación correspondiente para verificar el cumplimiento de los requisitos de admisibilidad señalado en el artículo 25 de la Ley.

(*) Artículo 38 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

OBSERVACIÓN A LA SOLICITUD

Artículo 39.- Si de la evaluación efectuada por la DGE o el GORE se verifica la existencia de deficiencias u omisiones en la presentación de la solicitud, se podrán formular observaciones.

Asimismo la DGE o el GORE podrá, por única vez, formular observaciones a la información presentada en la subsanación.

(*) Artículo 39 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

INADMISIBILIDAD DE LA SOLICITUD

Artículo 40.- La DGE o el GORE notificará la observación al peticionario para que la subsane dentro del plazo de diez (10) días hábiles siguiente de notificado.

Asimismo, la DGE o el GORE otorgarán un plazo de diez (10) días hábiles para que el peticionario subsane las observaciones a la nueva información presentada, bajo apercibimiento de declarar inadmisibile la solicitud y devolver la garantía presentada.

(*) Artículo 40 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

ADMISIÓN DE LA SOLICITUD - PUBLICACIONES

Artículo 41.- Cumplidos los requisitos de admisibilidad, o subsanada la observación formulada, la DGE o el GORE notificará al peticionario la admisión a trámite de la solicitud de concesión; asimismo, en el mismo acto administrativo notificará al peticionario el texto del aviso de petición para efectos de las publicaciones, conforme a lo señalado en el artículo 25 de la Ley.

Las publicaciones serán efectuadas dentro de los diez (10) días hábiles siguientes de la notificación del aviso de petición, y los originales de los cuatro (04) avisos serán presentados a la DGE o el GORE dentro de los cinco (05) días hábiles siguientes de la última publicación.

Una vez notificada la admisibilidad de la solicitud, cualquier incumplimiento respecto de alguna actuación a cargo del administrado, inclusive respecto de la realización de publicaciones, dará lugar a que la solicitud sea declarada improcedente y se disponga la devolución de la garantía presentada en el marco de la solicitud de concesión.

(*) Artículo 38 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

TRAMITE DE CONCURRENCIA DE SOLICITUDES

EVALUACIÓN DE LAS SOLICITUDES CONCURRENTES

Artículo 42.- La concurrencia de solicitudes a la que hace referencia la Ley, se presenta cuando existan dos o más solicitudes de concesión definitiva, cuyas áreas se superpongan entre ellas total o parcialmente.

De conformidad con el artículo 26 de la Ley, el procedimiento de concurrencia puede ser iniciado hasta quince (15) días hábiles contados desde la última fecha de publicación a la que hace referencia el artículo 41 del Reglamento. Transcurrido dicho plazo, concluye la presente etapa del procedimiento.

Para la evaluación de las solicitudes concurrentes se tomará en consideración lo siguiente:

Si en el plazo señalado en el artículo 26 de la Ley, se presentarán nuevas solicitudes para obtener una concesión definitiva que se encuentre dentro de los supuestos anteriormente señalados, vencido dicho término, la DGE o el GORE procederá a:

- a) Notificar al peticionario de la concesión y a los demás peticionarios sobre la existencia de la concurrencia, dentro de los siguientes cinco (05) días hábiles; y,
- b) Determinar las solicitudes concurrentes válidas para su admisión, conforme con lo establecido en los artículos 37 a 41 del Reglamento, con excepción de la publicación a que se refiere el citado artículo 41.

(*) Artículo 42 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

Artículo 42 A.- Derogado

SELECCIÓN DE MEJOR ALTERNATIVA

Artículo 43.- Calificada la concurrencia, entre solicitudes de concesiones definitivas o de autorización; según sea el caso, todas ellas válidas para su admisión, la DGE o el GORE procederá a seleccionar la mejor alternativa sobre la base del aprovechamiento eficiente de los recursos naturales, en términos de máxima capacidad; así como, en igualdad de condiciones, tendrá preferencia el proyecto que en primer término haya suscrito un Contrato de Concesión derivado de un proceso de subasta bajo el marco del Decreto Legislativo N° 1002, y en segundo término, el proyecto que contemple el menor plazo de ejecución de obras, de acuerdo a los lineamientos emitidos por la DGE.

Una vez seleccionado el proyecto, será aplicable lo dispuesto en el artículo 41 del Reglamento respecto de la publicación del aviso de petición iniciando el período de oposiciones. Dicha publicación no dará derecho a la concurrencia de solicitudes.

(*) Artículo 43 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

TRAMITE DE OPOSICIONES

FORMULACIÓN 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, únicamente en los siguientes casos:

a) Cuando se afecte el desarrollo de las actividades en las concesiones definitivas o autorizaciones eléctricas otorgadas;

b) Cuando se presente superposición de áreas requeridas para el desarrollo de actividades en las concesiones otorgadas por el Estado en otros sectores o de áreas reservadas por el mismo, y que sean incompatibles con el proyecto eléctrico. En estos casos, se requerirá la opinión previa de la autoridad del sector correspondiente; el plazo del procedimiento de otorgamiento de concesión definitiva o autorización eléctrica se suspenderá hasta la recepción de dicha opinión.

(*) Artículo 44 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

SUSTENTACIÓN DE OPOSICIONES

Artículo 45.- Las oposiciones que se formulen, serán sustentadas con los siguientes documentos, según sea el caso:

a) Resolución que otorgue la concesión y/o autorización para el desarrollo de actividades relacionadas al sub sector electricidad. En caso la concesión y/o autorización haya sido otorgada por la misma entidad ante la cual se formula la oposición, el opositor sólo deberá hacer referencia a la Resolución que la otorga;

b) Resolución que otorgue derechos para el desarrollo de otras actividades de otros sectores;

c) Documento sustentatorio que certifique que las áreas comprendidas en la solicitud de concesión y/o autorización, son protegidas o en su defecto han sido reservadas por el Estado;

d) Otros documentos que sustenten la afectación al desarrollo de las actividades, a que se refiere el artículo 44 del presente Reglamento.

Asimismo, el opositor deberá presentar una garantía por un monto equivalente al que se fija en el artículo 37 del Reglamento, con vigencia hasta diez (10) días hábiles posteriores del plazo para emitir la resolución que resuelva la oposición.

(*) Artículo 45 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

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

(*) Artículo 46 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 038-2001-EM publicado el 18-07-2001.

Artículo 47.- Si el petionario 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.

(*) Artículo 47 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 038-2001-EM publicado el 18-07-2001.

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

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

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

(*) Artículo 48 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 038-2001-EM publicado el 18-07-2001.

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

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

RESOLUCION DE OPOSICIÓN

Artículo 50.- Evaluadas las pruebas presentadas por las partes, la DGE o el GORE resolverá la oposición en el plazo de diez (10) días hábiles. Dicho pronunciamiento podrá ser apelado dentro del plazo de cinco (05) días hábiles.

La apelación deberá ser resuelta en el plazo de diez (10) días hábiles, emitiendo la respectiva Resolución Viceministerial o el dispositivo legal del superior jerárquico inmediato del órgano que resolvió el procedimiento de oposición en el caso del GORE.

En caso la oposición fuera declarada infundada, se ejecutará la garantía otorgada por el opositor.

(*) Artículo 50 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 038-2001-EM publicado el 18-07-2001.

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

PROCEDENCIA DE LA SOLICITUD - EVALUACIÓN

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 DGE o el GORE procederá a efectuar la evaluación técnico - normativa pertinente en el marco del Código Nacional de Electricidad y demás normas aplicables de acuerdo a la naturaleza del proyecto, con la finalidad de decidir si procede o no el otorgamiento de la concesión.

En caso la DGE o el GORE verifiquen la existencia de deficiencias u omisiones en la presentación de la solicitud, podrán observarla por única vez. Asimismo, la DGE o el GORE podrán formular observaciones por única vez respecto a la nueva información presentada en la subsanación. Para ambos casos, se otorga al peticionario el plazo de diez (10) días hábiles para que subsane las observaciones formuladas, bajo apercibimiento de declarar inadmisibile la solicitud. Excepcionalmente, la DGE o GORE podrán solicitar información complementaria, de ser necesario, para la continuación del trámite correspondiente.

De ser procedente la solicitud, la DGE o el GORE notificará al peticionario el proyecto de resolución y el Contrato de Concesión para que dentro del plazo de tres (03) 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 el peticionario está conforme con la información.

(*) Artículo 52 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

INFORME DE COMPATIBILIDAD

Artículo 52-A. Para las solicitudes que se superpongan a una concesión de generación o transmisión, o a una autorización de generación previamente otorgadas de acuerdo a la información consignada en el Registro Único de Concesiones y Autorizaciones, previamente al otorgamiento de la concesión definitiva o de la autorización de generación y que no exista acuerdo entre las partes, la DGE o el GORE deberá emitir un Informe de Compatibilidad. En dicho informe se verificará que el proyecto materia de la solicitud no afecta el buen funcionamiento de los proyectos que ya cuentan con concesión definitiva o autorización. Dicho análisis se efectuará sobre la base de lo consignado en el Estudio de Factibilidad.

El Informe de Compatibilidad deberá tener en consideración lo resuelto en el procedimiento de oposición, en caso el titular de la concesión definitiva o autorización sobre la cual se presente la superposición presenta una oposición, de acuerdo al artículo 44 inciso a) del Reglamento. Dicho informe deberá emitirse en un plazo máximo de cinco (5) días hábiles de concluido el procedimiento de oposición.

Para los casos en que no se haya presentado una oposición, el Informe de Compatibilidad será emitido como consecuencia de la evaluación técnico-normativa regulada en el artículo 52, sobre la base de lo consignado en el Estudio de Factibilidad. En este supuesto, el Informe de Compatibilidad deberá ser emitido en un plazo máximo de quince (15) días hábiles desde que concluya el plazo para iniciar la oposición.

(*) Artículo 52-A vigente por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

EXPEDICIÓN DE RESOLUCION

Artículo 53.- Los plazos otorgados al peticionario para subsanar observaciones y verificación de datos; así como el plazo otorgado a la EDE para manifestar su decisión de ejercer su prioridad para la ejecución de las obras, no serán computados para los efectos del plazo a que se refiere el artículo 28 de la Ley.

La Resolución Ministerial de otorgamiento de la concesión, aprobará el respectivo Contrato de Concesión, y autorizará al Director General de Electricidad o a quien haga sus veces, para intervenir en la celebración del mismo a nombre del Estado. La Resolución conjuntamente con el contrato, será notificada al peticionario dentro de los cinco (05) 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.

En el caso que la concesión definitiva sea otorgada por un GORE, se realizará mediante el dispositivo legal correspondiente, de acuerdo a lo establecido en las normas pertinentes.

(*) Artículo 53 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

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.

(*) Artículo 54 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 025-2006-EM, publicado el 21 abril 2006.

CONSIGNACIÓN DE DATOS EN CONTRATO DE CONCESIÓN

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 EDEs, determinado de acuerdo al artículo 2 del Reglamento;
- c) La garantía que señalan el cuarto y quinto párrafo del artículo 37 del Reglamento;
- d) Las concesiones que se otorguen como resultado de la adjudicación en procesos de promoción de la inversión, bajo la modalidad de contratos de construcción, operación, propiedad y finalmente la transferencia de los activos al Estado (Contratos BOOT) a las que se refiere el artículo 22 de la Ley, deberán especificar: i) El plazo del contrato; ii) El Calendario del Contrato suscrito como resultado de procesos de promoción de la inversión; y, iii) Las condiciones de transferencia de todos los bienes y derechos del proyecto al Estado al término de la concesión, de acuerdo a los términos y condiciones del referido Contrato, en caso corresponda.

