

RLGE

Reglamento de la
Ley General de Electricidad
Acuerdo Gubernativo
No. 256-97

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS
REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL
DE ELECTRICIDAD.

REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL
DE ELECTRICIDAD REPUBLICA DE
GUATEMALA

ACUERDO GUBERNATIVO NUMERO
256-97

Guatemala, 21 de marzo de 1997.

El Presidente de la República,

CONSIDERANDO:

Que mediante el Decreto número 93-96 del Congreso de la República, se promulgó la Ley General de Electricidad, con el objeto de normar el desarrollo de las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad;

CONSIDERANDO:

Que para la adecuada aplicación de la Ley General de Electricidad, deben desarrollarse sus normas en forma reglamentaria, para cuya finalidad es procedente dictar las respectivas disposiciones legales;

POR TANTO:

En el ejercicio de las funciones que le confiere el artículo 183, inciso e) de la Constitución Política de la República de Guatemala y con base en el artículo 4 de las disposiciones transitorias de la Ley General de Electricidad;

ACUERDA:

Emitir el siguiente:

TITULO I

DISPOSICIONES GENERALES

CAPITULO I

DEFINICIONES

Artículo 1.-* Definiciones. Para los efectos de este Reglamento, se establecen las siguientes definiciones, las cuales se suman a aquellas contenidas en la Ley General de Electricidad.

Alta Tensión: Nivel de tensión superior a sesenta mil (60,000) Voltios.

Baja Tensión: Nivel de tensión igual o inferior a mil (1,000) Voltios.

Central: Es el conjunto de una o más Unidades Generadoras de energía eléctrica, localizadas en un mismo emplazamiento.

Cogenerador: es el propietario de instalaciones de producción de energía que la utiliza para uso propio y tiene excedentes para la venta a terceros.

Comisión: Es la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, establecida de acuerdo a la Ley General de Electricidad.

Contratos Existentes: Son los contratos de suministro de energía eléctrica entre generadores y empresas distribuidoras, suscritos antes de la entrada en vigencia de la Ley y vigentes a la promulgación del Reglamento.

Contratos a Término: Es el conjunto de transacciones de compra-venta de electricidad pactados a plazo entre agentes del Mercado Mayorista mediante contratos.

Consumidor: Debe entenderse por tal al usuario.

Costo de Falla: Es el costo de energía no suministrada por interrupciones al servicio, que se calculará en base a la metodología que sea establecida por la Comisión.

Costo Marginal de Corto Plazo de Energía: Es el costo en que incurre el Sistema Eléctrico para suministrar un kilovatio-hora (k/h) adicional de energía a un determinado nivel de demanda de potencia y considerando el parque de generación y transmisión efectivamente disponible. El valor del costo marginal de corto plazo de energía es aplicable en el nodo de Sistema Nacional Interconectado en el que se ubica la Unidad Generadora Marginal.

Costo Marginal de Corto Plazo de Energía Esperado: Es el costo marginal de corto plazo de energía que, como valor medio, se espera para un determinado período futuro, dadas las condiciones previstas de demanda y oferta de energía.

Costo Marginal de Corto Plazo de Energía por Bloque Horario: Es el costo marginal de corto plazo de energía calculado sobre la base del nivel promedio de demanda de potencia de un bloque de determinado número de horas.

Costo Marginal Horario de Energía por Nodo: Para cada nodo, es el costo de atender un kilovatio (kW) adicional de demanda en ese nodo, en el estado de cargas correspondiente a esa hora.

Factor de Pérdidas Nodales de Potencia: Corresponde al Factor de Pérdidas Nodales de Energía durante la hora de máxima demanda anual registrada en el Mercado Mayorista.

Factor de Pérdidas Nodales de Energía: Es el factor que refleja las pérdidas marginales de transmisión para satisfacer un incremento de energía en un nodo, mediante el incremento de

generación en el nodo de referencia. Para cada nodo se calcula como el cociente entre el incremento de generación en el nodo de referencia y el incremento de demanda de energía en el nodo.

Falla de Corta Duración: Se define como falla de corta duración, la condición en que, debido a fallas intempestivas en grupos generadores, en líneas de transporte o en redes de distribución, alguno de los agentes del Mercado Mayorista, no es capaz de satisfacer la totalidad del consumo de energía, por períodos inferiores a cuarenta y ocho horas.

Fallas de Larga Duración: Se define como falla de larga duración, la condición en que, debido a una situación de sequía o de falla prolongada de unidades generadoras, líneas de transporte o redes de distribución, alguno de los agentes del Mercado Mayorista, no es capaz de satisfacer la totalidad del consumo de energía, por períodos superiores a cuarenta y ocho horas. La condición de falla de larga duración será notificada en cada caso al Ministerio y a la Comisión.

Fuerza Mayor: En casos de fuerza mayor, la carga de la prueba compete exclusivamente a quien la invoca y será calificada por la Comisión de conformidad con la Ley.

Función de Transportista: Es una empresa distribuidora que cumple las veces de transportista para un generador o gran usuario, conectado en su red de media o baja tensión.

Generación Distribuida Renovable: Es la modalidad de generación de electricidad, producida por unidades de tecnologías de generación con recursos renovables, que se conectan a instalaciones de distribución cuyo aporte de potencia neto es inferior o igual a cinco Megavatios (5 MW). Para los efectos de este Reglamento se considerarán tecnologías con recursos renovables a aquellas que utilizan

la energía solar, eólica, hidráulica, geotérmica, biomasa y otras que el Ministerio de Energía y Minas determine.

Generador Distribuido Renovable: Es la persona, individual o jurídica titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica que utiliza recursos energéticos renovables y participa en la actividad de Generación Distribuida Renovable.

Gran Usuario: Es un consumidor de energía cuya demanda de potencia excede cien kilovatios (kW), o el límite inferior fijado por el Ministerio en el futuro. El gran usuario no estará sujeto a regulación de precio y las condiciones de suministro serán libremente pactadas con el distribuidor o con cualquier otro suministrador. Para efectos del artículo 59, literal c) de la Ley, las tarifas de los consumidores con demanda de potencia igual o inferior a cien kilovatios (kW) o el límite inferior que en el futuro establezca el Ministerio, serán fijadas por la Comisión.

Ley: Es la Ley General de Electricidad, Decreto número 93-96 del Congreso de la República.

Línea: Es el medio físico que permite conducir energía eléctrica entre dos puntos. Las líneas, podrán ser de transmisión o de distribución de acuerdo a su función. La calificación de líneas de transmisión o de distribución corresponderá a la Comisión, en base a criterios técnicos proporcionados por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM).

Media Tensión: Nivel de tensión superior a mil (1,000) voltios, y menor o Igual a sesenta mil (60,000) voltios.

Mercado Spot: Es el conjunto de transacciones de compra-venta de electricidad

de corto plazo, no basado en contratos a término.

Ministerio: Es el Ministerio de Energía y Minas.

Nodo de Referencia: Se establece como nodo de referencia a la Subestación Guatemala Sur. Este nodo de referencia podrá ser modificado por la Comisión.

Normas de Coordinación: Son las disposiciones y procedimientos emitidos por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de conformidad con la Ley General de Electricidad, este Reglamento y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista y que tienen por objeto coordinar las actividades comerciales y operativas con la finalidad de garantizar la continuidad y la calidad del suministro eléctrico."

Normas Técnicas: Son las disposiciones emitidas por la Comisión de conformidad con la Ley y este Reglamento, en congruencia con prácticas internacionales aceptadas y que servirán para complementar el conjunto de regulaciones sobre las actividades del sector eléctrico.

Participantes del Mercado Mayorista: Son el conjunto de los agentes del Mercado Mayorista más el conjunto de las empresas que sin tener esta última condición realizan transacciones económicas en el Mercado Mayorista, con excepción de los usuarios del servicio de distribución final sujetos a regulación de precios.

Potencia Contratada: Es la potencia establecida en un contrato de suministro entre un distribuidor y un usuario, obligando al distribuidor a tenerla disponible a requerimiento de éste, en cualquier momento.

La potencia contratada da derecho a tener una demanda máxima de potencia igual a dicho valor suscrito.

Potencia de Punta: Para el Mercado Mayorista, es la demanda máxima horaria de potencia que se produce en un período anual. Para un distribuidor o gran usuario es su demanda de potencia coincidente con la Potencia de Punta del Sistema Nacional Interconectado.

Potencia Firme: Es la potencia comprometida en contratos para cubrir Demanda Firme.

Potencia Máxima: Es la potencia máxima que una Unidad Generadora es capaz de suministrar a la red bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio en que está instalada.

Regulación Primaria de Frecuencia: Es la regulación inmediata, con tiempo de respuesta menor a treinta segundos destinados a equilibrar desbalances instantáneos entre generación y demanda. Se realiza a base de unidades generadoras equipadas con reguladores automáticos de potencia.

Regulación Secundaria de Frecuencia: Es la acción manual o automática de corregir la producción de una o más unidades generadoras para establecer un desvío de la frecuencia producida por un desbalance entre generación y demanda, permitiendo a las unidades asignadas a regulación primaria volver a sus potencias programadas.

Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado: Es el sistema de transmisión dimensionado de forma tal de minimizar los costos totales de inversión, de operación y de mantenimiento y de pérdidas de transmisión, para una determinada configuración de ofertas y demandas.

Tarifa Residencial de la ciudad de Guatemala: Para los efectos de la aplicación de la Ley y este Reglamento, se entenderá como tarifa residencial de la ciudad de Guatemala, a la tarifa de baja tensión sin medición de demanda de potencia, aplicada en la ciudad de Guatemala, que defina la Comisión.

Unidad Generadora: Es una máquina utilizada para la producción de electricidad.

Unidad Generadora Marginal: Es la unidad generadora en condiciones de satisfacer un incremento de demanda, posible de ser despachada por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), de acuerdo con los procedimientos establecidos en su correspondiente Reglamento.

*Reformado por el Artículo 1, del Acuerdo Gubernativo Número 68-2007 entró en vigencia el 06 de marzo de 2007.

CAPITULO II

GENERALIDADES

Artículo 2.- Aplicación. Las disposiciones del presente reglamento se aplican, dentro del marco de la Ley General de Electricidad, a las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización, que incluye la importación y exportación, de electricidad que desarrollan tanto las personas individuales o jurídicas con participación privada, mixta o estatal, independientemente de su grado de autonomía y régimen de constitución.

Artículo 3.- Responsables de su Aplicación. El Ministerio de Energía y Minas es el órgano del Estado responsable de aplicar la Ley General de Electricidad y el presente Reglamento, a través de la dependencia

competente y de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, salvo cuando sea de competencia exclusiva de la Comisión, de acuerdo a lo establecido en la Ley y este Reglamento.

TITULO II

AUTORIZACIONES

CAPITULO I

AUTORIZACIONES

Artículo 4.-* Solicitud de Autorizaciones.

La solicitud para la obtención de las autorizaciones definitivas para plantas de generación hidroeléctrica y geotérmica, transporte y distribución, será presentada por el interesado al Ministerio, en original y copia, utilizando formularios que para el efecto preparará el Ministerio, conteniendo por lo menos la siguiente información:

a) Identificación del peticionario.

Para las personas naturales: consignar datos personales del solicitante;

Para las personas jurídicas: consignar los datos de identificación del representante legal, nombre, razón social o denominación de la entidad solicitante, domicilio y fotocopia legalizada de la escritura de constitución social y sus modificaciones, si las hubiera. En caso de uniones transitorias, éstos datos se deberán presentar para todos los integrantes.

b) Domicilio y lugar para recibir notificaciones.