(*) Artículo 55 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

Artículo 56.- El titular de la concesión sufragará los gastos que demande la respectiva escritura pública y estará obligada 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 32, el artículo 37, el artículo 45, inciso c) del artículo 55 y artículo 66 del Reglamento serán otorgadas mediante carta fianza o póliza de seguro extendida por una entidad financiera o de seguros que opere en el país.

Los titulares de concesión y autorización podrán solicitar la liberación parcial de la garantía otorgada en función al avance de los estudios o las obras, cada vez que ejecute un 25% del presupuesto de los estudios o de las obras. La liberación de las garantías será aprobada por la entidad competente, previo informe de fiscalización que realice OSINERGMIN sobre el avance de los estudios u obras, según corresponda.

(*) Artículo 57 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 076-2009-EM, publicado el 30 octubre 2009.

OBLIGACIONES DE TITULARES DE CONCESIONES Y AUTORIZACIONES

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

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

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

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

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

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

(*) Inciso d) vigente por el Artículo 3 del Decreto Supremo N° 064-2005-EM, publicado el 29 diciembre 2005.

(*) Artículo 58 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 006-98-EM, publicado el 18.02.98.

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.

DELIMITACIÓN DE ZONA DE CONCESIÓN DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 60.- La concesión de distribución puede comprender una o más zonas, debiendo estar identificadas y delimitadas en el Contrato de Concesión con coordenadas UTM (WGS84).

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

Las solicitudes de concesión de distribución comprenderán el área geográfica ocupada por habilitaciones o centros urbanos y/o donde existan o se prevea implantar redes de distribución, más una franja de un ancho mínimo de doscientos (200) metros en torno a las referidas áreas geográficas.

En lo referido a las ampliaciones de concesión de distribución, a la que hace referencia el artículo 30 de la Ley, estas deberán corresponder a zonas adyacentes a sus respectivas zonas de concesión dentro del porcentaje establecido en el artículo 61 del presente Reglamento.

(*) Artículo 60 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

ASIGNACIÓN DE LA ZRT

Artículo 60-A.- Las ZRT en su conjunto cubrirán la totalidad del territorio nacional. Las ZRT comprenderán áreas definidas geográficamente para lograr el acceso universal del suministro eléctrico, considerando preferentemente los límites distritales, provinciales y/o regionales.

El establecimiento de la ZRT, tiene la finalidad de asignar a las EDEs responsables, la planificación indicativa para la ampliación de la cobertura eléctrica en la ZRT; la cual no será vinculante para fines tarifarios.

El Ministerio determina para cada EDE una ZRT, según los siguientes criterios básicos:

- * Zonas de concesión existentes.
- * Uso eficiente de las redes eléctricas existentes.
- * Características geográficas.
- * Vías de acceso y facilidades de comunicación.

Mediante Resolución Ministerial, se podrán variar los límites de las ZRT en función de la evolución de la constitución de los Sistemas Eléctricos, y las mejores condiciones para la prestación del servicio eléctrico.

Para el proceso de fijación o modificación de las ZRTs, el Ministerio prepublicará la Resolución Ministerial para que los interesados efectúen sus comentarios. De igual forma, el Ministerio podrá implementar cualquier otro mecanismo que considere pertinente.

(*) Artículo 60-A vigente por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

RESPONSABILIDAD DE LAS EDES EN LA ZRT

Artículo 60-B.- Los proyectos de ampliación de redes en los sistemas de distribución eléctrica destinadas al Servicio Público de Electricidad que se ejecuten dentro de las ZRT y fuera de las concesiones existentes, deben contar con la aprobación técnica de la EDE responsable de la respectiva ZRT. Se exceptúa de esta aprobación técnica a las ampliaciones de redes realizadas en el marco de lo establecido en el artículo 30 de la Ley y el artículo 61 del presente Reglamento.

La aprobación técnica por parte de las EDEs se efectuará en un plazo no mayor de veinte (20) días hábiles verificando el cumplimiento de la normatividad eléctrica y los criterios técnicos que establezca la DGE. De ser el caso, los proyectos deben considerar los refuerzos y ampliaciones que se requieran en los sistemas eléctricos existentes, desde los cuales se alimentarán las redes que contienen dichos proyectos.

En caso el peticionario no esté de acuerdo con lo resuelto por la EDE, podrá solicitar a OSINERGMIN que analice la solicitud del proyecto de distribución y las observaciones de la EDE en función de la normativa vigente. OSINERGMIN emitirá un informe técnico vinculante que deberá ser cumplido por la EDE.

Los proyectos de electrificación rural que se ejecuten dentro de la ZRT, se rigen por lo dispuesto en la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural y su reglamento.

(*) Artículo 60-B vigente por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

PROCEDIMIENTO PARA REGULARIZACIÓN DE AMPLIACIONES

Artículo 61.- El procedimiento para la regularización de ampliaciones, al que hace referencia el artículo 30 de la Ley, se efectuará mediante el siguiente procedimiento:

a) La EDE presentará a la DGE o al GORE la solicitud que acompaña el Informe que señale la delimitación de la zona donde efectuará la ampliación, conjuntamente con el Calendario de Ejecución de Obras, la correspondiente garantía de fiel cumplimiento; así como, el plano de la nueva área delimitada con coordenadas UTM (WGS84). Las ampliaciones que se prevean realizar en torno a sus respectivas zonas de concesión, no deben superar el veinte por ciento (20%) de cada zona de concesión.

b) Dentro de los diez (10) días hábiles siguientes de la presentación, la DGE o el GORE efectuará la evaluación de la solicitud para verificar el cumplimiento de los requisitos de admisibilidad señalados en el numeral anterior. Si de la evaluación efectuada se determinara la necesidad de ampliar información o se verificará la existencia de deficiencias y/u omisiones susceptibles de corregirse, la solicitud será observada. La DGE o el GORE notificará la observación a la EDE para que la subsane dentro del plazo de diez (10) días hábiles, contados a partir de la fecha de notificación de la observación, bajo apercibimiento de declarar inadmisibile la solicitud.

c) Cumplidos los requisitos de admisibilidad, o subsanada la observación formulada, la DGE o el GORE notificará a la EDE la admisión a trámite de la solicitud; asimismo, en el mismo acto administrativo notificará el texto del aviso de ampliación para efectos de las publicaciones, conforme al tercer párrafo del artículo 30 de la Ley. Las publicaciones serán efectuadas según lo establecido en el artículo 41 del presente Reglamento, en todo lo que le sea aplicable. Con dicha publicación, la EDE adquiere la exclusividad para el desarrollo de la actividad de distribución en la zona delimitada y asume las obligaciones de los concesionarios de distribución.

d) Concluida la ejecución de las obras, conforme a lo establecido en el Calendario de Ejecución de Obras, la DGE o el GORE determinará las modificaciones a incorporarse y notificará a la EDE el proyecto de Resolución correspondiente y de la Adenda al Contrato de Concesión para que dentro del plazo de tres (03) 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.

e) La Resolución que apruebe la Adenda al Contrato de Concesión deberá dictarse dentro del plazo de cuarenta y cinco (45) días hábiles de presentada la solicitud. Los plazos otorgados a la EDE para subsanar observaciones y verificación de datos, no serán computados para los efectos del plazo señalado en el presente párrafo.

f) La Resolución será notificada a la EDE y publicada por una sola vez en el Diario Oficial El Peruano, dentro de los cinco (05) días hábiles siguientes a su notificación. La publicación será por cuenta de la EDE.

(*) Artículo 61 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

RESPONSABILIDAD POR EL INCUMPLIMIENTO DEL CALENDARIO DE EJECUCIÓN DE OBRAS

Artículo 61-A.- En caso de no ejecutar el proyecto de acuerdo al Calendario de Ejecución de Obras aprobado, salvo causales de caso fortuito o fuerza mayor calificadas

por OSINERGMIN, la DGE ejecutará la garantía de fiel cumplimiento; asimismo, la EDE perderá la exclusividad referida en el literal c) del artículo 61 del presente Reglamento.

(*) Artículo 61-A vigente por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

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

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

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

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

(*) Artículo 62 vigente por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 017-2000-EM, publicado el 18-09-2000.

Artículo 63.- El plazo de vigencia de los contratos, 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 63 vigente por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

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.

(*) Artículo 64 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado el 12.10.97.

REGISTRO DE CONSUMO MENSUAL Y FACTURACIÓN

Artículo 64-A.- Las EDEs, los titulares y las personas que obtengan los permisos a que se refiere el artículo 121 de la Ley están obligados a tomar mensualmente la lectura de los medidores que registra el consumo de energía y en base a ello emitir la factura del mes correspondiente, salvo la excepción prevista en el artículo 172 del presente Reglamento.

(*) Artículo vigente por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

RESPONSABILIDAD DE LOS TITULARES DE ACTIVIDADES ELÉCTRICAS

Artículo 64-B.- Las EDEs, los titulares y las personas que obtengan los permisos a que se refiere el Artículo 121 de la Ley, serán los responsables por los eventos que originen sobretensiones en la red imputables a sus sistemas de distribución; asimismo, deben disponer la instalación de elementos de protección a fin de no afectar los equipos o artefactos de los usuarios.

(*) Artículo vigente por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

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

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

(*) Artículo 65 vigente por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 017-2000-EM, publicado el 18-09-2000.

SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN

Artículo 66.- La solicitud de autorización debe estar acompañada de una garantía equivalente al 1% del presupuesto del proyecto, incluido todos los impuestos, con un tope de 500 UIT. La garantía debe mantenerse vigente hasta la fecha de inicio de la operación comercial, para cuyo efecto el petionario podrá presentar una garantía con un plazo no menor de un (01) año, salvo que la culminación de ejecución de obras sea menor a dicho plazo, efectuando su renovación oportuna antes de su vencimiento, bajo apercibimiento de ejecutar la garantía y revocar la autorización otorgada. Se exceptúa de la presentación de esta garantía, las solicitudes de autorización para generación eléctrica mediante la cogeneración.

Los requisitos de admisibilidad referidos en los literales h) e i) del artículo 38 de la Ley se tendrán por cumplidos con la presentación de la documentación respectiva, en cuyo caso resulta aplicable lo dispuesto por el artículo 37 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.

(*) Artículo 66 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

EVALUACIÓN Y OTORGAMIENTO DE LA AUTORIZACIÓN

Artículo 67.- De no haberse formulado oposición o éstas hayan sido resueltas a favor del petionario en la vía administrativa, y habiéndose cumplido con los requisitos de admisibilidad, la DGE o el GORE procederá a efectuar la evaluación técnico - normativa pertinente en el marco del Código Nacional de Electricidad y demás normas aplicables de acuerdo a la naturaleza del proyecto, con la finalidad de decidir si procede o no el otorgamiento de la autorización.

Si de la evaluación efectuada se verifica la existencia de deficiencias u omisiones, en la presentación de la solicitud o en la nueva información presentada en la subsanación, éstas podrán ser observadas por única vez. La DGE o el GORE notificará la observación al peticionario para que la subsane dentro del plazo de diez (10) días hábiles, contado a partir del día siguiente de la fecha de notificación de cada observación, bajo apercibimiento de declarar improcedente la solicitud.

De ser procedente la solicitud, o subsanada la observación formulada, se otorgará la autorización mediante Resolución Ministerial. La Resolución deberá publicarse en el Diario Oficial El Peruano por una sola vez, por cuenta del interesado dentro de los cinco (05) días calendario siguientes a su expedición.

En el caso que la autorización sea otorgada por un GORE, se realizará mediante el dispositivo legal correspondiente, de acuerdo a lo establecido en las normas pertinentes.”

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

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

REVOCACIÓN DE AUTORIZACIONES

Artículo 69.- Las autorizaciones serán revocadas por el Ministerio o GOREs, previo informe de la DGE o del órgano competente del GORE, en los siguientes casos:

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;

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); o,

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.

Cuando la revocación 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 DGE o el GORE.

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

RENUNCIA DE AUTORIZACIONES

Artículo 69-A. Los titulares de Autorizaciones pueden renunciar a las mismas, comunicando este hecho al Ministerio o al GORE con una anticipación no menor de seis (6) meses. La renuncia a la autorización que comprometa el servicio público de electricidad se rige por los requisitos y procedimiento establecido para la renuncia a una concesión definitiva en lo que le fuera aplicable, debiendo expedirse la Resolución correspondiente para la aceptación de la renuncia.

(*) Artículo 69-A vigente por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

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.

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 efectivo. En este caso la Dirección ejecutará las garantías otorgadas por el concesionario.

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

TRAMITACIÓN DE CADUCIDAD DE CONCESIÓN

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 DGE o el GORE formará un expediente, en el cual se documentará la causa que amerita la caducidad; debiendo notificar este hecho al concesionario;
- b) El concesionario, una vez recibida la notificación a que se refiere el inciso precedente, deberá efectuar los descargos presentando las pruebas que considere convenientes a su derecho, dentro del plazo improrrogable de diez (10) días hábiles de recibida la respectiva carta notarial. Vencido el plazo sin que el concesionario presente los descargos referidos, se declarará la caducidad;
- c) Los descargos presentados por el concesionario dentro del plazo señalado en el inciso que antecede serán evaluados por la DGE o el GORE y, de ser el caso, se emitirá la Resolución declarando la caducidad dentro del plazo máximo de treinta (30) días hábiles desde el vencimiento del plazo señalado en el inciso anterior;
- d) El procedimiento de caducidad quedará en suspenso únicamente si, dentro del plazo de treinta (30) días hábiles desde el vencimiento del plazo señalado en el inciso b), el concesionario presenta a la DGE o al GORE un Calendario Garantizado de Ejecución de Obras que contenga la fecha de los principales hitos, entre ellos, la fecha de inicio de la ejecución de las obras y la fecha de puesta en operación comercial, acompañado de una Carta Fianza solidaria, incondicional, irrevocable, de realización automática, sin beneficio de excusión, emitida por una Entidad Bancaria o Compañía de Seguro autorizada por la Superintendencia de Banca y Seguros, que garantiza el cumplimiento del Calendario Garantizado de Ejecución de Obras por parte del concesionario, por un monto equivalente a:

1. Cinco Mil Unidades Impositivas Tributarias (5 000 UIT), si es que el plazo para iniciar las obras indicadas en el Calendario Garantizado de ejecución de Obras no es mayor a un (01) año contado a partir de la fecha de su presentación a la DGE.

2. Diez Mil Unidades Impositivas Tributarias (10 000 UIT), si es que el plazo para iniciar las obras indicadas en el Calendario Garantizado de Ejecución de Obras es mayor a un (01) año y no es mayor a dos (02) años contado a partir de la fecha de su presentación a la DGE.

El Plazo para el inicio de las obras previsto en el Calendario Garantizado de Ejecución de obras presentado con la solicitud de suspensión, no podrá ser mayor a dos (02) años contado a partir de la fecha de su presentación a la DGE.

El plazo para iniciar o reanudar las obras previstas en el Calendario Garantizado de Ejecución de Obras presentado con la solicitud de suspensión, no podrá ser mayor a dos (02) años contado a partir de la fecha de su presentación a la DGE o al GORE.

e) Cumplidas las condiciones señaladas en el inciso d), se emitirá la Resolución que declare en suspenso el procedimiento de caducidad y apruebe el Calendario Garantizado de Ejecución de Obras. La garantía debe extenderse hasta la puesta en operación comercial. La renovación de la Carta Fianza deberá ser presentada a la DGE o al GORE antes de su fecha de vencimiento. En caso contrario, la garantía será ejecutada y el concesionario quedará obligado a presentar, sin requerimiento alguno, una nueva garantía por un monto igual al de la garantía que fue ejecutada, dentro del plazo improrrogable de veinte (20) días hábiles desde la fecha de vencimiento de la garantía ejecutada, bajo apercibimiento de expedir la Resolución declarando la caducidad de la concesión. No se exceptúa de presentación de la garantía a ningún tipo de concesión. En caso de cumplimiento de la fecha de puesta en operación comercial, la garantía será devuelta al concesionario, con lo cual quedará sin efecto el procedimiento de caducidad;

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

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

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.

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

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

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 017-2009-EM, publicado el 07 marzo 2009.

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

b) Formulará, directamente o mediante consultoría, las Bases que regirán la subasta, las que contendrán el cronograma, los términos de referencia para los requisitos de precalificación, para la propuesta económica, las garantías requeridas para intervenir en el proceso, la oportunidad y la forma en que el adjudicatario de la subasta debe depositar el valor correspondiente de manera tal que se garantice el pago de los gastos totales que demande la intervención informados al Ministerio hasta antes de la fecha de convocatoria y los gastos necesarios para llevar a cabo la subasta, así como el pago al ex concesionario del saldo que hubiere. Esta acción deberá efectuarse simultáneamente a la valorización de los derechos y bienes de la concesión;

c) Cumplido lo dispuesto en los incisos que anteceden, el Ministerio mandará publicar la convocatoria de la subasta pública en el Diario Oficial El Peruano, por tres (3) días consecutivos;

d) Dentro de los diez (10) días desde la última publicación del aviso de convocatoria, se llevará a cabo un acto público en el que los interesados presentarán sus requisitos de precalificación, las que deberán ser evaluadas por el Ministerio dentro de los diez (10) días siguientes;

e) Entre los interesados que hayan obtenido precalificación técnica aprobatoria, en acto público se otorgará la buena pro al que presente la mejor propuesta económica, decisión que podrá ser materia de impugnación ante el Viceministro de Energía;

f) En el caso se declare desierta la subasta, el Ministerio efectuará una segunda convocatoria dentro de los sesenta (60) días de haber quedado desierta la primera, excepto cuando se afecte el Servicio Público de Electricidad. En este caso de excepción, el Ministerio podrá asignar la concesión al Agente, de propiedad del Estado y de la misma actividad eléctrica, que se encuentre más cercano a la concesión materia de la subasta en los términos y condiciones que se fijen en el nuevo contrato de concesión, la misma que será valorada al precio fijado en la subasta.

g) Cuando se afecte el Servicio Público de Electricidad, el otorgamiento de la Buena Pro podrá efectuarse aun cuando se haya presentado un solo postor.

(*) Artículo 79 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 017-2009-EM, publicado el 07 marzo 2009.

TITULO IV

COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA

ASPECTOS GENERALES

Artículo 80.- Derogado

Artículo 81.- Derogado

Artículo 82.- Derogado

Artículo 83.- Derogado

Artículo 84.- Derogado

Artículo 85.- Derogado

Artículo 86.- Derogado

Artículo 87.- Derogado

Artículo 88.- Derogado

Artículo 89.- Derogado

Artículo 90.- Derogado

Artículo 91.- Derogado

PROCEDIMIENTOS PARA LA OPTIMIZACION DE LA OPERACION

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.

(*) Sexto párrafo vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 003-2005-EM, publicado el 03 febrero 2005.

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.

(*) Séptimo párrafo vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 003-2005-EM, publicado el 03 febrero 2005.

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.

(*) Octavo párrafo vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 003-2005-EM, publicado el 03 febrero 2005.

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

(*) Noveno párrafo vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 003-2005-EM, publicado el 03 febrero 2005.

(*) Artículo 92 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 039-2001-EM publicado el 18-07-2001.

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

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

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

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

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

En casos de Situación Excepcional, el COES podrá emitir disposiciones para la operación que contemplen configuraciones temporales de equipos e instalaciones del sistema, así como programar y operar en tiempo real con nuevos valores de referencia para tensión y frecuencia, que exceden a las tolerancias normales, así como superar los límites normales de carga de los equipos e instalaciones, superar el límite de operación de los principales enlaces del SEIN; y dejar de asignar reserva rotante para regulación de frecuencia, a fin de procurar el abastecimiento oportuno a los usuarios y minimizar los efectos de dicha Situación Excepcional, manteniendo un adecuado balance respecto al riesgo de que se ocasione perturbaciones mayores al Sistema.

Constituye Situación Excepcional aquella situación temporal en la cual el COES identifica, en la programación o en tiempo real, que no será posible asegurar el abastecimiento de energía eléctrica en el SEIN o en parte del mismo, con los parámetros operativos normales. Una vez que el COES identifique la Situación Excepcional, debe proceder con adoptar las acciones y realizar las maniobras descritas en el párrafo precedente.

También constituye Situación Excepcional aquella situación en la cual el COES identifique que, por la aplicación de los límites de operación de los principales enlaces

del SEIN, resulte necesario, para abastecer una zona del SEIN, recurrir a despachar unidades con mayores Costos Variables, no obstante haber disponibilidad de energía con menor Costo Variable que podría ser transmitida desde otras zonas si se superan los límites referidos.

Osinerghmin en el marco de sus competencias, supervisa y fiscaliza las acciones adoptadas por el COES, desde el inicio del periodo de Situación Excepcional.

(*) Artículo 95 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 040-2017-EM, publicado el 13 diciembre 2017.

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 establezcan los Procedimientos Técnicos.

La información de las unidades de generación correspondiente a tiempo de arranque, potencia mínima, tiempo mínimo de operación y tiempo mínimo entre arranques, a ser usada en la programación de la operación, así como cualquier otra de naturaleza similar que implique una Inflexibilidad Operativa de la unidad, será entregada con el respectivo sustento técnico al COES y a OSINERGHMIN, pudiendo este último disponer las acciones de supervisión y/o fiscalización correspondientes. De no remitir el Generador la información señalada anteriormente, o si OSINERGHMIN determina su inconsistencia, las Inflexibilidades Operativas del Generador serán comunicadas por OSINERGHMIN al COES, sin perjuicio de las acciones legales que correspondan. En los casos que estime pertinente OSINERGHMIN, podrá solicitar la opinión sustentada del COES a los valores propuestos por el Generador.

(*) Artículo 96 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 040-2017-EM, publicado el 13 diciembre 2017.

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.

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."

(*) Artículo 98 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 012-2005-EM, publicado el 20 Marzo 2005.

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 sustentario 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.

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 kilovoltioamperio reactivo-hora, respectivamente.

(*) Artículo 100 modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 43-94-EM, publicado el 28-10-94.

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.

(*) Artículo 101 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 43-94-EM, publicado el 28-10-94.

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 de año anterior, acompañando la documentación que señale el Estatuto.

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 de año anterior, acompañando la documentación que señale el Estatuto.

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

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

(*) Artículo 103 vigente por el Artículo Primero del Decreto Supremo N° 004-99-EM, publicado el 20-03-99.

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.

CÁLCULO DE COSTO MARGINAL DE CORTO PLAZO

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.”(*)

(*) Artículo 105 vigente por la Tercera Disposición Complementaria Transitoria del Decreto Supremo N° 026-2016-EM, publicado el 28 julio 2016.

OPERACIONES CON EL COSTO MARGINAL DE CORTO PLAZO

Artículo 106.-

Los Costos Marginales de Corto Plazo de energía que requieran ser proyectados se calculará 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, corresponden a los que resulten del programa de operación diario ajustado con la información real de la demanda, disponibilidad de las unidades de generación, transmisión e hidrología.