Los requisitos deben ser cumplidos tanto por personas naturales como jurídicas.

c) Descripción y planos generales del proyecto, cuando correspondiera a autorizaciones para la realización de nuevas

obras. Los planos se deberán realizar en la escala y el nivel de detalle que determine el Ministerio.

d) Calendario de ejecución de las obras, cuando correspondiere.

e) Presupuesto del proyecto, cuando correspondiere.

f) Ubicación en un mapa en escala que determine el Ministerio del área afectada por las obras.

g) Especificación de los bienes de dominio público y particulares que se utilizarán, con la individualización de aquellos con cuyos propietarios el interesado no ha llegado a un acuerdo directo de compra o de servidumbre para su utilización, para cuyo efecto el interesado deberá indicar la dirección o el lugar en donde puede notificar o citar en forma personal a tales propietarios o a sus representantes legales.

h) En el caso de autorizaciones de Servicio de Distribución Final, delimitación de la zona en la que se solicita autorización y definición del área obligatoria de servicio en correspondencia con las instalaciones existentes y/o nuevas, identificadas en la solicitud.

i) Estudio de Evaluación del Impacto Ambiental, aprobado por la entidad ambiental correspondiente.

j) Para el caso de nuevas instalaciones de transmisión o generación con capacidad mayor a cinco (5) megavatios, estudios eléctricos que muestren el impacto sobre el Sistema de Transmisión de la obra propuesta, de conformidad con lo establecido en las Normas de Estudios de Acceso al Sistema de Transporte (NEAST), elaboradas por la Comisión. Para aquellas con capacidad menor

o igual a cinco (5) megavatios, únicamente los estudios eléctricos de flujo de carga.

k) Planes de Seguridad para las instalaciones de acuerdo a las Normas sobre cada tema específico, que emita la Comisión.

l) Para centrales hidroeléctricas o geotérmicas, planes de exploración, desarrollo y explotación del recurso.

El Ministerio podrá requerir información adicional o requerir ampliaciones sobre los puntos indicados en las literales anteriores. Este período de información no podrá extender los plazos previstos en la Ley y este Reglamento por más tiempo que el que tome el solicitante para presentar la información requerida.

El Ministerio deberá llevar un registro de las solicitudes y otorgamientos de autorizaciones.

*Reformado por el Artículo 2, del Acuerdo Gubernativo Número 68-2007 entró en vigencia el 06 de marzo de 2007.

Artículo 5.- Otorgamiento de Autorizaciones Definitivas.

Las autorizaciones definitivas serán otorgadas mediante Acuerdo Ministerial en base a la calificación de la solicitud presentada. Previamente a otorgar la Autorización el Ministerio deberá, en los casos establecidos en el Título II, capítulos II, III y IV de este Reglamento, publicar la solicitud por única vez y a costo de solicitante en el Diario de Centro América y en uno de los diarios de mayor circulación, y establecer un plazo de ocho días que permita a otros interesados realizar una manifestación de objeción o de interés en la misma autorización. En caso de haber más de un interesado, estos deberán hacerlo saber por escrito al Ministerio y formalizar la solicitud de autorización en la

forma prevista en el artículo 4 del Reglamento en un plazo no mayor de 30 días a partir de la fecha de publicación.

Para el caso que se presenten otros interesados para la autorización, se deberá realizar un concurso para seleccionar al adjudicatario. El Ministerio elaborará los Términos de Referencia para estos concursos, los cuales deberán adaptarse al tipo de autorización, según lo establecido en el Título II, capítulos II, III y IV de este Reglamento.

El Ministerio deberá resolver sobre las solicitudes, en todos los casos, en un plazo no mayor de 60 días a partir de la fecha de su presentación, de acuerdo a lo previsto en los artículos 17 a 19 de la Ley.

La Autorización quedará firme a través de la suscripción de un Contrato de Autorización a ser preparado por el Ministerio. En el mismo quedarán establecidas las obligaciones que asume el autorizado, las garantías, los procedimientos para rescindir, ampliar o extender la autorización, la duración de la autorización y todo otro aspecto que el Ministerio considere necesario.

Artículo 6.- Las solicitudes para la obtención de autorización temporal serán presentadas por el interesado al Ministerio, en original y copia, utilizando el formulario que para este efecto preparará el Ministerio, conteniendo la siguiente información:

a) Identificación del peticionario, con los mismos datos previsto en los párrafos a) y b) del artículo 4 de este Reglamento.

b) Tipo de estudio para el que se requiere la autorización temporal y el servicio que prestará.

- c) Plazo para la autorización temporal, la cual no podrá exceder un año.
- d) Ubicación, bienes de dominio público y particulares que se utilizarán.
- e) Descripción de los trabajos que se ejecutarán y como afectarán a los bienes en que se localicen.

Artículo 7.- Otorgamiento de Autorizaciones Temporales. Se podrá otorgar la autorización temporal, a solicitud de cualquier interesado, para el estudio de obras de transporte y transformación de energía eléctrica que requieren la autorización, para la realización de obras de generación que prevean la utilización de recursos hídricos o geotérmicos, cuando la potencia de la central exceda los 5 Megavatios (MW). La autorización temporal permite efectuar los estudios, mediciones y sondeos de las obras en bienes de dominio público y en terrenos particulares, indemnizando a los propietarios de todo daño y perjuicio causado. El plazo máximo de la autorización temporal será de un año.

Artículo 8.- Plazo Máximo para Autorizaciones Temporales. Las autorizaciones temporales serán otorgadas por el Ministerio en un plazo máximo de 60 días de presentada la solicitud, previa verificación que el interesado ha acompañado todos los antecedentes requeridos y la publicará, por cuenta del peticionario, en el Diario Oficial y en un diario de mayor circulación nacional.

Artículo 9.- Trámite para la determinación de daños y perjuicios. Cuando las actividades desarrolladas por la autorización temporal

causen daños o perjuicios a los propietarios, poseedores o tenedores de los bienes, y ante falta de acuerdo entre las partes, las personas o empresas afectadas informarán al Ministerio, presentando una solicitud haciendo constar lo siguiente:

- a) Datos de identificación del afectado
- b) Datos de identificación del responsable de los daños
- c) Descripción y cuantificación de los daños causados.

Dentro de los cinco días siguientes de informado, el Ministerio a través de la Dirección General de Energía, verificará y evaluará los daños o perjuicios ocasionados, pudiendo recurrir con este propósito a un valuador calificado. El Ministerio notificará a las partes el resultado de la valuación realizada. El causante de los daños deberá pagar el monto determinado por el Ministerio al afectado más los gastos en que haya incurrido el Ministerio en un plazo no mayor de 30 días.

En caso de incumplimiento en el pago de los daños o perjuicios ocasionados, el Ministerio derogará la autorización, y se aplicará lo establecido en la Ley para estos casos.

CAPITULO II

AUTORIZACIONES PARA TRANSPORTE

Artículo 10.- Transporte de Energía Eléctrica. Se requerirá autorización de transporte de energía eléctrica cuando en el trazado de líneas de transporte y subestaciones de transformación de electricidad, se deba hacer uso total o parcial de bienes de dominio público o se deba imponer servidumbres a particulares. Este requisito subsiste aunque el

uso de bienes de dominio público o la imposición forzosa de servidumbres a particulares se efectúe sólo en una fracción del trazado de las obras. El cruce de calles, caminos y carreteras no se considerará para estos efectos uso de bienes de dominio público. Estas autorizaciones serán otorgadas por Acuerdo Ministerial.

No es necesario para este tipo de autorizaciones realizar el concurso público entre eventuales interesados.

Artículo 11.- Negación del Uso de Capacidad Disponible de Transporte. La autorización de transporte podrá ser rescindida si, habiendo capacidad disponible, el autorizado se niega a permitir el uso por parte de terceros de las instalaciones sujetas a la prestación del servicio. La verificación de capacidad de línea la efectuará el Ministerio oyendo a las partes, y teniendo en cuenta la opinión técnica del AMM.

Artículo 12.- Reserva de Capacidad de Transporte. Un generador o un usuario de una línea de transporte del sistema secundario o subestación de transformación puede reservar, mediante contratos, su capacidad de transporte, para inyectar o retirar energía eléctrica, cuando estas a su vez hayan sido comprometidas por contrato. En ese caso, en tanto ese generador o usuario no ocupe físicamente la línea o subestación, la podrá ocupar otro, pagando el peaje correspondiente.

Artículo 13.- Rescisión del Contrato de Autorización. El Contrato de Autorización deberá incluir una cláusula de rescisión del mismo para cuando el Transportista exceda el límite de penalizaciones previsto en este

Reglamento. La rescisión del contrato producirá la terminación de la autorización.

CAPITULO III

AUTORIZACIONES PARA CENTRALES GENERADORAS

Artículo 14.- Centrales Hidroeléctricas. Se requerirá de autorización para la utilización de recursos hidráulicos que se ocupen para generación de electricidad, cuando la potencia de la central exceda 5 Megavatios (MW). Cualquiera sea la potencia, cuando para la construcción de la central se requieran de obras de embalse que puedan afectar el régimen hidrológico de un río o la seguridad de personas y bienes ubicados aguas abajo, se requerirá que la construcción y operación de las instalaciones se adecue a lo que establezca la Comisión al respecto.

Para garantizar la protección de las personas, sus derechos y bienes, la Comisión elaborará las Normas de Seguridad de Presas, las cuales incluirán todos los aspectos de diseño, auscultación, operación de presas, así como las medidas de seguridad operativa y planes de emergencia que resulten necesarias para cumplir estos objetivos.

La autorización faculta a su titular para utilizar bienes de dominio público en el desarrollo de las obras comprendidas en la que zona en que desarrollará sus actividades, previo permiso de la autoridad competente.

La autorización definitiva del uso de los recursos hidráulicos requiere que el solicitante presente todos los estudios de impacto ambiental, seguridad de las instalaciones, planes de emergencia que sean establecidos por la Comisión en las Normas de Seguridad de Presas, así como en otras Leyes o disposiciones que regulen estos aspectos.

Cuando las características del curso de agua lo requieran, o cuando haya varias presas en el mismo río, o haya uso no energéticos del agua, el Ministerio incluirá las reglas de Manejo del Agua específicas para cada caso.

La obligación de respetar estas Normas deberá establecerse en el Contrato de Autorización, su incumplimiento implica la rescisión del mismo.

Artículo 15.- Mecanismo de Concurso. En caso que se presenten varios interesados para solicitar la autorización definitiva para construir una central hidroeléctrica en un mismo emplazamiento, los mismos deberán competir por obtener la explotación del recurso hídrico en los términos previstos en el artículo 5 de este Reglamento. Para esta situación, se utilizarán los Términos de Referencia que elaborará el Ministerio. Una vez concedida la autorización, la misma tendrá carácter de exclusivo. Se deberá firmar un Contrato de Autorización, el que debe incluir un programa de ejecución de las obras, así como la aceptación por parte del interesado del cumplimiento de todas las Normas de Seguridad de Presas, y de reglas de Manejo del Agua, y la aceptación que el incumplimiento de las mismas conllevará la rescisión del Contrato. La rescisión del contrato producirá, en todos los casos, la terminación de la autorización.

Artículo 16.- Centrales Geotérmicas. Se requerirá autorización para la utilización de recursos geotérmicos que se ocupen para la generación de energía eléctrica, cuando la potencia instalada exceda los 5 Megavatios (MW). Las autorizaciones serán definidas para el área específica solicitada. Las autorizaciones temporales para estudios se

otorgarán para áreas de hasta un máximo de 10,000 kilómetros cuadrados (Km²), y cuando sean de tipo definitivo, para hasta un máximo de 100 kilómetros cuadrados (Km²). En las autorizaciones definitivas se procurará incluir en el área autorizada a un solo reservorio geotérmico de acuerdo con lo que técnicamente demuestren los estudios.