En toda situación que se produzca racionamiento, el Costo Marginal de Corto Plazo de energía se calculará sin considerar la demanda racionada.

(*) Artículo 106 vigente por la Única Disposición Complementaria Modificatoria del Decreto Supremo N° 033-2017-EM, publicado el 01 octubre 2017.

PROCEDIMIENTO PARA VALORIZACIÓN DE TRANSFERENCIA DE ENERGÍA ENTRE INTEGRANTES

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.

(*) Artículo 107 vigente por la Tercera Disposición Complementaria Transitoria del Decreto Supremo N° 026-2016-EM, publicado el 28 julio 2016.

PLAZO PARA PAGO DE SALDO NETO MENSUAL NEGATIVO

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.

(*) Artículo 108 vigente por la Tercera Disposición Complementaria Transitoria del Decreto Supremo N° 026-2016-EM, publicado el 28 julio 2016.

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 que tengan saldo positivo, en la proporción en que cada uno de estos participe en el saldo positivo total del mes.

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

(*) Artículo 109 vigente por el Artículo Primero del Decreto Supremo N° 004-99-EM, publicado el 20-03-99.

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 período de duración de las horas de punta

del sistema y con al menos el 15% de su potencia efectiva. En caso de no cumplirse estas dos últimas condiciones o una de ellas, el factor diario será igual a cero (0.0).

II. La energía garantizada de la central se determina según el siguiente procedimiento:

1) Se calcula, para cada mes de la estadística hidrológica, el caudal natural afluente a la central hidráulica en evaluación para la probabilidad de excedencia mensual dada.

2) Teniendo en cuenta los reservorios estacionales anuales y mensuales, incluyendo los reservorios estacionales con capacidad de regulación horaria, se procede a simular, para los doce (12) meses del año, la operación óptima de la central 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.

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 de gas natural por ductos desde el campo a la central, considerando un factor de referencia a la contratación (FRC) aprobado por Osinergmin, que refleje el uso eficiente de la Capacidad Reservada Diaria (CRD) para el conjunto de generadores, según el tipo de tecnología de la central de gas natural.

Para dichos efectos, el FRC es el valor que representa el porcentaje mínimo de contratación de transporte firme de gas natural (CRD), respecto de la capacidad máxima de transporte requerida, para que la central de generación tenga un Factor de Incentivo a la Disponibilidad respecto a la garantía de combustible igual a la unidad (1.0). La capacidad máxima de transporte de gas natural requerida es aquella que permite la operación permanente de la central a plena carga, entregando al sistema su Potencia Efectiva.

Osinergmin determina el FRC y su periodo de vigencia, teniendo en consideración periodos de mediano plazo (mínimo dos años y máximo cinco años). Para el cálculo del FRC se tomará en cuenta la información del escenario operativo esperado para las centrales de generación que utilizan gas natural, durante el periodo de vigencia que se haya determinado para la aplicación del FRC.

El FRC será aplicable a las centrales de generación eléctrica conectadas a un Sistema de Transporte de gas natural que es compartido por más de un generador eléctrico, y cuyos contratos de transporte a firme pueden ser pactados de forma independiente al suministro de gas natural.

El FRC no es aplicable a la capacidad contratada de distribución pactada en los contratos de distribución de gas natural por red de ductos.

En el Procedimiento Técnico se definirán los criterios y metodologías para la determinación del FRC y las condiciones para que en casos excepcionales se proceda con su modificación.

(*) Numeral VII vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 003-2021-EM, publicado el 30 enero 2021.

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 de las unidades de generación de las diferentes tecnologías 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.

(*) Inciso f) modificado por el Artículo 3 del Decreto Supremo N° 012-2011-EM, publicado el 23 marzo 2011.

g) La Potencia Firme de las centrales RER se determina de la siguiente manera:

I. Para las centrales RER hidráulicas se calcula conforme el inciso b) del presente artículo.

II. Para las centrales RER que utilizan tecnología biomasa o geotérmica se calcula conforme al inciso a) del presente artículo, salvo que se trate de centrales de cogeneración, en cuyo caso la Potencia Firme se determina conforme al Reglamento de Cogeneración, aún cuando no sean "Centrales de Cogeneración Calificadas".

III. Para las centrales RER que utilizan tecnología eólica, solar o mareomotriz, la Potencia Firme se determina conforme al procedimiento COES correspondiente.

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

(*) Segundo Párrafo del Numeral III vigente por el Artículo 3 del Decreto Supremo N° 012-2011-EM, publicado el 23 marzo 2011.

(*) Numeral III modificado por el Artículo 4 del Decreto Supremo N° 024-2013-EM, publicado el 06 julio 2013.

(*) Inciso g) vigente por el Artículo 3 del Decreto Supremo N° 012-2011-EM, publicado el 23 marzo 2011.

(*) Artículo 110 vigente por el Artículo primero del Decreto Supremo N° 032-2001-EM publicado el 21-06-2001.

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

a) Para determinar el Egreso por Compra de Potencia de cada generador se seguirá el siguiente procedimiento:

I) Se determina la Máxima Demanda Mensual del sistema eléctrico, en el intervalo de 15 minutos de mayor demanda en el mes, pudiendo utilizarse para efectos del cálculo la potencia media de la energía integrada en dicho intervalo;

II) Para el intervalo de punta del mes, se determina la Demanda Coincidente de los clientes atribuibles a cada generador en cada barra definida por el COES. La suma de las Demandas Coincidentes de los clientes es igual a la Máxima Demanda Mensual del sistema eléctrico;

III) Se determina el Precio de Compra de Potencia en cada barra donde se requiera. Dicho precio será igual al producto del Precio de Potencia en Barra, sin incluir los peajes, multiplicado por el complemento del factor por Incentivo a la Contratación. El complemento del factor por Incentivo a la Contratación es igual a Uno (1.0) menos el factor por Incentivo a la Contratación;

IV) El Egreso por Compra de Potencia para un generador será igual a la suma de los productos de la Demanda Coincidente de cada uno de sus clientes, definida en el literal a)-II), por el Precio de Compra de Potencia respectivo, definido en el literal a)-III); más el Saldo por Peaje de Conexión definido en el Artículo 137 del Reglamento;

V) Los generadores que abastecen a un cliente en forma simultánea, asumirán el costo por la compra de potencia para su cliente en proporción a su compromiso de potencia;

VI) El Egreso por Compra de Potencia al sistema es igual a la suma de los egresos por compra de potencia de los generadores.

b) El Ingreso Disponible para el Pago de la Potencia entre generadores integrantes del COES será igual al Egreso por Compra de Potencia, definido en el literal a)-VI).

c) El Ingreso Disponible será distribuido en dos partes: Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema e Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema.

I) El monto mensual asignado al Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema será igual al monto mensual del Ingreso Disponible multiplicado por el factor de Incentivo al Despacho. El monto anual del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema será igual a la suma de los montos mensuales.

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.

(*) Artículo 111 vigente por el Artículo Primero del Decreto Supremo N° 004-99-EM, publicado el 20-03-99.

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

a) Procedimiento de determinación de los Ingresos Garantizados por Potencia Firme:

I) Se determina la Máxima Demanda Mensual del sistema eléctrico en la hora de punta del mes, según lo definido en el literal a)-I) del Artículo 111 del Reglamento. Para dicha hora se determina la Demanda en cada barra definida por el COES, coincidente con la Máxima Demanda Mensual.

II) Para sistemas en los que la Máxima Demanda más la Reserva es mayor que la Potencia Efectiva Total, la Potencia Firme Remunerable es igual a la Potencia Firme. En los sistemas donde la Máxima Demanda más la Reserva es menor o igual a la Potencia Efectiva Total, la Potencia Firme Remunerable será determinada mediante el siguiente procedimiento:

1) Se determina la Potencia Disponible de cada unidad generadora como el cociente de su Potencia Firme, definida en el Artículo 110 del Reglamento, entre el factor de Reserva Firme.

2) Se efectúa el despacho económico de potencia de las unidades de generación, mediante un flujo de carga óptimo para la hora de punta del mes, considerando: i) como potencia de la unidad, su Potencia Disponible; ii) como costo variable, el definido por el COES para la optimización de los despachos de energía; y iii) como demanda, la Demanda Coincidente definida en el literal a)-I). Las potencias de cada unidad generadora resultantes del despacho económico de potencia, se denomina Potencia Disponible Despachada.

3) La Potencia Firme Remunerable es igual a la Potencia Disponible Despachada por el factor de Reserva Firme.

III) Se determina el Precio de Potencia Garantizado en cada una de las barras donde se requiera. Dicho precio será igual al producto del Precio de Potencia en Barra, sin incluir los peajes, multiplicado por el factor de ajuste del Ingreso Garantizado. Inicialmente el factor de ajuste del Ingreso Garantizado será igual a 1.0, y posteriormente será evaluado según el literal a)-V) siguiente.

IV) Se determina el Ingreso Garantizado Preliminar de cada unidad generadora, multiplicando el Precio de Potencia Garantizado por la Potencia Firme Remunerable de la unidad. El Ingreso Garantizado Preliminar Total es igual a la suma de los Ingresos Garantizados Preliminares de todas las unidades generadoras.

V) El factor de ajuste del Ingreso Garantizado será igual al cociente del Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema, definido en el literal c)-II) del Artículo 111 del Reglamento, entre el Ingreso Garantizado Preliminar Total.

VI) El Ingreso Garantizado de cada unidad generadora, será igual al producto de su Ingreso Garantizado Preliminar definido en el literal a)-IV), por el factor de ajuste del Ingreso Garantizado definido en el literal a)-V).

VII) El Ingreso Garantizado de cada generador será igual a la suma de los Ingresos Garantizados de sus unidades generadoras.

b) Para efectos de determinar el despacho económico de potencia a que se refiere el literal a)-II) del presente artículo, el COES deberá considerar en lo pertinente y según la operación normal del sistema, las restricciones de capacidad en las redes de transmisión a efectos de limitar la Potencia Firme Remunerable de las unidades generadoras asociadas al déficit de transmisión.

c) Incentivos a la Disponibilidad:

I) En caso que alguna unidad o central generadora supere los límites de indisponibilidad anual y/o mensual permitidos, y sólo para efectos de determinar su Potencia Firme Remunerable, será considerada en el mes siguiente con un costo variable de operación igual al costo de racionamiento.

II) En tanto alguna unidad o central generadora no cuente con las garantías de transporte eléctrico o de combustible señalados en el inciso c) del Artículo 110 del Reglamento, y sólo para efectos de determinar su Potencia Firme Remunerable, será considerada en los meses siguientes con un costo variable de operación igual al costo de racionamiento.

III) La unidad o central generadora que se encuentre en algunas de las situaciones descritas en I) y/o II) que anteceden, será objeto de un descuento en su Ingreso por Potencia y que no podrá ser superior al 10% de sus ingresos anuales por potencia. El COES, en función de la magnitud del riesgo en que coloca al sistema eléctrico, determinará dicho descuento y la forma en que será distribuido entre los demás generadores.

d) La Reserva Firme, el Margen de Reserva Firme y el factor de Reserva Firme serán determinados según el siguiente procedimiento:

I) Se ubican las potencias efectivas de las unidades de generación en orden creciente de sus costos variables de producción, considerando de ser el caso lo dispuesto en el numeral V) siguiente;

II) Se determina la unidad generadora cuya fracción de potencia efectiva colocada, acumulada a la potencia efectiva de las unidades que la precedieron, iguala a la Máxima Demanda a nivel generación más el Margen de Reserva;

III) Se determina la Potencia Firme Colocada como la suma de las potencias firmes de las unidades señaladas en el numeral anterior, considerando para la última unidad generadora únicamente su potencia firme equivalente a la fracción de la potencia efectiva colocada por ella;

IV) La Reserva Firme es igual a la Potencia Firme Colocada a que se refiere el literal III) que antecede menos la Máxima Demanda. El Margen de Reserva Firme es igual a la Reserva Firme entre la Máxima Demanda. El factor de Reserva Firme es igual al Margen de Reserva Firme más uno (1.0);

V) En el caso que algunas de las unidades generadoras hayan sido excluidas de la remuneración por potencia firme por efecto del procedimiento descrito en el literal a)-II)-2) del presente artículo, se deberá recalcular el factor de Reserva Firme.

e) El Margen de Reserva para cada sistema eléctrico, será fijado por el Ministerio cada 4 años o en el momento que ocurra un cambio sustancial en la oferta o demanda eléctrica. Para fijar el Margen de Reserva se deberá considerar criterios de seguridad, confiabilidad y economía en el abastecimiento de la demanda eléctrica a nivel de alta y muy alta tensión.

(*) Artículo 112 vigente por el Artículo Primero del Decreto Supremo N° 004-99-EM, publicado el 20 marzo 1999.

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:

I) Se fijan los Factores de Distribución Horaria del Precio de Potencia para cada una de las horas del día de todo el año. Estos factores pueden ser clasificados por días laborables y no laborables, y por meses de avenida y estiaje.

Los Factores de Distribución Horaria del Precio de Potencia están en función de la Probabilidad de Pérdida de la Demanda en cada hora (PPD). El Ministerio fijara dichos factores, cuya vigencia no podrá ser inferior a 4 años, basado en criterios de eficiencia y en la PPD de un sistema de generación económicamente adaptado. La fijación de los nuevos valores se efectuará con una anticipación no menor de un año a su entrada en vigencia.

II) El Factor de Ingresos Horarios de Potencia es igual al producto de la Generación Horaria del 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.

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 período 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.

(*) Artículo 112 vigente por el Artículo Primero del Decreto Supremo N° 004-99-EM, publicado el 20 marzo 1999.

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

MANTENIMIENTO MAYOR DE LAS UNIDADES

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

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

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

a) Elaborará para cada año calendario a base de la información de los

integrantes, un programa preliminar de mantenimiento mayor que minimice el costo anual de operación y de racionamiento del sistema eléctrico. Este programa será comunicado a los integrantes, a más tardar el 31 de octubre del año anterior;

b) Cada integrante comunicará al COES sus observaciones al programa preliminar a más tardar el 15 de noviembre, indicando períodos alternativos para el mantenimiento mayor de sus unidades y equipos de transmisión.

c) Evaluados los períodos alternativos propuestos por los integrantes, el COES establecerá un programa definitivo con el mismo criterio de minimización señalado en el inciso a) de este Artículo el que será comunicado a los integrantes a más tardar el 30 de noviembre; y,

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

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

INFORMACION QUE ELABORA EL COES

Artículo 117.- Derogado

Artículo 118.- Derogado

Artículo 119.- Derogado

Artículo 120.- Derogado

Artículo 121.- Derogado

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.

PRECIOS MAXIMOS DE GENERADOR A DISTRIBUIDOR DE SERVICIO PÚBLICO

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.

(*) Artículo 123 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 012-2005-EM, publicado el 20 Marzo 2005.

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

a) El comportamiento hidrológico para el período de análisis será estimado mediante modelos matemáticos basados en probabilidades, tomando en cuenta la estadística disponible;

b) Se reconocerá el costo de oportunidad del agua almacenada, de libre disponibilidad, en los embalses de capacidad horaria, diaria, mensual, anual y plurianual; y,

c) El costo de los combustibles será determinado utilizando los precios y condiciones que se señala en el Artículo 50 de la Ley y se tomará los precios del mercado interno. Para el caso de los combustibles líquidos se tomará el que resulte menor entre el precio del mercado interno y el precio de referencia ponderado que publique OSINERGMIN; para los sistemas aislados sólo se tomará el precio del mercado interno. Para el caso del carbón, el precio de referencia de importación que publique OSINERGMIN será considerado como precio del mercado interno. Asimismo, los criterios señalados serán aplicados en las fórmulas de reajuste correspondientes.

(*) Inciso c) vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 011-2007-EM, publicado el 03 marzo 2007.

(*) Artículo 124 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 011-98-EM, publicado el 28.03.98.

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:

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 el número de meses que considera el período de estudio.

(*) Artículo 125 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 012-2005-EM, publicado el 20 Marzo 2005.

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

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

I) Se determine 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 determine el Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento estándar, considerando la distribución de los costos comunes entre todas las unidades de la central. Dicho Costo se expresa como costo unitario de capacidad estándar;

III) El Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar, es igual a la suma de los costos unitarios estándares de la Anualidad de la Inversión más la Operación y Mantenimiento definidos en los numerales I) y II) que anteceden;

IV) El Costo de Capacidad por unidad de potencia efectiva, es igual al Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar por el factor de ubicación. El factor de ubicación es igual al cociente de la potencia estándar entre la potencia efectiva de la unidad;

V) Se determinan los factores que tomen en cuenta la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad y el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema; y

VI) El Precio Básico de la Potencia es igual al Costo definido en el numeral IV) por los factores definidos en el numeral V) que anteceden;

b) Procedimiento para determinar la Anualidad de la Inversión:

I) La Anualidad de la Inversión es igual al producto de la Inversión por el factor de recuperación de capital obtenido con la Tasa de Actualización fijada en el Artículo 79 de la Ley, y una vida útil de 20 años para el equipo de Generación y de 30 años para el equipo de Conexión.

II) El monto de la Inversión será determinado considerando:

1) El costo del equipo que involucre su precio, el flete, los seguros y todos los derechos de importación que le sean aplicables (equivalente a valor DDP de INCOTERMS); y,

2) El costo de instalación y conexión al sistema.

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

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

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

(*) Artículo 126 vigente por el Artículo Primero del Decreto Supremo N° 004-99-EM, publicado el 20-03-99.

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.

(*) Artículo 127 vigente por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 027-2007-EM, publicado el 17 mayo 2007.

Artículo 128.- 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.

(*) Artículo 128 vigente por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 027-2007-EM, publicado el 17 mayo 2007.

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

(*) Artículo 129 vigente por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 022-2009-EM, publicado el 16 abril 2009.

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

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

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 al mes.

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

PRECIOS MAXIMOS DE TRANSMISION

Artículo 132.- Derogado

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.

(*) Artículo 133 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 02-94-EM, publicado el 11-01-94.

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.- 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:

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

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

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

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

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

(*) Último Párrafo vigente por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 027-2007-EM, publicado el 17 mayo 2007.

(*) Artículo 135 vigente por el Artículo Primero del Decreto Supremo N° 004-99-EM, publicado el 20-03-99.

Artículo 136.- Derogado

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

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

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

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

a) Se determina la Máxima Demanda Coincidente entregada a los clientes atribuibles a cada generador, según lo dispuesto en el literal a)-II) del Artículo 111 del Reglamento;

b) Se reajusta el Peaje por Conexión Unitario según las fórmulas de reajuste que fije la Comisión;

c) La recaudación por Peaje por Conexión para un generador, será igual al mayor de los siguientes valores:

I) La suma del producto de la Máxima Demanda Coincidente entregada a cada uno de sus clientes, por el Peaje por Conexión Unitario;

II) La recaudación real por Peaje por Conexión que será proporcionada por cada generador al COES con carácter de declaración jurada;

d) Los generadores que abastecen a un cliente en forma simultánea, deberán desagregar la recaudación por Peaje por Conexión de su cliente en proporción a su compromiso de potencia.

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

El Saldo por Peaje por Conexión de cada generador, es igual a la diferencia entre la recaudación por Peaje por Conexión menos el Peaje por Conexión que le corresponde pagar según la metodología de los párrafos que anteceden. Este saldo será compensado a los generadores según el procedimiento definido en el Artículo 111 del Reglamento.

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

(*) Artículo 137 vigente por el Artículo Primero del Decreto Supremo N° 004-99-EM, publicado el 20-03-99.

FACTURACIÓN DE LOS PEAJES POR CONEXIÓN Y TRANSMISIÓN

Artículo 137-A.- Para la facturación de los Peajes por Conexión y Transmisión de Generador a Distribuidor se utilizará la Máxima Demanda Coincidente señalada en el artículo 137, literal a) del Reglamento.

(*) Artículo 137-A vigente por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

Artículo 138.- Derogado

CÁLCULO DE COMPENSACIONES

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

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

a) Criterios Aplicables

I) El pago mensual que efectúen los generadores por las instalaciones de transmisión se denomina Compensación.

II) Las instalaciones de transmisión a que se refiere este artículo comprenden tanto las pertenecientes al Sistema Secundario de Transmisión como al Sistema Complementario de Transmisión, salvo que se indique lo contrario.

III) El Plan de Transmisión se refiere al definido en el 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 revisado y aprobado por OSINERGMIN y obedece a un estudio de planificación de la expansión del sistema de transmisión considerando un horizonte mínimo de diez (10) años, hasta un máximo establecido por OSINERGMIN, que deberá preparar obligatoriamente cada concesionario de las

instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda. Los estudios de planificación de la expansión del sistema podrán incluir instalaciones que se requieran para mejorar la confiabilidad y seguridad de las redes eléctricas, según los criterios establecidos por OSINERGMIN; asimismo, este último podrá elaborar y aprobar el Plan de Inversiones ante la omisión del concesionario correspondiente.

La ejecución del Plan de Inversiones y de sus eventuales modificaciones, ambos aprobados por OSINERGMIN, es de cumplimiento obligatorio.

VI) El Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión corresponde al monto anual que permite retribuir los costos de inversión, operación y mantenimiento.

VII) Los Costos de Explotación son los definidos en el Artículo 1 de la Ley N° 28832.

VIII) Los Ingresos Esperados Anuales corresponden al monto que se debe liquidar anualmente.

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

b) Costo Medio Anual

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

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

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

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

de Actualización y el período de recuperación establecidos en el Contrato de Concesión de SCT, cuyos componentes de inversión, operación y mantenimiento serán los valores que resulten de la licitación.

III) En cada fijación tarifaria, el Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión que son remuneradas por la demanda, deberá incluir el Costo Medio Anual del Sistema Secundario de Transmisión al que se refiere el numeral I) de este literal, así como el Costo Medio Anual de las instalaciones existentes en dicha oportunidad provenientes del Plan de Inversiones aprobado por OSINERGMIN, y/o Contratos de Concesión de SCT.

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

La base de costos estándares de mercado deberá comprender los equipos, materiales y otros costos que establezca OSINERGMIN, que se requieran para implementar las obras del Plan de Inversiones, incluyendo las referidas a la conexión al Sistema Principal, Sistema Garantizado de Transmisión y Sistemas Secundarios de Transmisión de terceros, de ser el caso.

V) Para este propósito, OSINERGMIN establecerá y mantendrá actualizada y disponible, para todos los interesados, la Base de Datos que corresponda.

VI) El costo anual estándar de operación y mantenimiento de instalaciones no comprendidas en Contratos de Concesión SCT, será equivalente a un porcentaje del Costo de Inversión que será determinado y aprobado por OSINERGMIN cada seis (06) años.

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

c) Configuración del Sistema Eléctrico a Remunerar

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

II) Para el caso de las instalaciones a que se refiere el literal c) del numeral 27.2 del Artículo 27 de la Ley N° 28832 y de las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, excepto aquellas a que se refiere el numeral I) del literal b) del presente Artículo, el costo de inversión tendrá en cuenta la configuración de un Sistema Económicamente Adaptado.