Varios interesados pueden solicitar la autorización definitiva de explotación de una misma área. Para esta situación, el Ministerio elaborará los Términos de Referencia para la Adjudicación de Autorizaciones de Explotación de Recursos Geotérmicos. Una vez concedida la autorización, la misma tendrá carácter de exclusivo en el área especificada. Se deberá elaborar el Contrato de Autorización, el cual debe incluir una programación adecuada de los planes de exploración, y en caso que estas produzcan un resultado satisfactorio, del desarrollo y explotación del recurso que garantice su aprovechamiento óptimo tomando en cuenta el potencial estimado del campo geotérmico. Las áreas autorizadas en forma definitiva no podrán traslaparse.

En caso que un autorizado desista de la explotación del recurso porque el mismo no resulta económicamente conveniente, deberá informarlo inmediatamente al Ministerio, a fin de cancelar la autorización. El abandono del área en que se establece la autorización será interpretada como equivalente a desistir al uso del recurso geotérmico y una renuncia de la autorización.

Artículo 16 bis.-* Desarrollo de la Generación Distribuida Renovable. Los Distribuidores están obligados a permitir la conexión a sus instalaciones y a efectuar las modificaciones o ampliaciones necesarias para

permitir el funcionamiento del Generador Distribuido Renovable, para lo cual deberá determinar la capacidad del punto de conexión y las ampliaciones necesarias de sus instalaciones. Previo a su autorización, la Comisión evaluará la pertinencia del alcance de las modificaciones y de las ampliaciones de las instalaciones de los Distribuidores; así como: su respectivo costo y los beneficios por la mejora en la calidad del servicio de distribución y por la reducción de pérdidas. Los costos de las ampliaciones, modificaciones, línea de transmisión y equipamiento necesarios para llegar al punto de conexión con la red de distribución, estarán a cargo del Generador Distribuido Renovable.

La Comisión emitirá las disposiciones generales y la normativa para regular las condiciones de conexión, operación, control y comercialización de la Generación Distribuida Renovable, incluyendo los pagos o créditos por concepto de peaje y por ahorro de pérdidas, según corresponda y en lo aplicable, de conformidad con la Ley y este Reglamento.

Para el caso que se opere sin contratos, el Distribuidor podrá constituirse en comprador de la electricidad producida por el Generador Distribuido Renovable cumpliendo los requisitos establecidos en la Ley y la remuneración de la energía tendrá un valor máximo igual al Precio de Oportunidad de la Energía en el Mercado Mayorista y se considerarán las reducciones efectivas de pérdidas.

*Adicionado por el Artículo 3, del Acuerdo Gubernativo Número 68-2007 entró en vigencia el 06 de marzo de 2007.

CAPITULO IV

SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN FINAL DE ELECTRICIDAD

Artículo 17.- Servicio de Distribución Final.

Se requerirá autorización para instalar y operar redes de distribución con carácter de Servicio de Distribución Final. La autorización faculta al titular a usar bienes de dominio público en el área de la autorización y a imponer servidumbres a particulares de acuerdo a lo establecido en la Ley, para el desarrollo de las obras de distribución.

En todos los casos la autorización para un Servicio de Distribución Final deberá otorgarse por el régimen de concurso público previsto en el artículo 20 de la Ley y lo estipulado en el artículo 5 de este Reglamento, referente a concurso público.

El Ministerio podrá de oficio iniciar procesos para adjudicar autorizaciones para el Servicio de Distribución Final.

Artículo 18.- Grandes Usuarios. Los Grandes Usuarios no requerirán autorización y estarán facultados a contratar el suministro de electricidad con un Generador o Comercializador. En este caso deberán pagar un Peaje al Distribuidor, de acuerdo a lo establecido en este Reglamento. El Distribuidor dejará de ser responsable del suministro al consumidor cuando se produzcan racionamientos por insuficiencia de generación en el Mercado Mayorista.

Artículo 19.- Reducción de Límite del Servicio de Distribución Final. El Ministerio podrá en el futuro reducir el límite de 100 Kilovatios (kW) para contratar el suministro con Generadores o Comercializadores,

pudiendo incluso llevarlo a cero. Deberá avisar de esta reducción con dos años de anticipación, a fin de permitir a los Distribuidores adecuar sus contratos de potencia firme.

a) Los adjudicatarios incurrieran en cualquiera de las causales establecidas en la Ley; o

b) Por rescisión del contrato de autorización en virtud de incumplimiento del adjudicatario de cualesquiera de las obligaciones impuestas por el mismo.

CAPITULO V

TERMINACIÓN Y TRANSFERENCIA DE AUTORIZACIONES

Artículo 20.- Terminación de las Autorizaciones. Las autorizaciones a que se refiere el presente reglamento terminan por cualquiera de las siguientes causas:

a) Rescisión del contrato de autorización, por incumplimiento del adjudicatario de cualquiera de las obligaciones impuestas por el mismo;

b) Vencimiento del plazo;

c) Renuncia del adjudicatario, previamente calificada por el Ministerio.

Artículo 21.- Otras Causas de Finalización de la Autorización del Servicio de Distribución Final. La autorización de Servicio de Distribución Final termina, además de las causales establecidas en el artículo anterior, por las establecidas en el artículo 55 de la Ley, así como cuando el valor acumulado anual de las multas, por faltas en la calidad de servicio superen el límite que se establezcan en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD).

Artículo 22.- Otras de Finalización de la Autorización del Servicio de Transporte. La autorización de Servicio de Transporte termina cuando:

Artículo 23.- Continuidad del Servicio de Transporte. En caso de terminación de la autorización de servicio de transporte, el adjudicatario deberá continuar prestando el servicio hasta que se hayan tomado las medidas necesarias para asegurar la continuidad del mismo.

Artículo 24.-Continuidad del Servicio. En cualquier caso de terminación de una autorización, sea ésta de generación, distribución final o transporte, el titular de la autorización terminada deberá garantizar la continuidad del servicio, y que se de cumplimiento al artículo 57 de la Ley, lo cual deberá incluirse en el contrato de autorización. En consecuencia, no podrán suspender la prestación del servicio de que se trate hasta que se hayan tomado las medidas necesarias para tal efecto. El titular será responsable de los daños y perjuicios que cause por incumplimiento de esta obligación.

Artículo 25.- Renuncia a Autorizaciones. La renuncia a una autorización deberá hacerse por escrito ante el Ministerio. En dicho documento el titular explicará las razones que, a su juicio, justifican la renuncia. El Ministerio procederá a calificar dichas razones y, en un plazo no mayor de 60 días, resolverá sobre la procedencia o improcedencia de la misma. Durante dicho plazo, el Ministerio solicitará a la Comisión y al Administrador del Mercado

Mayorista que dictaminen al respecto. Tales dictámenes deberán indicar el impacto que la renuncia tendrá en el sistema eléctrico nacional, así como las medidas que, en su criterio, sean necesarias a efecto de minimizar el impacto y garantizar la continuidad del servicio, en caso de aceptarse la renuncia.

En la resolución que apruebe la renuncia se deberán indicar las medidas que el titular deberá tomar a fin de garantizar la continuidad del suministro. Mientras no se hayan tomado dichas medidas, la renuncia no producirá efecto.

Contra la resolución que deniegue la renuncia cabrá el recurso de reposición, de conformidad con la Ley de la materia.

Artículo 26.- Transferencia de las Autorizaciones. Para transferir una Autorización se deberá contar con la autorización del Ministerio. Previo al otorgamiento de la transferencia, el autorizado deberá presentar al Ministerio una solicitud, en la cual se indiquen la información de la persona individual o jurídica a la cual se traspasará la autorización, junto con el proyecto de acuerdo entre las partes para el traspaso. El nuevo autorizado deberá cumplir con todos los requisitos legales que contempla la Ley y este Reglamento para prestar los servicios correspondientes.

Artículo 27.- Plazos para autorizar la transferencia. Una vez presentada la solicitud de transferencia al Ministerio, con toda la información requerida, éste tendrá un plazo de dos meses para autorizar o no la transferencia. Si vencido este plazo el Ministerio no se ha pronunciado, se entenderá dada la aprobación para la transferencia. En todo caso el

Ministerio no podrá negar la transferencia infundadamente.

Artículo 28.- Formalización de la transferencia. La autorización de transferencia se hará en los mismos términos legales que se utilizan para el otorgamiento de autorización, incluyendo un Contrato de Autorización, en los mismos términos que el celebrado con el autorizado anterior. El cedente será responsable de que en ningún momento se comprometa la continuidad del servicio cuya autorización se pretenda transferir.

TITULO III

Comisión Nacional de Energía Eléctrica

CAPITULO I

INTEGRACION Y FUNCIONES

Artículo 29.- Funciones. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en adelante la Comisión, será un órgano técnico del Ministerio. La Comisión tendrá independencia funcional, su propio presupuesto y fondos privativos, cuya función será la determinación de los precios y calidad de la prestación de los servicios de transporte y distribución de electricidad sujetos a autorización, controlar y asegurar las condiciones de competencia en el Mercado Mayorista, así como todas las demás responsabilidades que le asigna la Ley y este Reglamento.

Artículo 30.- Designación de los Miembros de la Comisión. La Comisión estará integrada por tres miembros que serán nombrados en la forma establecida en el artículo 5 de la Ley. Para la determinación de las ternas que serán

propuestas al Organismo Ejecutivo se seguirán los siguientes procedimientos:

a) 90 días antes de la fecha en que vence el período para el cual fueron nombrados los miembros de la Comisión, el Ministerio realizará una convocatoria pública, en dos diarios de mayor circulación, para la designación de las ternas, de conformidad con el artículo 5 de la Ley. Dicha convocatoria indicará el lugar y hora en que deben reunirse.

b) Los rectores de las universidades del país se reunirán en el lugar y fecha indicados por el Ministerio en su convocatoria. Las siguientes reuniones, si las hubiera, deberán realizarse en el lugar que fijarán de común acuerdo.

c) Los agentes del Mercado Mayorista se reunirán en la sede del Administrador del Mercado Mayorista, en la fecha indicada por el Ministerio en su convocatoria.

d) Los rectores de las universidades resolverán por mayoría simple de los presentes. Para que las decisiones sean válidas, deben estar presentes al menos la mitad más uno de los rectores. En caso de no lograrse el quórum necesario, los rectores se reunirán el día siguiente, y podrán tomar las decisiones con el número que comparezca.

e) Los agentes del Mercado Mayoristas estarán representados por cuatro personas designadas por cada una de las organizaciones acreditadas ante el Ministerio, en que se agrupen, por actividad, los generadores, transportistas, comercializadores y distribuidores. Para efectos de este artículo, los importadores y exportadores se considerarán como parte del gremio de los comercializadores.

Cada representante tendrá tres votos, dichos votos podrán ser repartidos en la forma en que cada representante estime conveniente, incluso dándoselos todos a un solo candidato.

Los tres candidatos que obtengan el mayor número de votos integrarán la terna que se propondrá al Ejecutivo. El proceso de postulación no se interrumpirá por el hecho de que una o más de las actividades no logren unificar su representación. Si hubiere empate entre dos o más personas para determinar el tercer candidato, se realizará una segunda vuelta únicamente entre los candidatos con igual número de votos.

f) Las ternas de candidatos deberán ser entregadas al Ministerio a más tardar quince días antes de la expiración del plazo para la designación de los miembros de la Comisión.

Para efectos de lo estipulado en el artículo 5 de la Ley, se entenderá por "No tener relación con empresas asociadas al subsector eléctrico regulado por esta Ley", el hecho de tener participación accionaria, interés comercial o relación laboral con alguna de dichas entidades.

Artículo 31.- Presupuesto de la Comisión. El presupuesto de la Comisión será cubierto con los aportes anuales que efectuarán las empresas autorizadas de distribución de electricidad y las multas que la Comisión perciba de acuerdo a lo establecido en la Ley y este Reglamento. Para efecto de cuantificar las ventas finales de las distribuidoras, se incluirán las ventas a Grandes Usuarios. El aporte será el 0.3% de las ventas finales. Las empresas distribuidoras deberán informar a la Comisión antes del 31 de octubre de cada año de sus proyecciones de ventas para el próximo año. En base a estas proyecciones la Comisión elaborará su presupuesto anual.

El monto de aporte para cada contribuyente será notificado por escrito, por la Comisión, antes del 31 de diciembre de cada año, y será pagado en cuotas mensuales.

Artículo 32.- Uso del presupuesto. El presupuesto será utilizado por la Comisión para su funcionamiento, contratación de estudios, asesoría técnica y en la elaboración de los documentos que le encarga este Reglamento. Para el desempeño de sus funciones, la Comisión podrá tener hasta un máximo de 18 personas como personal permanente

Artículo 33.- Elaboración del Presupuesto. A más tardar el 30 de noviembre de cada año la Comisión deberá aprobar su presupuesto para el año siguiente. La remuneración de los miembros y su personal permanente, será determinada por la Comisión, basada en valores competitivos y de mercado para el tipo de actividad realizada.

El presupuesto de ingresos y egresos de la Comisión para el año que inicia y la ejecución del presupuesto del año anterior, debidamente auditada por un auditor externo, deberán ser publicados en el Diario Oficial, durante los primeros sesenta días de cada año.

Artículo 34.- Integración de los aportes. Las empresas distribuidoras deberán entregar sus aportes mensuales antes del último día hábil de cada mes. El no pago de los aportes, en la forma y tiempos establecidos en este reglamento, será penalizado con una multa igual al monto de las cuotas no pagadas. Lo anterior, sin perjuicio de iniciar las acciones judiciales de cobro pertinentes.

Artículo 35.- Presidencia de la Comisión. El Presidente de la Comisión será designado en el acuerdo gubernativo en el que se designen sus miembros. El Presidente ejercerá funciones ejecutivas y estará autorizado a firmar

contratos relacionados con el funcionamiento de la Comisión.

Artículo 36.- Reglamento interno. La Comisión establecerá en su reglamento interno las normas para su funcionamiento, el cual deberá estar publicado en un plazo no mayor de 6 meses luego de su constitución, el cual será aprobado mediante Acuerdo Ministerial.

Artículo 37.- Comunicación de la designación de los miembros. Las comunicaciones de la designación de los miembros de la Comisión, así como las de renovación y sustitución, deberán ser efectuadas por Acuerdo Gubernativo.

TITULO IV

EL MERCADO MAYORISTA

CAPITULO I

GENERALIDADES

Artículo 38.- Reglamento Específico del Administrador del Mercado Mayorista. El Ministerio deberá elevar al Organismo Ejecutivo en un plazo máximo de 5 meses, a partir de la fecha de publicación de este reglamento, el Reglamento Específico que regule el funcionamiento del Administrador del Mercado Mayorista. El mismo deberá incluir tanto las regulaciones relativas a la metodología de funcionamiento, como a la organización del Administrador del Mercado Mayorista, sus funciones, obligaciones y mecanismos de financiamiento. Así como todo lo relativo al funcionamiento y coordinación del Mercado Mayorista (MM).

Artículo 39.-* Agentes del Mercado Mayorista. Son Agentes del Mercado Mayorista los generadores, comercializadores, distribuidores, importadores, exportadores y transportistas, que cumpla con los siguientes límites:

- a) Generadores: tener una Potencia Máxima mayor de cinco megavatios (5 MW);
- b) Comercializadores: comprar o vender bloques de energía asociados a una Oferta Firme Eficiente o Demanda Firme de por lo menos dos megavatios (2 MW). Los mismos límites se aplicarán a los importadores y exportadores.
- c) Distribuidores: tener un mínimo de quince mil (15,000) usuarios.
- d) Transportistas: tener capacidad de transporte mínima de diez megavatios (10 MW).

Tales límites serán revisados periódicamente y podrán ser modificados por el Ministerio, a fin de acomodarse a la realidad de los mercados eléctricos.

*Reformado por el Artículo 4, del Acuerdo Gubernativo Número 68-2007 entró en vigencia el 06 de marzo de 2007.

TITULO V

SISTEMA DE TRANSPORTE

CAPITULO I

CARACTERÍSTICAS GENERALES

Artículo 40.- Actividad de transporte de energía eléctrica. El Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE), es la actividad, sujeta a Autorización, que tiene por objeto vincular eléctricamente a los Generadores con los Distribuidores o Grandes Usuarios, y

puntos de interconexión con los sistemas eléctricos de países vecinos, utilizando instalaciones propiedad de transportistas u otros agentes del MM.

Artículo 41.- Agentes Conectados al SNI utilizando Instalaciones de un Distribuidor.

Cuando Distribuidores, Generadores o Grandes Usuarios se conecten al SNI usando instalaciones de un distribuidor, no se considerará por este hecho al Distribuidor como transportista, ni sus instalaciones formando parte del Sistema principal o secundario. En este caso es de aplicación lo estipulado en el artículo siguiente.

Artículo 42.- Función de transportista.

Todo Distribuidor que dentro de sus instalaciones tenga conectados a Grandes Usuarios, Generadores u otros Distribuidores, deberá prestar a estos el servicio de transporte, en las condiciones de este Reglamento. A este servicio se le denominará Función de Transportista.

Artículo 43.- Aplicación de Normas al Servicio de Transporte de Energía Eléctrica.

Todo propietario de instalaciones dedicadas a la prestación del Servicio del Transporte de Energía Eléctrica (STEE), ya sea que corresponda al sistema principal como al secundario, estará sujeto a las normas establecidas en este Reglamento para los transportistas.

Artículo 44.- Registro de transportistas y sus instalaciones.

La Comisión deberá identificar y mantener actualizada la lista de todas las instalaciones del STEE en el Sistema

Principal y Secundario. Y de todos los prestadores de la Función de Transportista, así como los puntos de interconexión entre Generadores, Distribuidores, Grandes Usuarios con los prestadores del STEE o la función de transportistas según corresponda.

Las instalaciones del Sistema Principal por vincularse entre si y con la generación interconectada a los principales centros de consumo, son los que pueden considerarse de uso común por los generadores del MM.

Artículo 45.- Normas técnicas para el transporte. La Comisión deberá elaborar en un plazo máximo de ocho meses posteriores a su constitución, las Normas Técnicas de Diseño y Operación del STEE, las cuales contendrán todas las normas técnicas y operativas que garanticen la seguridad de las instalaciones y la calidad del servicio.

Artículo 46.- Información de Efectos Adversos al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica. Los Transportistas deberán informar al AMM y a la Comisión si alguna instalación, propia o de terceros produjera o pudiera producir un efecto adverso sobre el STEE.

En caso que la Comisión, con el asesoramiento del AMM, convalide el criterio del transportista, este tendrá derecho a requerir la realización de las medidas correctivas o preventivas necesarias para asegurar la continuidad y calidad del servicio.

Si las características del efecto adverso fueran tales que pusieran en peligro la seguridad del personal, los equipos o la continuidad del servicio, el Transportista, podrá bajo su responsabilidad, previo aviso al AMM desenergizar a las instalaciones que ocasionen

el problema hasta tanto la Comisión dictamine al respecto.

CAPITULO II

ACCESO A LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE EXISTENTE

Artículo 47.- Normas para el acceso a la capacidad de transporte. La Comisión, con el asesoramiento del AMM elaborará las Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte (NTAUCT). Este documento incluirá los requisitos que debe cumplir y los estudios que debe realizar y presentar cada agente del MM o Gran Usuario, que decida realizar nuevas instalaciones o ampliar existentes que impliquen una modificación de la potencia intercambiada. Las NTAUCT, deberán ser elaboradas y entrarán en vigencia ocho meses después de estar constituida la Comisión.

Artículo 48.-* Solicitud de Acceso a la Capacidad de Transporte. Todo nuevo usuario del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE), que requiera el acceso a la capacidad de transporte existente deberá presentar una solicitud a la Comisión.

La solicitud deberá contener la siguiente información:

- a) Descripción de las características técnicas de las instalaciones del generador o usuario y las de vinculación con el Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE).
- b) Fecha en la que prevé poner en servicio sus nuevas instalaciones.
- c) Demanda o generación que prevé serán intercambiadas en el punto de conexión, para un período de cuatro (4) años.

d) Estudios del efecto de su conexión sobre el Sistema de Transporte, de acuerdo a lo especificado en las Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte (NTAUCT).

e) Constancia de la presentación a la entidad ambiental correspondiente de los estudios ambientales requeridos, de acuerdo a los requisitos para cada tipo de instalación.

*Reformado por el Artículo 5, del Acuerdo Gubernativo Número 68-2007 entró en vigencia el 06 de marzo de 2007.

ARTICULO 49.-* Evaluación de la solicitud. La Comisión con el asesoramiento del Administrador del Mercado Mayorista (AMM) y el transportista involucrado, evaluará la solicitud y autorizará la conexión, pudiendo condicionar la misma a la realización de inversiones adicionales para corregir los efectos negativos que pudiere ocasionar su conexión.

Previo a la aprobación de la solicitud, el interesado deberá presentar ante la Comisión la constancia de la aprobación de los estudios ambientales respectivos, emitida por parte de la entidad ambiental correspondiente.

Si la Comisión no resolviera sobre la solicitud en sesenta (60) días, la misma se dará por aprobada. En este caso la Comisión asumirá la responsabilidad ante efectos negativos que hubieran sido advertidos por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) o el transportista.

La Comisión deberá verificar previo a la autorización para la conexión del solicitante, que se han realizado todas las inversiones requeridas y negarla hasta tanto las mismas se concreten. Los costos de verificación estarán a cargo del solicitante.

*Reformado por el Artículo 6, del Acuerdo Gubernativo Número 68-2007 entró en vigencia el 06 de marzo de 2007.

CAPITULO III

AMPLIACIONES A LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE

Artículo 50.-* Modalidad para las ampliaciones. La construcción de nuevas líneas o subestaciones del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE) se realizará a través de las siguientes modalidades:

- a) Por Acuerdo entre Partes.
- b) Por Iniciativa Propia.
- c) Por Licitación Pública.

*Reformado por el Artículo 7, del Acuerdo Gubernativo Número 68-2007 entró en vigencia el 06 de marzo de 2007.

Artículo 51.-* Solicitud de ampliación. En las modalidades a) y b) del artículo anterior, los interesados que requieran la ampliación deberán presentar a la Comisión la solicitud de autorización, la cual deberá contener como mínimo la siguiente información:

- a) Identificación e información de los solicitantes.
- b) Modalidad de la ampliación.
- c) Descripción de las instalaciones que prevén incorporar.
- d) Estudios técnicos que permitan verificar que las instalaciones propuestas se adecuen a las Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE).

e) Estudios eléctricos que evalúen el efecto de las nuevas instalaciones sobre los sistemas de transporte existentes, de acuerdo a las Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte (NTAUCT).

f) La información adicional requerida en el artículo 48 y la que corresponda a la modalidad de la ampliación elegida, descritas en los artículos 52 y 53 de este Reglamento.