III) Para el caso de las instalaciones comprendidas en un Contrato de Concesión de SCT, el Sistema Eléctrico a Remunerar corresponde a la configuración del sistema eléctrico establecido en el correspondiente Contrato.

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

d) Frecuencia de Revisión y Actualización

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

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

III) La fijación de Compensaciones y Peajes y sus fórmulas de actualización se realizará cada cuatro (04) años según se establece en el literal i) siguiente. En el caso de instalaciones correspondientes al Plan de Inversiones que no hayan entrado en operación comercial a la fecha de dicha fijación, serán consideradas en la próxima Liquidación Anual de Ingresos que se efectúa posterior a la puesta en operación comercial de tales instalaciones.

IV) El cálculo de la Liquidación Anual y el correspondiente reajuste de Peajes se realizará cada año según se establece en el numeral VII) del literal i) siguiente.

V) El Costo Medio Anual de las instalaciones comprendidas en un Contrato de Concesión de SCT se fijará antes de la entrada en operación de dichas instalaciones y se actualizará anualmente con la fórmula de actualización que para tal fin se establezca en el respectivo Contrato. El reajuste del Peaje correspondiente se realizará conforme al procedimiento que apruebe el OSINERGMIN, de manera que el titular recupere el Costo Medio Anual.

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

VI.1 Aprobación del Plan de Inversiones.

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

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

En los plazos y formatos que establezca el Ministerio, los concesionarios presentarán al Ministerio el expediente técnico de cada uno de los proyectos

identificados conforme al párrafo anterior. El expediente técnico debe contener, como mínimo, los estudios de ingeniería, el presupuesto referencial, los planos de rutas de las líneas y la ubicación de subestaciones.

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

VII) En la eventualidad de ocurrir cambios significativos en la demanda proyectada de electricidad, o modificaciones en la configuración de las redes de transmisión aprobadas por el Ministerio, o en las condiciones técnicas o constructivas, o por otras razones debidamente justificadas, respecto a lo previsto en el Plan de Inversiones vigente, el respectivo titular podrá solicitar a OSINERGMIN la aprobación de la modificación del Plan de Inversiones vigente, acompañando el sustento técnico y económico debidamente documentado. OSINERGMIN deberá emitir pronunciamiento, sustentado técnica y económicamente, en un plazo máximo de sesenta (60) días hábiles de presentada la solicitud de modificación, De aprobarse la modificación del Plan de Inversiones, las modificaciones a las tarifas y compensaciones correspondientes se efectuarán en la Liquidación Anual de Ingresos siguiente a la fecha de puesta en operación comercial de cada instalación que conforma dicha modificación del Plan de Inversiones.

OSINERGMIN establecerá la oportunidad, los criterios y procedimientos para la presentación y aprobación de las modificaciones al Plan de Inversiones, las cuales deben seguir los mismos principios que los aplicados en la formulación del Plan de Inversiones.

Las instalaciones no incluidas en el Plan de Inversiones aprobado, no serán consideradas para efectos de la fijación del Costo Medio Anual, las tarifas y compensaciones de transmisión.

e) Responsabilidad de Pago

I) A los titulares de generación que utilicen de manera exclusiva instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, se les asignará el 100% del pago de dichas instalaciones.

II) A la demanda de una determinada área atendida de forma exclusiva por instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, se le asignará el 100% del pago de dichas instalaciones.

III) Para las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión no contempladas en ninguno de los casos anteriores, OSINERGMIN definirá la asignación de responsabilidad de pago a la generación o a la demanda, o en forma compartida entre ambas. Para ello, deberá tener en cuenta el uso y/o el beneficio económico que cada instalación proporcione a los generadores y/o demanda, así como lo dispuesto por el cuarto párrafo de la Sexta Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832.

IV) La responsabilidad de pago de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión que son parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es el resultado de iniciativa propia de uno o varios agentes, se realizará conforme a los criterios señalados en el numeral III) anterior. El pago de las instalaciones

correspondientes a un Contrato de Concesión de SCT se asignará 100% a la demanda comprendida dentro del área que designe OSINERGMIN.

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.

VIII) Para el uso por parte de terceros de instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión que a la fecha de entrada en vigencia de la Ley N° 28832 eran pagadas y/o usadas por el titular y/o por Usuarios Libres, OSINERGMIN establecerá la responsabilidad de pago en proporción a la demanda de dichos usuarios y de los terceros que se conecten a partir de dicha fecha, bajo el criterio de buscar la eficiencia económica. Los terceros que pertenezcan al Servicio Público de Electricidad participarán en la responsabilidad de pago sólo si su demanda supera el 5% de la demanda total de dicho Sistema Secundario de Transmisión, según el procedimiento aprobado por OSINERGMIN. En este caso la parte que corresponda a dichos terceros será incluida en el cálculo del Peaje del Sistema Secundario de Transmisión a ser pagado por todos los Usuarios del Área de Demanda correspondiente.

IX) Las instalaciones ejecutadas en el marco de un contrato de concesión derivado de un proceso de promoción a la inversión privada, que incluyan obras de un Plan de Transmisión aprobado conforme a la Ley N° 28832, deberán ser evaluadas por OSINERGMIN a efectos de determinar la asignación de responsabilidad de pago a todos los usuarios del SEIN.

(*) Numeral IX) vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 028-2016-EM, publicado el 01 septiembre 2016.

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:

II).1 La parte del Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión previstas en el Plan de Inversiones vigente y las comprendidas en los Contratos de Concesión de SCT, que hayan entrado en operación comercial dentro del periodo anual a liquidar, aplicando la Tasa Mensual a la que se refiere el numeral IX) del literal a) anterior.

II).2 Los retiros de operación definitiva de instalaciones de transmisión.

II).3 La diferencia entre las características de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las características de las instalaciones realmente puestas en servicio. Cuando las diferencias impliquen un mayor costo, deberán ser sustentadas por los titulares y aprobadas por OSINERGMIN.

II).4 La diferencia entre los costos estándares empleados en la fijación preliminar del Costo Medio Anual (numeral I, del literal d) precedente) y los costos estándares vigentes en el periodo de liquidación.

Este criterio se debe aplicar por una sola vez a cada proyecto, en la liquidación inmediata posterior a su entrada en operación.

III) Para efectos de la liquidación anual, los ingresos mensuales se capitalizarán con la Tasa Mensual.

IV) El procedimiento de detalle será establecido por OSINERGMIN.

g) Peajes por Terceros

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

h) Determinación de Compensaciones

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

i) Determinación de Peajes

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

II) Para cada área se determinará un Peaje único por cada nivel de tensión.

III) Para instalaciones de transmisión comprendidas en la red de muy alta tensión que defina el OSINERGMIN, el cálculo de los Peajes deberá tomar en cuenta los ingresos tarifarios originados por los factores nodales de energía y factores de pérdidas marginales de potencia.

IV) El Peaje, expresado en ctm S/./kWh, que será pagado por los usuarios de una determinada área, será calculado como el cociente del valor actualizado del Costo Medio Anual y de la demanda de cada área para un periodo no menor de cuatro (04) años que será determinado por OSINERGMIN. El flujo esperado de ingresos del titular de transmisión deberá permitir recuperar la inversión en un periodo de hasta treinta (30) años.

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.

(*) Artículo 139 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

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.

(*) Artículo 140 vigente por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 017-2000-EM, publicado el 18-09-2000.

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.

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.

(*) Artículo 142 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 007-2006-EM, publicado el 20 enero 2006.

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.

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

(*) Artículo 143 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado el 12.10.97.

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.

PROYECTOS DE INNOVACIÓN Y/O EFICIENCIA ENERGÉTICA

Artículo 144-A.- Los proyectos de innovación tecnológica y/o eficiencia energética (PITEC), a los que hace referencia el artículo 64 de la Ley, tendrán las siguientes especificaciones:

a) En cada fijación tarifaria del VAD, las EDEs podrán presentar los PITEC para ser aprobados por OSINERGMIN, siempre que éstos justifiquen los beneficios que generarán a los usuarios para su incorporación en el VAD.

b) OSINERGMIN establecerá en los Términos de Referencia del VAD, los procedimientos y los criterios técnicos y económicos, para la aprobación de los PITEC; así como, los mecanismos de control y demás aspectos necesarios para la implementación de los PITEC dentro del periodo regulatorio.

c) El VAD comprenderá un cargo adicional, por unidad de potencia suministrada, para la ejecución de los PITEC, que cubrirá: i) Los costos de inversión a la tasa establecida en el artículo 79 de la Ley; ii) Los costos de operación, mantenimiento; y de ser el caso, iii) Los costos de inversión remanentes de instalaciones existentes. Este cargo será incorporado en cada fijación tarifaria del VAD y tendrá como límite máximo el 1 % de los ingresos registrados de cada EDE en el año anterior a la fijación tarifaria. Los costos serán distribuidos y recaudados en el período de fijación tarifaria.

d) OSINERGMIN revisará la ejecución de los PITEC, y de ser necesario establecerá en la siguiente fijación del VAD el monto que las EDEs deberán descontar actualizado con la tasa establecida en el artículo 79 de la Ley.

(*) Artículo 144-A vigente por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

DETERMINACIÓN DE SECTORES DE DISTRIBUCIÓN TÍPICOS

Artículo 145.- OSINERGMIN determinará, mediante estudios técnicos y económicos, la metodología en virtud de la cual se fijarán las características y el número de Sectores de Distribución Típicos. Dicha metodología será pre-publicada por OSINERGMIN para opinión y comentarios durante un período de quince (15) días calendario.

OSINERGMIN presentará la metodología y la propuesta de determinación de Sectores de Distribución Típicos a la DGE, la que establecerá los respectivos Sectores de Distribución Típicos dentro de un plazo máximo de treinta (30) días calendario de presentada la propuesta. Si vencido el plazo la DGE no se pronunciara, la propuesta quedará aprobada.

(*) Artículo 145 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

PREVISIONES EN ESTUDIOS DE COSTOS

Artículo 146.- Para la elaboración de los Estudios de Costos destinados a la determinación del VAD, en cada fijación tarifaria se cumplirá con lo siguiente:

a) Cada EDE con más de cincuenta mil suministros desarrollará un estudio de costos que comprenda la totalidad de sus sistemas eléctricos. Cada sistema eléctrico

se deberá evaluar tomando en cuenta la calificación de Sector de Distribución Típico que le corresponda.

b) Para el grupo de EDEs con igual o menos de cincuenta mil suministros, OSINERGMIN designará, por cada Sector de Distribución Típico, a la EDE que se encargará del estudio de costos, el mismo que tomará en cuenta sistemas eléctricos representativos, seleccionados por OSINERGMIN, de todas las empresas que conforman el grupo.

c) En los Términos de Referencia del VAD y de acuerdo a lo señalado en el artículo 67 de la Ley, para cada Sector de Distribución Típico se establecen los criterios de adaptación económica del VAD que se aplican a los Estudios de Costos de los sistemas eléctricos de la EDE, a fin de determinar los costos de inversión, operación y mantenimiento para la fijación de tarifas en distribución eléctrica. Los estudios de costos incluirán la caracterización de la carga.

(*) Artículo 146 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

DETERMINACIÓN DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 147.- OSINERGMIN determinará el VAD de cada EDE a partir del estudio de costos de la totalidad de sus sistemas eléctricos agrupados por sector típico. Dicho VAD será determinado aplicando los respectivos factores de ponderación de cada sistema eléctrico determinados en función de su máxima demanda de distribución, respecto a la sumatoria de la máxima demanda total de los sistemas eléctricos que conforman la EDE.