Para las ampliaciones que se realicen como resultado del Plan de Expansión del Sistema de Transporte, las Bases de Licitación indicarán los requisitos que deben cumplir los interesados y los que resulten adjudicados.

La Comisión estudiará la solicitud y decidirá sobre la autorización, pudiendo en todos los casos condicionar la misma a la realización de modificaciones al proyecto a fin de adecuarlo al cumplimiento de las Normas Técnicas de Diseño y Operación del Transporte, vigentes. Autorizada la ampliación, el interesado previo a la ejecución de la obra deberá obtener la aprobación de los estudios ambientales, emitida por parte de la entidad ambiental correspondiente.

*Reformado por el Artículo 8, del Acuerdo Gubernativo Número 68-2007 entró en vigencia el 06 de marzo de 2007.

Artículo 52.- Propiedad de las Instalaciones de la Ampliación. Las instalaciones de una ampliación dedicada al STEE podrán:

- a) Ser propiedad de un Transportista existente por ampliación de sus instalaciones,
- b) Ser propiedad de una Empresa que se constituya a los efectos de construir y operar redes de transmisión.
- c) Ser propiedad de Generadores, Grandes Usuarios o Distribuidores que prestan el

servicio de Distribución Final que construyen sus propias líneas, correspondientes al Sistema Secundario, para conectarse al SNI. Esas líneas pueden, por decisión de los constructores, ser entregadas en operación o en propiedad a transportistas existentes.

d) Las mismas opciones pueden utilizarse para construir líneas de interconexión internacional.

Las normas técnicas que emitirá la Comisión respecto a la expansión del transporte establecerán el procedimiento que los interesados deberán seguir en cada caso, así como los requisitos que deberán cumplir para obtener las autorizaciones.

Artículo 53.-* Ampliación por Acuerdo entre las Partes y por Iniciativa Propia. Para las ampliaciones por acuerdo entre partes y por iniciativa propia los interesados construyen, operan y mantienen instalaciones destinadas a transmisión eléctrica y pueden acordar con un transportista la propiedad, el precio y las condiciones de pago de los costos de construcción, operación y mantenimiento de nuevas instalaciones.

Las instalaciones realizadas por estas modalidades serán consideradas como pertenecientes al Sistema Secundario. La Comisión en un plazo no mayor de sesenta (60) días deberá resolver sobre la procedencia o improcedencia de la autorización para la construcción de nuevas instalaciones, el que comenzará computarse a partir de que la solicitud haya cumplido con la presentación de todos los requisitos establecidos por la Comisión. En el caso de una nueva empresa de transporte, la misma previamente a su operación deberá obtener la respectiva autorización por parte del Ministerio.

La Comisión podrá condicionar la autorización a la realización de obras complementarias que eviten efectos negativos para las instalaciones existentes del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE). La puesta en funcionamiento de estas instalaciones podrá ser condicionada a la efectiva realización de las obras complementarias requeridas.

Previa conexión al Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE), la Comisión podrá contratar la asesoría o consultoría necesaria para la supervisión, verificación y aceptación de las nuevas instalaciones y sus obras complementarias, con cargo al propietario de las instalaciones.

La Comisión emitirá las normas técnicas relativas a la expansión del transporte y establecerá los procedimientos que los interesados deberán seguir en cada caso, así como los requisitos que deberán cumplir para obtener la o las autorizaciones.

*Reformado por el Artículo 9, del Acuerdo Gubernativo Número 68-2007 entró en vigencia el 06 de marzo de 2007.

Artículo 54.-* Órgano Técnico Especializado y Plan de Expansión del Sistema de Transporte. El Ministerio en un plazo de doce (12) meses contados a partir de la entrada en vigencia del presente Acuerdo deberá crear un Órgano Técnico Especializado facultado para elaborar el Plan de Expansión del Sistema de Transporte. El Ministerio través de ese órgano, con participación de las instituciones que intervienen en el sub-sector eléctrico, elaborará el Plan de Expansión del Sistema de Transporte.

El Plan de Expansión del Sistema de Transporte deberá elaborarse cada dos (2) años

y cubrir un horizonte de estudio mínimo de diez (10) años; debiendo considerar los proyectos de generación en construcción y aquellos que presenten evidencias que entrarán en operación dentro del horizonte de estudio indicado.

Para la elaboración del referido Plan de Expansión, se contará con la asesoría técnica del Administrador del Mercado Mayorista (AMM), que consistirá en realizar los estudios técnicos y proporcionar la información necesaria que se le solicite para modelar el comportamiento del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE), incluyendo las características del sistema de transporte existente y sus restricciones. El Administrador del Mercado Mayorista (AMM) deberá presentar ante el órgano técnico la información antes del uno (1) de mayo del año al cual corresponda la elaboración del Plan.

El Órgano Técnico especializado definirá el escenario de expansión de la generación e interconexiones internacionales que estime más probables, oyendo a los generadores existentes y a los interesados en desarrollar centrales. Cualquier Participante del Mercado Mayorista podrá solicitar la inclusión de obras de transmisión para que sean consideradas dentro de dicho Plan, debiendo presentar los estudios que demuestren los beneficios que obtendría el Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE) y el conjunto de operaciones del Mercado Mayorista por su realización.

El Plan de Expansión del Sistema de Transporte, independientemente del nivel de tensión, deberá cumplir con los criterios, metodologías y definiciones establecidos en la Norma Técnica de Transmisión -NTT- que emita la Comisión; debiendo considerar el suministro eléctrico necesario para satisfacer la demanda futura del sistema, minimizando:

a) El costo total actualizado de inversión y operación de las obras de transmisión que se deban ejecutar, incluyendo las pérdidas en las líneas.

b) Los costos variables de la operación de las centrales generadoras existentes y futuras, pero no sus costos de inversión ni sus costos fijos de operación y mantenimiento.

El Plan será elaborado antes del treinta (30) de septiembre del año que corresponda y su resultado será presentado a la Comisión y al Administrador del Mercado Mayorista (AMM), durante la primera semana de octubre; entidades que podrán formular sus observaciones dentro de los treinta (30) días calendario siguientes; pudiendo el Órgano Técnico especializado, dentro de los siguientes quince (15) días calendario, aceptarlas o rechazarlas, debiendo en este último caso, sustentarlo mediante estudios técnicos y económicos especializados.

Una vez concluido el proceso de elaboración del Plan, el mismo deberá ser publicado por el Ministerio, en la primera quincena de enero del año siguiente.

*Reformado por el Artículo 10, del Acuerdo Gubernativo Número 68-2007 entró en vigencia el 06 de marzo de 2007.

Artículo 54 Bis.-* Ampliación por Licitación Pública. Dentro de los siguientes dos (2) meses de publicado el Plan de Expansión del Sistema de Transporte, la Comisión determinará las obras que formarán parte del Sistema Principal, de conformidad con lo establecido en la Ley, este Reglamento, el Informe que al efecto le presente el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), y tomando en cuenta los criterios de:

a) Uso o función específica de la o las obras de transmisión independientemente del nivel de tensión.

b) Garantía de libre acceso al Servido de Transporte de Energía Eléctrica (STEE).

c) Beneficios aportados al conjunto de operaciones del Mercado Mayorista.

d) Congruencia con la política energética del país.

e) Tratados internacionales de integración energética.

Quedan excluidas del Sistema Principal las obras de uso privativo. Las obras que sean identificadas como parte del Sistema Principal y necesarias para los primeros dos (2) años deberán licitarse en forma obligatoria.

La Comisión dentro de los siguientes tres (3) meses de haberse definido de las obras de ejecución obligatoria por medio de licitación, elaborará las bases para que se lleve a cabo la Licitación Pública abierta y las remitirá al Ministerio para su aprobación. El Ministerio tendrá un (1) mes para la aprobación final de las bases y un período de seis (6) meses para llevar a cabo la licitación.

Las bases de licitación incluirán los criterios y procedimientos para calificar el canon del período de amortización y para la adjudicación de la licitación. Los interesados que se presenten a esta Licitación deberán especificar el canon que esperan recibir por la construcción y operación y mantenimiento de las instalaciones. La Comisión previo a la adjudicación final, determinará sobre la procedencia o improcedencia en cuanto al valor de canon que se pretenda trasladar a tarifas. El Ministerio con base a lo que determine la Comisión, podrá declarar desierta la licitación, por no convenir a los intereses del país. La adjudicación conlleva el otorgamiento

de la autorización como Transportista en caso sea necesario, debiendo el adjudicatario cumplir con todos los requisitos de Ley.

La Comisión podrá contratar la asesoría o consultoría necesaria para la supervisión, verificación y aceptación de las nuevas instalaciones y sus obras complementarias, previa conexión al Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE), con cargo al adjudicado.

*Adicionado por el Artículo 11, del Acuerdo Gubernativo Número 68-2007 entró en vigencia el 06 de marzo de 2007.

CAPITULO IV

SISTEMA DE PEAJE PARA EL STEE

Artículo 55.-* Cálculo del Peaje. El Transportista recibirá anualmente por sus instalaciones dedicadas al Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE), dividido en doce pagos mensuales y anticipados, una remuneración denominada Peaje, libremente acordada por las partes. En caso de que no hubiere acuerdo entre el Transportista y el Usuario del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE), la Comisión establecerá el peaje máximo sobre la base de los siguientes conceptos:

- La anualidad de la inversión de las Instalaciones de un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado, considerando un factor de recuperación de capital obtenido con la tasa de actualización establecida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, de conformidad con la Ley General de Electricidad y una vida útil de treinta (30) años.

- Los costos anuales de operación, mantenimiento y administración, que serán

como máximo el 3% del costo total de la inversión mencionada en el párrafo anterior. Este porcentaje podrá ser modificado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, sobre la base de estudios técnicos.

a) Para instalaciones existentes del Sistema Principal de Transporte, un valor de peaje máximo, en proporción a la Potencia Firme, que se calcula dividiendo el costo anual de transmisión del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE) del sistema principal entre la Potencia Firme total del Sistema Nacional Interconectado.

b) Para instalaciones existentes del Sistema Secundario, un valor de peaje máximo, en proporción a la Potencia Firme, que se calcula dividiendo el costo anual de transmisión del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE) de los sistemas secundarios correspondientes, entre la Potencia Firme total relacionada al sistema secundario correspondiente.

c) Para instalaciones nuevas, el Peaje será:

Para instalaciones construidas por Acuerdo entre Partes o por Iniciativa Propia, el Peaje será el costo acordado entre los interesados y el Transportista, el que será pagado por los primeros. Los sistemas secundarios estarán sujetos al libre acceso previo el pago de los peajes correspondientes.

Para instalaciones construidas por la modalidad de Licitación Pública, el Peaje tendrá dos períodos de remuneración:

Período de Amortización: En el cual Transportista recibirá como única remuneración el canon anual, el cual será pagado a prorrata de la Potencia Firme y se dividirá en doce (12) cuotas iguales a ser pagadas en forma mensual.

Período de Operación: Será el período posterior al de amortización, en el cual el Transportista recibirá exclusivamente el peaje que corresponda al Sistema Principal de Transporte, aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

d) La Comisión evaluará la incorporación de interconexiones internacionales al sistema principal de transporte según los beneficios para el conjunto de operaciones del Mercado Mayorista. La Norma de coordinación correspondiente desarrollará lo referente a peajes de estos sistemas.

*Reformado por el Artículo 12, del Acuerdo Gubernativo Número 68-2007 entró en vigencia el 06 de marzo de 2007.

CAPITULO V

RÉGIMEN DE CALIDAD DEL SERVICIO DE TRANSPORTE

Artículo 56.- Normas de calidad del servicio de transporte. La Comisión elaborará en un plazo de ocho meses a partir de su constitución, las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS), en base a los conceptos establecidos en este reglamento, incluyendo un régimen de sanciones por incumplimiento.

En estas Normas, se establecerán también las obligaciones de Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios, conectados directamente al Sistema de Transporte, en lo referente a la regulación de tensión.

Artículo 57.- Medición de la calidad del servicio. La calidad del STEE prestado por los Transportistas se medirá en base a la disponibilidad del equipamiento de transporte,

conexión y transformación y su capacidad asociada. Los parámetros de calidad serán medidos de acuerdo a lo que establezcan las NTCSTS.

Artículo 58.- Definición de indisponibilidad.

Se considera que un equipamiento está indisponible cuando está fuera de servicio por causa propia o por la de un equipo asociado a su protección o maniobra.

Artículo 59.- Indisponibilidad programada.

Todo equipamiento asociado al STEE que se encuentre fuera de servicio como consecuencia de los mantenimientos programados conforme los procedimientos establecidos para este efecto por el AMM, será considerado en condición de Indisponibilidad Programada.

Artículo 60.- Indisponibilidad forzada.

Todo equipamiento asociado al STEE que se encuentre fuera de servicio sin que tal situación proviniera de las órdenes de operación impartidas por el AMM o en condición de Indisponibilidad Programada, será considerado en condición de Indisponibilidad Forzada.

Artículo 61.- Vías de comunicación requeridas para la medición comercial.

Cuando el Transportista no implemente las vías de comunicaciones requeridas para el sistema de medición comercial y no realice la recolección de la información en tiempo y forma, u obstaculice la transmisión de tales datos por sus instalaciones, el AMM arbitrará los medios para viabilizar el acceso a los datos, por cuenta y cargo del transportista.

Artículo 62.- Responsabilidad del AMM. La Comisión controlará el cumplimiento de las normas establecidas y el AMM administrará su aplicación.

CAPITULO VI

CARGO POR CONEXIÓN DE TRANSPORTE

Artículo 63.- Definición. Se denomina Cargo por Conexión a los ingresos que un Transportista recibe por instalar, operar y mantener los equipos necesarios para permitir la conexión de un Generador o Gran Usuario a sus instalaciones, y transformar la energía entregada a la tensión de transmisión.

Estos cargos se calcularán con el mismo criterio aplicado para el cálculo de Peaje.

Los cargos por conexión serán pagados por los Generadores conectados en cada nodo en proporción a su potencia conectada a dicho nodo.

Los Cargos de Conexión serán pagados por los Grandes Usuarios conectados en cada nodo en proporción a la energía intercambiada cada mes.

CAPITULO VII

PEAJE PARA PRESTADORES DE LA FUNCIÓN DE TRANSPORTISTAS.

Artículo 64.- Peajes para la función de transportista. Los Prestadores de la Función de Transportista recibirán por el uso de sus instalaciones un Peaje máximo igual al Valor Agregado de Distribución, calculado en función de los Coeficientes de Pérdidas y la Potencia Máxima demandada o generada por el Usuario que requiera el servicio, más las

pérdidas incluidas en el cálculo de la Tarifa Base, para el nivel de tensión a que se encuentre conectado.

TITULO VI

CONDICIONES GENERALES DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN

CAPITULO I

DISTRIBUCION

Artículo 65.- Obligación del Suministro. Todo Distribuidor autorizado a brindar el servicio en una zona, adquiere la obligación de conectar sus redes a todos los consumidores que lo requieran, y que estén ubicados dentro de una franja que no podrá ser inferior a 200 metros en torno a sus instalaciones.

Artículo 65 Bis.*- Procedimiento de Licitación para Adicionar Nueva Generación. El Distribuidor Final deberá realizar una licitación abierta para contratar el suministro que garantice sus requerimientos de potencia y energía eléctrica, por un período máximo de quince (15) años.

La licitación deberá efectuarse con un mínimo de cinco años de anticipación al inicio del suministro que se pretende contratar, pudiendo la Comisión, cuando sea necesario, reducir este plazo.

Tomando en cuenta las necesidades de los Distribuidores y el Plan de Expansión Indicativo de Generación establecido en el artículo 15 "Bis" del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, la Comisión elaborará los términos de referencia que definan los criterios que los Distribuidores Finales deberán cumplir para elaborar las bases de licitación abierta para llevar a cabo

los procesos de adquisición de potencia y energía. Las bases de licitación que el Distribuidor elabore deberán ser presentadas para aprobación de la Comisión, la que resolverá sobre la procedencia o improcedencia dentro de los siguientes treinta (30) días calendario. Una vez aprobadas las bases, el Distribuidor deberá convocar a licitación abierta en un período máximo de noventa (90) días calendario.

El plazo para la entrega de ofertas no debe ser menor de seis (6) meses ni mayor de doce (12) meses y la contratación debe hacerse dentro de los tres (3) meses siguientes a la fecha de adjudicación. El plazo del contrato debe incluir dos fases: la primera, como fase de construcción y la segunda, como fase de operación comercial, la que no debe exceder de un período máximo de quince (15) años.

Cuando derivado de los contratos suscritos como resultado de las licitaciones establecidas en este artículo existan excedentes de potencia y energía, estos podrán ser comercializados por los Distribuidores contratantes, en el Mercado Mayorista o en el Mercado Regional.

El plazo de los contratos derivados de Licitaciones Públicas, realizadas por empresas distribuidoras que presten el Servicio de Distribución Final, no podrán prorrogarse por ninguna causa.

*Adicionado por el Artículo 13, del Acuerdo Gubernativo Número 68-2007 entró en vigencia el 06 de marzo de 2007.

Artículo 66.-* Consumidores Fuera de la Zona. Todo interesado que desee suministro eléctrico, y que estando fuera del área obligatoria llegue al límite de ésta mediante líneas propias o de terceros, tendrá derecho a que el distribuidor le suministre toda la

potencia y energía eléctrica que demande. Para obtener el servicio, el interesado deberá presentar una solicitud por escrito al titular de la autorización y de ser necesario, efectuar los aportes financieros reembolsables previstos en este Reglamento.

Las instalaciones eléctricas descritas en el párrafo anterior deberán cumplir con lo establecido en las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDOID) y con las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD). El distribuidor, previo a la conexión, realizará la revisión correspondiente y no podrá imponer criterios de diseño distintos a los aprobados por la Comisión.

*Reformado por el Artículo 14, del Acuerdo Gubernativo Número 68-2007 entró en vigencia el 06 de marzo de 2007.

Artículo 67.- Acometida. La acometida estará a cargo del Distribuidor. Cuando el consumidor este ubicado fuera de la zona de autorización, el Distribuidor podrá requerir que las instalaciones del consumidor se adecuen a las NTDOID que elabore la Comisión.

Artículo 68.-* Plazos de Conexión del Suministro de Electricidad. El Distribuidor, previo a autorizar la solicitud de conexión del suministro de electricidad y dentro de un plazo máximo de siete (7) días contados a partir de la fecha de recepción de la solicitud, deberá determinar si la capacidad de las líneas de distribución respectivas es suficiente para prestar el servicio requerido o si es necesario realizar ampliaciones. Dentro de ese mismo plazo, el Distribuidor deberá notificar al interesado sobre la autorización de la

conexión, el detalle del monto de los pagos y del depósito de la garantía que debe efectuar.

A partir de que el interesado haya realizado los pagos y el depósito de garantía, el Distribuidor:

a) Si no es necesario realizar ampliaciones, deberá conectar el servicio requerido dentro del plazo máximo de veintiocho (28) días.

b) Si es necesario realizar ampliaciones de las líneas de distribución, deberá dentro del plazo máximo de tres (3) meses realizar la conexión.

La inobservancia de los plazos antes descritos será considerada falta grave y estará sujeta a sanción y, en caso de incumplimientos reiterados, la Comisión podrá solicitar al Ministerio la rescisión o revocación de la autorización correspondiente.

*Reformado por el Artículo 15, del Acuerdo Gubernativo Número 68-2007 entró en vigencia el 06 de marzo de 2007.

Artículo 69.- Contrato de Suministro. Todo Usuario que solicite un suministro eléctrico deberá firmar un contrato con el Distribuidor, el cual deberá estar de acuerdo con las normas de servicio propias de cada Distribuidor. Estas normas serán aprobadas por la Comisión.

El contrato con el Distribuidor, deberá estipular al menos la siguiente información:

a) Nombre o razón social del usuario y su domicilio.

b) Tipo de tarifa a aplicar y período de vigencia de la tarifa.

c) Aceptación de derechos y de sanciones que establece el presente reglamento.

El Distribuidor deberá entregar una copia del contrato al usuario.

Artículo 70.- Equipo de Medición. El equipo de medición será propiedad del Distribuidor, salvo en caso de Grandes Usuarios, que se deberán regir por las disposiciones sobre el tema que establezca el AMM. El Distribuidor tendrá siempre acceso al equipo de medición para poder efectuar la facturación y llevar a cabo las revisiones del equipo que sean necesarias.

Artículo 71.-* Aporte Reembolsable. Para la dotación de suministros o ampliación de la potencia contratada dentro del área obligatoria, o aquellos que estando fuera del área obligatoria lleguen a esta mediante líneas propias o de terceros, el Distribuidor podrá solicitar a los usuarios un aporte monetario con carácter reembolsable. Estos valores serán publicados por el Distribuidor en un diario de mayor circulación nacional y serán establecidos por nivel de voltaje, no pudiendo superar el valor máximo que para estos efectos fije la Comisión.

El interesado deberá entregar el aporte a la empresa Distribuidora al momento de la firma del contrato respectivo.

Para el caso de las instalaciones desarrolladas de conformidad con el artículo 47 de la Ley General de Electricidad, las conexiones dentro de la franja obligatoria de doscientos (200) metros serán realizadas por la Distribuidora, sin requerimiento de aporte reembolsable al usuario.

*Reformado por el Artículo 16, del Acuerdo Gubernativo Número 68-2007 entró en vigencia el 06 de marzo de 2007.

Artículo 72.-* Devolución del Aporte Reembolsable. La devolución del aporte reembolsable deberá ser tal que garantice al

interesado o usuario del Distribuidor la recuperación total del capital originalmente aportado, más una remuneración de capital que resulte de aplicar al monto del aporte reembolsable la tasa de interés activa promedio ponderado mensual del sistema bancario, publicada por el Banco de Guatemala más tres (3) puntos. El Distribuidor y el Usuario podrán acordar el plazo de devolución, el cual en ningún caso podrá exceder de cinco años.

*Reformado por el Artículo 17, del Acuerdo Gubernativo Número 68-2007 entró en vigencia el 06 de marzo de 2007.

Artículo 73.- Forma de devolución del aporte reembolsable. La Distribuidora, al momento de la entrega de este aporte por parte del usuario, deberá indicar el sistema de devolución del aporte reembolsable, su valorización, y las fechas de pago. Los instrumentos de reembolso deberán entregarse al usuario en un plazo máximo de dos meses, contados desde la fecha de pago del aporte reembolsable.

Artículo 74.- Devolución de los aportes reembolsables en bonos o títulos. Cuando la devolución sea por medio de bonos o títulos de reconocimiento de deuda, se deberá indicar que los pagos deben incluir reajuste por inflación más un interés real del 5% anual.

Artículo 75.- Exceso de Demanda. El usuario que utilice una demanda mayor a la contratada deberá pagar al Distribuidor el exceso de demanda, de acuerdo a los que se establezca en las NTSD, sin perjuicio de los aportes reembolsables que correspondiera reintegrar.