Para las empresas que atiendan a menos de cincuenta mil (50 000) usuarios, OSINERGMIN determinará el VAD a partir de un estudio de costos para cada sector típico considerando un sistema eléctrico modelo que se defina para cada sector típico. El VAD se determinará para cada EDE mediante la suma de los productos del VAD de cada sector típico por su correspondiente factor de ponderación.

Los valores resultantes considerarán factores de simultaneidad que ajusten la demanda total de la concesión a la suma de la potencia contratada o demandada de sus usuarios y las respectivas pérdidas por empresa o grupo de empresas, aplicando los respectivos factores de ponderación.

(*) Artículo 147 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

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.

PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LA TASA INTERNA DE RETORNO

Artículo 149.- Para el cálculo de la Tasa Interna de Retorno, establecida en el artículo 70 de la Ley, OSINERGMIN obtendrá valores totales de ingresos, de costos y

de Valor Nuevo de Reemplazo de cada EDE o del grupo de EDES que atiendan a menos de 50 000 usuarios, según el caso.

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.

(*) Artículo 149 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

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) Suministros diversos;
- d) Servicios prestados por terceros;
- e) Cargas diversas de gestión; y,
- f) Pérdidas estándares, calculadas de acuerdo a lo establecido en el Artículo 143 del Reglamento.

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

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.

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.

FACTOR DE REAJUSTE POR CALIDAD DE SERVICIO

Artículo 152-A.- Los factores de reajuste a que se refiere el artículo 72 de la Ley se aplicarán según los siguientes criterios:

a) En cada fijación del VAD de las EDEs y para cada uno de sus Sectores de Distribución Típicos, OSINERGMIN establecerá el porcentaje de los factores de reajuste, que no deben entenderse como parte integrante del VAD. Dicho porcentaje no excederá el 5% del VAD para redes de media tensión;

b) La calidad de suministro se evaluará en función a indicadores globales de desempeño: número de interrupciones (SAIFI) y duración de las mismas (SAIDI) por sistema eléctrico y por sector típico de cada EDE;

c) Mediante Resolución Ministerial se establecerán los indicadores globales de desempeño, con los cuales, OSINERGMIN fijará los valores objetivos de calidad de servicio para cada EDE.

d) La aplicación de los factores de reajuste como incentivo, se otorgará sobre el VAD al inicio del período tarifario, como un ingreso adicional que no sobrepasará el porcentaje determinado en el literal a) del presente artículo.

e) El factor de reajuste como penalidad, corresponde a la devolución del ingreso adicional otorgado en el siguiente proceso de fijación tarifaria del VAD considerando la tasa de actualización señalada en el artículo 79 de la Ley, previa evaluación de OSINERGMIN.

Adicionalmente, el pago de compensaciones a los clientes por incumplimiento de los aspectos de calidad del servicio eléctrico, evaluada según los indicadores individuales: número de interrupciones (N) y duración de las mismas (D), se efectuará de conformidad con lo establecido en las normas de calidad de servicio eléctrico.”(*)

(*) Artículo 152-A vigente por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

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

DISPOSICIONES DIVERSAS SOBRE TARIFAS

Artículo 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.

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.

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

(*) Artículo 155 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado el 12.10.97.

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.

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

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

TITULO VI

PRESTACION DEL SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD

OBTENCIÓN DE SUMINISTRO POR EL USUARIO

Artículo 163.- Para la obtención de un suministro de energía eléctrica, el usuario solicitará a la EDE 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 a la EDE 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.

Las EDEs podrán instalar suministros con sistemas de medición Inteligente, calificados como tal por OSINERGMIN. La propiedad de dichas instalaciones serán de la EDE, y los respectivos costos de inversión, operación y mantenimiento de la conexión eléctrica formarán parte del Sistema Eléctrico de Distribución y considerados en el VAD.

En el caso de suministro con sistema prepago de electricidad, el monto mensual por mantenimiento y reposición a que se hace referencia en el primer párrafo del presente artículo, 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.

La EDE deberá evaluar la factibilidad de atención del servicio antes de la emisión del presupuesto; en base a lo cual emitirá un informe precisando las condiciones técnicas-económicas necesarias para su atención y/o acciones a seguir por parte del peticionario, las cuales debe ser expresada de manera comprensible.

Una vez recibido el pago del presupuesto, la EDE se encuentra obligada a la atención de la solicitud de servicio en los plazos máximos señalados en la Norma Técnica de Calidad correspondiente.

(*) Artículo 163 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

Artículo 164.- 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.”

(*) Artículo 164 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 007-2006-EM, publicado el 20 enero 2006.

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;

(*) Inciso b) vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-2008-EM, publicada el 04 abril 2008.

c) Ubicación del lugar del suministro y determinación del predio a que está destinado el servicio;

d) Clasificación del usuario de acuerdo al tipo de suministro;

e) Características del suministro;

f) Potencia contratada y plazo de vigencia;

g) Tarifa aplicable; y,

h) Otras condiciones relevantes, previstas en la Ley y el Reglamento.

El concesionario deberá entregar al usuario copia del respectivo contrato.

CONTRIBUCIONES REEMBOLSABLES

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

Las condiciones y criterios de aplicación para las diferentes modalidades de contribución reembolsable establecidas en el artículo 83 de la Ley, serán establecidos por Resolución Ministerial.

(*) Artículo 166 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

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.

COMPENSACIÓN POR INTERRUPCIÓN DE SUMINISTRO - CONDICIONES

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

a) Todo período de interrupción que supere las cuatro horas consecutivas, deberá ser registrado por la EDE. El usuario podrá comunicar el hecho a la EDE para que se le reconozca la compensación;

b) La cantidad de energía a compensar se calculará multiplicando el consumo teórico del usuario por el cociente resultante del número de horas de interrupción y el número total de horas del mes.

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

c) El monto a compensar se calculará aplicando a la cantidad de energía, determinada en el literal precedente, la diferencia entre el Costo de Racionamiento y la tarifa por energía vigente 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 considerará las interrupciones programadas y comunicadas a los usuarios con 48 horas de anticipación; así como, los casos de fuerza mayor o caso fortuito, para lo cual OSINERGMIN establecerá las Directivas correspondientes.

Independientemente de las compensaciones a que está obligada la EDE, es su obligación asegurar la continuidad del servicio, ante interrupciones del suministro eléctrico en sus instalaciones.

(*) Artículo 168 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

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.

(*) Artículo 169 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado el 12.10.97.

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

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

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

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

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

(*) Último párrafo vigente por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 031-2008-EM, publicado el 11 junio 2008.

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 007-2006-EM, publicado el 20 enero 2006.

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

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

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

ÍNDICE DE OCUPACIÓN PREDIAL (HABITABILIDAD)

Artículo 174-A.- El índice de ocupación predial es el porcentaje de los predios habitados y la cantidad total de predios comprendidos en el plano de lotización aprobados por la Municipalidad competente.

Cuando el índice de ocupación predial sea inferior a 40%, la EDE deberá informar los criterios y resultados del cálculo a los interesados.

Este índice será calculado por la EDE; en caso de producirse un reclamo, OSINERGMIN se pronunciará al respecto en el marco de un Procedimiento de Reclamo regulado en la Directiva "Procedimiento Administrativo de Reclamos de los Usuarios de los Servicios Públicos de Electricidad y Gas Natural", o la norma que la sustituya.

(*) Artículo 174-A vigente por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

SUMINISTRO PROVISIONAL

Artículo 174-B.- La EDE podrá otorgar el suministro provisional a agrupaciones de vivienda ubicadas dentro de la zona de concesión de distribución, a las que hace referencia el último párrafo del artículo 85 de la Ley, por un período máximo de tres (03) años, con la finalidad que dichas agrupaciones de vivienda cumplan los requisitos necesarios para obtener un suministro de energía eléctrica individual definitivo; para los demás casos establecidos en el citado artículo, se podrá realizar el otorgamiento del suministro provisional considerando los plazos máximos establecidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

(*) Artículo 174-B vigente por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

DATOS DE LAS FACTURAS

Artículo 175.- Las EDEs 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 postpago: La fecha de emisión y la de vencimiento para su cancelación sin recargos, entre ambas fechas deberán transcurrir quince (15) días calendario como mínimo. La entrega de las facturas o recibos a los usuarios deberá realizarse en un plazo no menor de siete (07) días antes de su vencimiento.
- 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.

Las EDEs **podrán** disponer de medios de facturación y recaudación adecuados a las necesidades del usuario, previamente aprobados por OSINERGMIN.

(*) Artículo 175 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

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

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

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

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

(*) Artículo 176 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 011-2003-EM, publicado el 21-03-2003.

Artículo 177.- El concesionario, en los casos de consumo 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 se señale 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.

INCUMPLIMIENTO DE LAS DISTANCIAS DE SEGURIDAD RESPECTO DE LAS REDES ELÉCTRICAS

Artículo 177-A.- Para los casos indicados en el literal d) del artículo 90 de la Ley, se requiere que la EDE justifique ante OSINERGMIN, a través de los medios y procedimientos que establezca este organismo, la responsabilidad del usuario.

Cuando se hayan superado las causas del corte del suministro por parte del usuario, y ésta haya sido verificada por la EDE, se procederá a la reconexión del servicio en un plazo máximo de 24 horas. Los costos que impliquen las acciones para el control del riesgo eléctrico, podrán ser trasladados a los causantes.

En caso el corte del suministro resultara injustificado, el concesionario será responsable de las consecuencias que dicha falta de servicio ocasione.

OSINERGMIN aprobará los plazos, lineamientos y procedimientos requeridos para hacer efectiva esta disposición.

(*) Artículo 177-A vigente por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

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

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

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

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

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

(*) Artículo 180 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 039-2003-EM, publicado el 13-11-2003.

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

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

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

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

(*) Último párrafo vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 02-94-EM, publicado el 11-01-94.

INTERVENCIÓN DE INACAL

Artículo 182.- La contrastación de los equipos de medición será de responsabilidad del Instituto Nacional de Calidad - INACAL o la entidad que la reemplace, la que deberá celebrar convenios con entidades privadas especializadas para la realización de tal actividad.

(*) Artículo 182 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

Artículo 183.- El usuario, cuando considere que el Servicio Público de Electricidad que tiene contratado no se le otorga de acuerdo a lo previsto en la Ley, el Reglamento, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, el contrato de concesión y el respectivo contrato de suministro, podrá presentar su reclamo a la empresa concesionaria".

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

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

(*) Artículo 183 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 033-99-EM, publicado el 23-08-99.

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;
- 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.

(*) Factores de proporción vigentes por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2007-EM, publicado el 24 marzo 2007.

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 ese concepto será deducido, únicamente, de la primera compra de energía del mes. Cuando el usuario no compre energía durante períodos mayores a un mes, el importe por alumbrado público se acumulará y será deducido de la siguiente compra de energía.

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

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

Las deudas pendientes que 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.

(*) Último Párrafo vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2007-EM, publicado el 24 marzo 2007.

(*) Artículo 184 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 007-2006-EM, publicado el 20 enero 2006.

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 Concejo 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.

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 el OSINERG entre las que éste tenga precalificadas, quien establecerá los términos de referencia del contenido de la referida encuesta.

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

(*) Artículo 191 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado el 12.10.97.

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." (*)

(*) Artículo 192 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado el 12.10.97.

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

(*) Artículo 193 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado el 12.10.97.

“OBLIGACIONES

Artículo 194.- La fiscalización a las EDEs 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; así como, las normas o procedimientos que establezcan las entidades competentes para tal fin.” (*)

(*) Artículo 194 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

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

(*) Artículo 195 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado el 12.10.97.