Artículo 76.- Corte del Suministro. Los Distribuidores podrán efectuar el corte inmediato del servicio por los causales y en las condiciones previstas en el artículo 50 de la Ley.

Artículo 77.- Proyectos de Electrificación Rural. Para la aplicación del artículo 47 de la Ley, el Ministerio establecerá un procedimiento para la elaboración del informe de evaluación económica y social del proyecto, con el fin de resolver la procedencia o improcedencia de la solicitud.

CAPITULO II

NORMAS COMPLEMENTARIAS

Artículo 78.- Normas Técnicas a elaborar por la Comisión. La Comisión deberá elaborar en un plazo máximo de ocho meses posteriores a su constitución, las siguientes Normas Técnicas:

a) Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDOID), que incluirán todos los requerimientos necesarios para el diseño y la operación de instalaciones de distribución, que permitan la protección de las personas y los bienes, así como el régimen de inhabilitación y penalización cuando no se cumpla lo establecido en estas Normas.

b) Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD), que incluirá el régimen de calidad del servicio de distribución, de acuerdo a los conceptos incluidos en el artículo 103 de este reglamento, las sanciones asociadas a la calidad del servicio, las multas e inhabilitaciones a consumidores por instalaciones no adecuadas, autoconexión, robos y falta de pago.

c) Las demás normas que se mencionan en este reglamento.

La Comisión podrá a su criterio ampliar o emitir otras normas complementarias.

CAPITULO III

PRECIOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 79.- Precios máximos de Distribución. Se calcularán los precios máximos de Distribución para cada nivel de tensión, los que estarán compuestos por las Tarifas Base y fórmulas de ajuste periódico, de acuerdo a los artículos 77 y 78 de la Ley. La tarifa base para cada nivel de tensión se compone de:

- a) Cargo por Consumidor,
- b) Cargo por Potencia de Punta,
- c) Cargo por Potencia fuera de punta,
- d) Cargo por Energía.

Las Tarifas Base serán ajustadas periódicamente mediante la aplicación de fórmulas que reflejen la variación de los costos de distribución. La Comisión determinará el período de ajuste. Los componentes asociados al costo de compra de energía y potencia se corregirán precedentemente, de acuerdo a lo establecido en los artículos 86, 87 y 88 de este Reglamento.

Artículo 80.- Estructuras Tarifarias. La Comisión aprobará por Resolución, para cada empresa de Distribución, opciones de estructuras tarifarias para las ventas a los consumidores que estén por debajo del límite fijado en la definición de Gran Usuario, en la zona en la que se le autorizó a prestar el

servicio, aplicables a categorías de consumidores definidas en función de las características del suministro y del consumo de electricidad, en base a los cargos indicados en el artículo anterior o una combinación de ellos.

Para cada componente de la estructura tarifaria en baja tensión, el Distribuidor podrá proponer a la Comisión subcategorías en función de la densidad de carga de la zona abastecida.

Artículo 81.- Sistema Uniforme de Cuentas. La Comisión elaborará o adoptará un Sistema Uniforme de Cuentas, que será de uso obligatorio entre todos los Distribuidores, y que deberá ser utilizado para el registro de todos los costos e ingresos asociados a la prestación del servicio.

Artículo 82.- Costos de Suministro. Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base y por cada nivel de tensión, serán aprobados por la Comisión mediante Resolución, y se basarán en la estructura de una empresa eficiente.

Los costos de suministro se calcularán en forma anual para el horizonte de proyección que se requiera, y comprenden: costos de compras de electricidad, costos de instalaciones, costos de consumidores, impuestos y tasas arancelarias, costos de mantenimiento, costos administrativos y generales, y otros costos que tengan relación con el suministro y que sean aprobados por la Comisión e incluidos por esta en el Sistema Uniforme de Cuentas, de acuerdo con el detalle siguiente:

- a) Los costos de compras de electricidad corresponden a los costos de generación, más recargos por el uso del sistema de transmisión,

más recargos por las pérdidas de energía y potencia en las líneas de transmisión y subtransmisión. El costo de generación y las pérdidas de energía y potencia se calcularán de acuerdo a la metodología que se establezca en el reglamento específico del Administrador del Mercado Mayorista.

b) Los costos de las instalaciones corresponden al costo de reposición de todos los equipos utilizados para suministrar la energía a los usuarios en el instante en que se calculan las tarifas. Estos costos se obtendrán de acuerdo al concepto de empresa eficiente. Se calculará la anualidad de inversión con la tasa de actualización que calcule la Comisión en base a estudios contratados con empresas especializadas, y deberá basarse en la rentabilidad de actividades realizadas en el país con riesgo similar.

c) Los costos de consumidores comprenden: supervisión, mano de obra, materiales y costos de las actividades de medición, facturación, cobranza, registro de usuarios y otros relacionados con la comercialización de electricidad.

d) Los impuestos y tasas a considerar, serán aquellos que conforme a Ley graven a la actividad de Distribución y que constituyan un costo para el Distribuidor, a excepción del Impuesto Sobre la Renta.

e) Los costos de operación comprenden: supervisión, ingeniería de operación, mano de obra, materiales, despacho de carga, operación de instalaciones, alquileres de instalaciones y otros relacionados con la operación de los bienes afectos a la actividad de Distribución.

f) Los costos de mantenimiento comprenden: supervisión, ingeniería de mantenimiento, mano de obra, materiales, mantenimiento de equipos, instalaciones, estructuras, edificios y

otros relacionados con el mantenimiento de los bienes afectos a la actividad de Distribución.

g) Los costos administrativos y generales comprenden: sueldos administrativos y generales incluyendo beneficios sociales, materiales, gastos de oficina, servicios externos contratados, seguros de propiedad, alquileres, gastos de regulación y fiscalización, mantenimiento de propiedad general y otros relacionados con la administración.

h) Una componente razonable de sanciones correspondiente a una empresa que preste un servicio con una calidad de servicio adecuada, según las normas que establezca la Comisión.

Artículo 83.- Costos No Reconocidos. No se incluirán como costos de suministro, para el cálculo de las Tarifas Base: los costos financieros, depreciación de equipos, los costos relacionados con las instalaciones de generación que posea el Distribuidor, los costos asociados a instalaciones de alumbrado público, las cargas por exceso de demanda respecto a la contratada que se establezcan en el Reglamento Específico del Administrador del Mercado Mayorista, todo pago adicional a la potencia convenida en los contratos de compra de potencia, y otros costos que a criterio de la Comisión sean excesivos o no correspondan al ejercicio de la actividad.

Artículo 84.- Período de Vigencia de las Tarifas. Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base serán calculados cada cinco años y se basarán en la estructura de una empresa eficiente. El costo de suministro para cada nivel de tensión será igual a la suma de los costos de una empresa eficiente.

Artículo 85.- Proyección de Costos. Los costos de suministro para el cálculo de las Tarifas Base, serán los valores promedio representativos de los costos proyectados para un periodo de cinco años.

Las proyecciones de costos se determinarán a precios de la fecha en que se efectúe el estudio, considerando el crecimiento previsto de la demanda, los planes de expansión y los indicadores de operación e indicadores de costos unitarios definidos por la Comisión.

Los planes de expansión que incluyen los respectivos programas de inversión, serán presentados por la Distribuidora a la Comisión, la misma que verificará su consistencia y procederá a su aprobación para su inclusión en la proyección de costos de inversión.

Para las proyecciones de costos para el período de cinco años, la Comisión establecerá un conjunto de indicadores que relacionen los costos con otros parámetros tales como: el valor de los activos, el número de consumidores, las ventas de energía, las longitudes de líneas y otros. Dichos indicadores señalarán niveles de eficiencia que contemplen el análisis del cumplimiento de los indicadores del período anterior y no podrán ser inferiores a los resultantes de la operación real de la empresa en dicho período.

Artículo 86.- Precios de Energía para Traslado a Tarifas de Distribución. Antes del 31 marzo de cada año, el AMM presentará a la Comisión el cálculo de los precios de energía y potencia para ser trasladados a las tarifas para cada uno de los Distribuidores.

La metodología de cálculo será establecida en el Reglamento Específico del Administrador

del Mercado Mayorista, y se basará en los siguientes criterios;

a) Para el precio de la potencia se utilizará el costo asociado a los Contratos Existentes y/o a los nuevos contratos por licitación abierta.

b) Para la energía se utilizará el precio proyectado de la energía en el MM.

La Comisión aprobará o improbará dicho cálculo. En caso de improbarla solicitará al AMM el recálculo correspondiente.

Antes del 30 de abril de cada año, la Comisión publicará las tarifas a usuarios finales para cada Distribuidor, las que se aplicarán a partir del primero de mayo.

El precio de la potencia de punta en generación que se reconoce en el cálculo de las tarifas de distribución será calculado según la metodología prevista en el Reglamento Específico del Administrador Mercado Mayorista.

Para el cálculo del precio de la energía se precede como sigue:

a) Para un período de 12 meses desde mayo hasta abril, se determina el despacho esperado, por bloque horario, de cada mes y de cada una de las unidades generadas del MM. El período de 12 meses podrá ser reducido por la Comisión.

b) Este despacho resultará de realizar una simulación de la operación del MM que toma en cuenta: proyección de la demanda, programa de incorporación de nuevas unidades al MM, programa de mantenimiento, precios de los combustibles vigentes, restricciones a la operación del STEE y las características de los Contratos Existentes.

c) Se calcula el costo mensual total de abastecimiento de energía de cada Distribuidor, considerando el costo de compra

para cada uno de los contratos según el despacho realizado, y el precio horario de la energía en MM para las compras en el MM.

d) Se determina el costo total de compra de potencia según los contratos de cada Distribuidor con los Generadores.

e) Se denomina Saldo del Costo de Potencia (SCP), a traspasar a la energía, al costo total mensual de la potencia comprada por contratos, menos la demanda máxima de potencia del mes valorizada al precio de la potencia de punta en generación que se reconoce para el cálculo de las tarifas de Distribución.

f) El costo mensual medio de la energía a traspasar a las tarifas de distribución se calcula como el costo total mensual de compra de energía más el Saldo del Costo de Potencia (SCP), dividido por la energía mensual comprada por el Distribuidor. En caso que se calcule un costo de la energía por bloque horario, todos los valores referenciados anteriormente deberán ser calculados para los bloques de máxima, media y baja demanda. En este caso el Saldo del Costo de Potencia (SCP) se ponderará en función de la duración de cada bloque.

El valor de Saldo del Costo de Potencia (SCP) deberá ser multiplicado, por cada Distribuidor y cada nivel de tensión, por la relación entre los factores de expansión de pérdidas medias de potencia y divididas por los factores de expansión de pérdidas medias de energía.

g) El precio medio de compra de energía a trasladar a las tarifas de distribución será el promedio ponderado por las energías correspondientes, para los 12 meses o al período menor que especifique la Comisión.

h) Este precio será afectado por el ajuste correspondiente al trimestre anterior, según la

metodología indicada en el artículo siguiente de este reglamento.

La Comisión podrá determinar que los precios de la energía para el traslado a tarifas de distribución se calcule por bandas horarias, y especificar la duración de las mismas.

Cuando exista una cantidad suficiente de contratos, la Comisión podrá determinar que el costo asociado a estos se transfiera directamente al precio de la potencia de punta y el concepto de Saldo del Costo de Potencia (SCP) se dejará de utilizar.

Artículo 87.-* Ajuste del precio de la energía. Cada tres (3) meses se calculará la diferencia entre el precio medio de compra de potencia y energía y el precio medio correspondiente calculado inicialmente para ser trasladado a tarifas de distribución.