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

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

(*) Artículo 196 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado el 12.10.97.

"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." (*)

(*) Artículo 197 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado el 12.10.97.

"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." (*)

(*) Artículo 198 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado el 12.10.97.

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

Artículo 200.- Emitida la resolución de multa por la Comisión, según el artículo precedente, el concesionario sólo podrá interponer recurso de reconsideración dentro de un plazo de diez (10) días calendario de notificada. La Comisión deberá emitir 1a 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:" (*)

(*) Párrafo vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 038-2001-EM publicado el 18-07-2001.

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

"V) No efectuar los pagos por Transferencias y Compensaciones dispuestas por el COES." (*)

(*) Numeral V) vigente por el Artículo Primero del Decreto Supremo N° 004-99-EM publicado el 20-03-99.

d) Por incumplimiento de la obligación de compensar a los usuarios, de conformidad a lo dispuesto en los Artículos 57 y 86 de la Ley;

"e) Por no proporcionar, oportunamente, o hacerlo en forma inexacta, los datos e informaciones que establecen la Ley y el Reglamento, así como los contratos de los clientes sujetos a un régimen de libertad de precios;" (*)

(*) Inciso e) vigente por el Artículo 2 del Decreto Supremo N° 017-2000-EM, publicado el 18-09-2000.

f) Por aplicar tarifas o fórmulas de reajuste fijadas por la Comisión sin la publicación previa a que se refiere el Artículo 152 del Reglamento;

g) Por no efectivizar el reembolso de las contribuciones efectuadas por los usuarios a que se refiere el Artículo 84 de la Ley;

"h) Por variar las condiciones de suministro sin autorización previa del OSINERG o sin haber dado el aviso a que se refiere el Artículo 87 de la Ley;" (*)

(*) Inciso h) vigente por el Artículo Primero del Decreto Supremo N° 004-99-EM, publicado el 20-03-99.

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." (*) (**)

(*) Inciso p) vigente por el Artículo Primero del Decreto Supremo N° 004-99-EM, publicado el 20-03-99.

(**) Artículo 201 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 006-98-EM, publicado el 18-02-98.

Artículo 202.- OSINERG sancionará a los usuarios con multas equivalentes al importe de 500 a 100000 kilovatios-hora en los siguientes casos:

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

En estos casos el concesionario deberá presentar los documentos sustentatorios." (*)

(*) Artículo 202 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 006-98-EM, publicado el 18.02.98.

"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." (*)

(*) Artículo vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado el 12.10.97.

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." (*)

(*) Artículo vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado el 12.10.97.

"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." (*)

(*) Artículo vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado el 12.10.97.

"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." (*)

(*) Artículo vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado el 12.10.97.

TITULO VIII

GARANTIAS Y MEDIDAS DE PROMOCION A LA INVERSION

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 y 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 la 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.

(*) Segundo párrafo vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 43-94-EM, publicado el 28-10-94.

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 3o. de la Ley.

Las empresas no comprendidas en el párrafo precedente y que para el desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica requieran el uso de bienes públicos y de terceros se ceñirán a lo establecido en el Código Civil.

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

Los concesionarios que acrediten la existencia de servidumbre convencional para el desarrollo de las actividades eléctricas, pueden solicitar al Ministerio el reconocimiento de la misma. En todo caso, son de aplicación a la servidumbre convencional las normas de seguridad establecidas en la Ley, el Reglamento y en las normas técnicas pertinentes.

La extinción de la servidumbre así reconocida se 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.

(*) Artículo vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 038-2001-EM publicado el 18-07-2001.

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

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

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

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

- a) Ocupación de la superficie del suelo, subsuelo y/o de sus aires, necesarios para la instalación de las subestaciones de transformación;
- b) Ocupación de la superficie necesaria y de sus aires, para la instalación de las estructuras de sustentación de conductores eléctricos, así como de la faja de los aires o del subsuelo en el que éstos se encuentren instalados; y,
- c) Delimitación de la zona de influencia del electroducto, en caso de ser aéreo, representada por la proyección sobre el suelo de la faja de OCUPACION de los conductores cuyo ancho se determinará, en cada caso, de acuerdo a las prescripciones del Código Nacional de Electricidad y demás Normas Técnicas.

El propietario del predio sirviente no podrá construir sobre la faja de servidumbre impuesta para conductores eléctricos subterráneos, ni efectuar obras de ninguna clase y/o mantener plantaciones cuyo desarrollo supere las distancias mínimas de seguridad, debajo de las líneas ni en la zona de influencia de los electroductos, definida en el inciso c) del presente Artículo.

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.

SOLICITUD DE ESTABLECIMIENTO DE SERVIDUMBRE

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

- a) Naturaleza, tipo y duración de la servidumbre;
- b) Ubicación del área de servidumbre, a nivel de distrito y provincia, por lo menos;
- c) Justificación técnica y económica de la servidumbre;
- d) Relación de los predios a 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 una 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 comprobantes 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;
- h) En los casos que no exista acuerdo entre las partes, el concesionario deberá presentar copia de los documentos que acrediten que haya realizado un trato directo o negociación con el propietario afectado para llegar a un acuerdo sobre el pago de la compensación y/o indemnización, si fuera el caso, así como una declaración jurada de haber agotado la etapa de trato directo con el propietario del predio por ser gravado. Asimismo, deberá presentar la propuesta de Tasación, que comprende los conceptos de compensación e indemnización establecidos en el artículo 112 de la Ley, si corresponde;
- i) Otros que el concesionario juzgue necesarios;

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

Sólo procede acumular en una solicitud dos o más tipos de servidumbre señaladas en el artículo 110 de la Ley, cuando entre éstos exista el elemento de conexión para el funcionamiento de una misma obra.

Si el concesionario no ha llegado a un acuerdo con el propietario del predio por ser gravado, deberá solicitar la servidumbre dentro de un plazo de treinta (30) días hábiles después de la última comunicación remitida al propietario dentro del proceso de trato directo con el referido propietario.

(*) Artículo vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

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 inadmisibile por la Dirección.

(*) Artículo vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 038-2001-EM publicado el 18-07-2001.

PROCEDIMIENTO

Artículo 224.- Una vez admitida la solicitud, la DGE o el GORE notificará a los propietarios con los que no existe acuerdo, adjuntando copia de la solicitud y de los documentos que la sustentan, así como de la propuesta de Tasación, de ser el caso, presentada por el concesionario. Los propietarios deberán exponer su opinión dentro del plazo máximo de veinte (20) días hábiles.

Asimismo, la DGE o el GORE solicitará a OSINERGMIN la verificación del cumplimiento de las distancias de seguridad y ancho de franja de servidumbre establecidas en el Código Nacional de Electricidad, cuando corresponda, salvo que el concesionario presente una declaración jurada formalizada con firma certificada por Juez de Paz o Notario Público, precisando que el proyecto no ha iniciado el proceso de construcción.

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 DGE o el GORE notificará al concesionario con el modelo del aviso para que lo publique, a su cargo, dentro del plazo diez (10) días hábiles de notificado. La publicación se efectuará por dos (02) días hábiles consecutivos en el Diario Oficial El Peruano y en uno de los diarios de mayor circulación del lugar donde se encuentra ubicado el predio.

Dentro del plazo de quince (15) días hábiles de notificado con el aviso, el concesionario presentará a la DGE o el GORE las páginas completas de los diarios antes referidos donde aparezca la publicación ordenada.

(*) Artículo vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

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.

(*) Artículo vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 038-2001-EM publicado el 18-07-2001.

Artículo 226.- La oposición sólo será procedente si se sustenta en aspectos técnicos o en el incumplimiento de las normas de seguridad.

De la oposición se correrá traslado al concesionario por el término de cinco (5) días hábiles, bajo apercibimiento de tener por cierto lo expuesto por el opositor.

(*) Artículo vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 038-2001-EM publicado el 18-07-2001.

Artículo 227.- De oficio o a solicitud de parte, la Dirección podrá abrir a prueba la oposición por el término de diez (10) días hábiles, y podrá solicitar al OSINERG los informes que resulten necesarios para mejor resolver la oposición formulada.

La Dirección resolverá la oposición dentro del plazo de diez (10) días hábiles de absuelto el traslado por el concesionario o de vencido el plazo de la etapa probatoria.

(*) Artículo vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 038-2001-EM publicado el 18-07-2001.

SOLICITUD DE ESTABLECIMIENTO DE SERVIDUMBRE

Artículo 228.- Vencido el plazo para presentar oposición, o resueltas las que se hayan presentado, se solicitará la fijación del valor de Tasación, 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 DGE o al GORE 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 Tasación y lo hayan comunicado a la DGE o al GORE dentro del plazo a que se refiere el artículo 225 del Reglamento. El pago de los honorarios correspondientes a la entidad encargada de la Tasación será de cargo del concesionario.

Si en el predio en el que se impondrá la servidumbre algún tercero ejerce legítimamente derechos otorgados por el Estado, la DGE o el GORE, 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 DGE o el GORE notificará a las partes la Tasación. De ser el caso, el tercero podrá reclamar el pago a que hubiere lugar ante el Poder Judicial.

En cualquiera de los casos, la institución especializada encargada de realizar la Tasación, según corresponda, deberá presentar su informe pericial en un plazo que no exceda los quince (15) días calendario de haberse abonado sus servicios. Para ello, el concesionario deberá abonar los honorarios correspondientes a la referida institución dentro de un plazo máximo de cinco (05) días de notificado el requerimiento.

(*) Artículo vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

PAGO POR SERVIDUMBRE

Artículo 229.- El monto fijado de la tasación, si fuera el caso, será pagada 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 el referido monto, 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. En caso que el concesionario tenga que realizar una consignación, deberá acreditar el inicio de la demanda por pago de consignación judicial adjuntando el certificado de depósito judicial correspondiente.

Si vencido el plazo el concesionario no cumpliera con efectuar el pago, perderá el derecho de servidumbre; asimismo, tal apercibimiento se aplicará si el concesionario no cumple con presentar dentro de los cinco (05) días siguientes a su notificación, la Resolución judicial consentida que acepte el pago consignado. Una vez presentada la indicada Resolución ante la DGE o el GORE, el concesionario podrá exigir lo dispuesto en los dos últimos párrafos del artículo 118 de la Ley.

(*) Artículo vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, publicado el 24 julio 2016.

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.

(*) Artículo vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 038-2001-EM publicado el 18-07-2001.

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.

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.

(*) Artículo 232 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado el 12.10.97.

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.

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

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

(*) Artículo 234 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado el 12.10.97.

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."

(*) Artículo 235 vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 022-97-EM, publicado el 12.10.97.

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.

(*) Artículo modificado por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 012-2005-EM, publicado el 20 Marzo 2005.

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

TITULO XI

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

PRIMERA.- El Registro de Concesiones Eléctricas deberá ser establecido dentro de 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 períodos de fijación de las tarifas de distribución. En la primera fijación se deberá reducir por lo menos el 50% de la diferencia entre las pérdidas reales y las pérdidas estándares.

(*) Disposición vigente por el Artículo 1 del Decreto Supremo N° 02-94-EM, publicado el 11-01-94.

TERCERA.- Derogada

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.

SEXTA.- Todas las solicitudes para la dotación de nuevos suministros o para la ampliación de la potencia contratada, que se encontraban en trámite al entrar en vigencia la Ley, y cuyos pagos hayan sido cancelados al contado o pactados con facilidades, se regirán por los dispositivos legales vigentes a esa fecha.

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

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

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

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

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