Para el efecto, cada mes, dentro de los primeros quince días, el Distribuidor presentará ante la Comisión la documentación de soporte correspondiente a los costos incurridos e ingresos obtenidos en el mes anterior. La Comisión fiscalizará el informe documentado presentado por el Distribuidor y, en caso de haber dudas o desacuerdos con la información presentada, correrá audiencias al Distribuidor para que se pronuncie. A partir de la finalización de la etapa de las audiencias y de conformidad con la metodología para fijar las tarifas establecida en la Ley General de Electricidad y este Reglamento, y con las condiciones de los contratos de suministro, la Comisión determinará la diferencia trimestral correspondiente, la que se dividirá entre la proyección de la demanda de energía del Distribuidor para los próximos tres meses, obteniendo así el valor de ajuste que será aplicado al precio de la energía del trimestre correspondiente.

La Comisión fijará el ajuste trimestral por medio de resolución y lo notificará a los Distribuidores Finales, para su aplicación y efectos correspondientes.

Si posteriormente a la fijación del ajuste trimestral, se determina que se incluyeron cargos a favor o en contra del Distribuidor, que debieron ser aplicados en este o en anteriores ajustes, esta diferencia deberá ser incluida como saldo no ajustado en posteriores ajustes trimestrales.

Cuando existan variantes significativas entre las previsiones de costos de compra y sus costos reales, la Comisión podrá establecer, con el acuerdo del Distribuidor una ampliación del período de recuperación de los saldos, o bien la actualización de las proyecciones de tarifas.

*Reformado por el Artículo 18, del Acuerdo Gubernativo Número 68-2007 entró en vigencia el 06 de marzo de 2007.

Artículo 88.- Precios de Energía y Potencia a la Entrada de la Red de Distribución de Media Tensión. Los precios de energía y de Potencia de Punta a la entrada de la Red de Distribución de media tensión, serán los precios de energía y Potencia a nivel de subtransmisión y se calcularán adicionando a los precios de la energía y potencia calculados según lo establecido en el artículo 87, de este reglamento, los costos de transmisión que incluyen los costos de transformación y transmisión de instalaciones del sistema de subtransmisión y de instalaciones no pertenecientes al STEE usadas para conducir la electricidad desde el nodo del STEE hasta la entrada de la red de Distribución. Para su cálculo, se aplicarán las fórmulas siguientes:

$$PEST_b = PNE_b * FPEST$$

$$PPST = PNP * FPPST + CST$$

Donde:

PEST_b Precio de energía por bloque horario b a la entrada de la red de media tensión

PPST Precio de Potencia de Punta a la entrada de la red de Distribución de media tensión.

PNE_b Precio de compra de la energía reconocido correspondiente al bloque horario b

PNP Precio de compra de potencia reconocidos.

FPEST Factor de expansión de pérdidas medias de energía de subtransmisión.

FPPST Factor expansión de pérdidas medias de Potencia de Punta de subtransmisión.

CST Peaje por el uso de sistema de subtransmisión. Este peaje corresponde a la suma de todos los peajes que debe cancelar un distribuidor por le uso del sistema de subtransmisión.

Cuando existan varios puntos de suministro al Distribuidor, se determinarán precios promedio de compra ponderando los precios de los diferentes puntos de suministro por las cantidades de potencia y energía correspondientes.

En caso que por razones contractuales sea el distribuidor el que deba hacerse cargo por los peajes de uso de los sistemas de transmisión principal y/o secundario, los precios reconocidos de energía por bloque horario se expresarán como sigue:

$$PNE_b = PE_b * FPE_{sp} * FPE_{ss}$$

$$PNP = (PP * FPP_{sp} * PEAJ_{Esp}) * FPP_{ss} + PEAJ_{Ess}$$

Donde:

PEb: -precio de la energía informado por el AMM

FPEsp: factor de expansión de pérdidas medias de energía en el Sistema Principal

FPEss: factor de expansión de pérdidas medias de energía en el sistema secundario

PP: precio de potencia de punta informado por el AMM

FPPsp: factor de expansión de pérdidas medias de potencia en el Sistema Principal

FPPss: factor de expansión de pérdidas medias de potencia en el Sistema Secundario.

PEAJEsp: Peaje y/o canon por el uso del Sistema Principal por unidad de demanda de potencia de punta.

PEAJEss: Peaje y/o canon por el uso del Sistema Secundario, por unidad de demanda de potencia de punta.

Artículo 89.- Cálculo y Aplicación de las Tarifas Base. Las tarifas base definidas en el artículo 79 del presente Reglamento, para cada nivel de tensión y para su aplicación en períodos mensuales, se determinarán de la siguiente manera:

1. El Cargo de Consumidor (CF).

Se calculará como la relación entre los costos de consumidores y el número promedio anual de Consumidores del Distribuidor. Este cargo se aplicará mensualmente a cada consumidor y será de aquí en adelante denominado CF.

2. Cargo por Potencia de Media Tensión

2.1 Los usuarios con medición de energía por bloque horario

Los usuarios en esta categoría tienen una medición horaria de potencia que permite identificar su participación en la hora de punta del SNI.

El cargo de potencia en el nivel de media tensión, está constituido por:

a) Cargo por Potencia de Distribución en media tensión (CDMT), calculado como la relación entre los costos de Distribución, correspondientes al nivel de media tensión, dividido entre la sumatoria de demandas máximas individuales en la etapa de media tensión; se incluyen las demandas en la entrada a los transformadores de media a baja tensión.

El cargo por potencia de distribución en media tensión se corrige para tener en cuenta las ventas de potencia en horas fuera de punta.

b) Cargo por Potencia Fuera de Punta en media tensión, es el precio de la Potencia de Punta de subtransmisión multiplicado por el factor de pérdidas medias de potencia correspondientes a media tensión y el factor de coincidencia de todos los usuarios cuya demanda máxima se produce en horas fuera de punta, más el Cargo por Potencia de Distribución. La fórmula de este cargo es la siguiente:

$$CFPMT = CDMT * Ffpta$$

Donde:

CFPMT: Cargo por Potencia Fuera de Punta en media tensión.

Ffpta: Factor de coincidencia de todos los usuarios cuya demanda máxima se produce en horas fuera de punta. Este factor, se calculará como la relación entre la Demanda Máxima Simultánea de los Usuarios en esta tensión y las Demandas Máximas Contratadas por estos.

CDMT: Cargo por potencia de Distribución en media tensión.

c) Cargo por Potencia de Punta en media tensión, es el precio de la Potencia de Punta de subtransmisión multiplicado por el factor de pérdidas medias de potencia correspondientes a media tensión, mas el Cargo por Potencia de Distribución. La fórmula resultante es la siguiente:

$$CPMT = (PPST * FPPMT + CDMT) * Fpta$$

Donde:

CPMT: Cargo por potencia de punta en media tensión

FPPMT: factor de pérdidas medias de potencia en la red de media tensión

Fpta: factor de coincidencia de todos los usuarios cuya demanda máxima se produce en horas de punta

El monto a pagar por un consumidor que resulta de la aplicación de los conceptos antes expuestos se resumen en la siguiente relación:

$$PUMT = CPMT * PPMT + CFPMT * (PTMT - PPMT * Fpta / Ffpta) + CF$$

Donde:

PUMT: monto a pagar por un cliente por potencia en media tensión

PPMT: potencia de punta demandada en media tensión en la banda horaria coincidente con la potencia máxima del SNI.

PTMT: potencia contratada en media tensión.

Cuando PPMT sea mayor que PTMT, no se considerará el segundo miembro de la ecuación.

2.2 Clientes sin medición por bloque horario

En esta tarifa se registra la potencia máxima del cliente y debe asumirse su participación en la punta del SNI a través de un coeficiente que se estima en base a estudios de caracterización de carga. Estos usuarios se clasifican en:

a) Clientes que tienen participación en la punta

b) Clientes con baja participación en la punta

El monto a pagar por estos consumidores se estima en base a los conceptos anteriores, según la siguiente relación:

$$PUMT = CPMT * Pmax * Contp + CFPMT * (PTMT - Pmax * Contp) + CF$$

Donde:

Pmax: potencia máxima registrada en un medidor con demandómetro;

Contp: índice que refleja la participación en la punta de un grupo de usuarios de comportamiento similar cuya demanda máxima se produce fuera de punta. Este valor se debe estimar en base a estudios de caracterización de carga.

Cuando el producto de Pmax y Contp sea mayor que PTMT, no se considerará el segundo miembro de la ecuación.

3. Cargo por Potencia en Baja Tensión

3.1 Clientes con medición de demanda horaria

El cargo de potencia en el nivel de baja tensión, está constituido por:

a) Cargo por Potencia de Distribución en baja tensión (CDBT), calculado como la relación entre los Costos de Distribución, correspondiente al nivel de baja tensión,

dividido entre la sumatoria de demandas máximas individuales en la etapa de baja tensión.

El cargo por Potencia de Distribución se corrige para tener en cuenta las ventas de potencia en horas fuera de punta.

b) Cargo por Potencia fuera de Punta en baja tensión, es el cargo por Potencia de Distribución de baja tensión multiplicado el factor de coincidencia de todos los usuarios cuya demanda máxima se produce en horas fuera de punta. La fórmula de este cargo es la siguiente:

$$CFPBT = CDBT * Ffpta$$

donde:

CDBT: Cargo por Potencia de Distribución en baja tensión.

CFPBT: Cargo por Potencia Fuera de Punta en baja tensión.

Ffpta: Factor de coincidencia de todos los usuarios cuya demanda máxima se produce en horas fuera de punta.

Este factor, se calculará como la relación entre la Demanda Máxima Simultánea de los Usuarios en esta tensión y la suma de las Demandas Máximas de estos usuarios. Para los usuarios con potencia contratada se utilizará esta como Demanda Máxima.

c) Cargo por Potencia de Punta en baja tensión, es el cargo por Potencia de Punta de media tensión multiplicado por el factor de pérdidas medias de potencia en baja tensión más el cargo por Potencia de Distribución, correspondiente al nivel de baja tensión. La fórmula para este cargo es la siguiente:

$$CPBT = (CPMT * FPPBT + CDBT) * Fpta$$

Donde:

CPBT: cargo por Potencia de Punta en baja tensión.

CPMT: cargo por potencia de Punta en media tensión

FPPBT: factor de perdidas medias de potencia en la red de baja tensión

Fpta: factor de coincidencia de todos los usuarios cuya demanda máxima se produce en horas de punta.

El monto a pagar por un cliente que resulta de la aplicación de los conceptos expuestos anteriormente se resumen en la siguiente relación:

$$PUBT = CPBT * PPBT + CFPBT * (PTBT - PPBT * Fpta / Ffpta) + CF$$

donde:

PUBT: Monto a pagar por cliente por potencia en baja tensión.

PPBT: Potencia de Punta en baja tensión. Es la demanda de potencia en la banda horaria coincidente con la potencia máxima del SNI

PTBT: Potencia contratada en baja tensión. Es la demanda máxima individual contratada en baja tensión.

Cuando PPBT sea mayor que PTBT, no se considerará el segundo miembro de la ecuación.

3.2 Clientes sin medición por bloque horario

En esta tarifa se registra la potencia máxima del cliente y debe asumirse su participación en la punta del SNI a través de un coeficiente que se estima en base a estudios de caracterización de carga. Estos usuarios se clasifican en:

a) Clientes que tienen participación en la punta

b) Clientes con baja participación en la punta

El monto a pagar por estos consumidores se estima en base a los conceptos anteriores, en base a la siguiente relación:

$$PUBT = CPBT * P_{max} * Contp + CFPBT * (PTBT - P_{max} * Contp) + CF$$

Donde:

Contp: índice que refleja la participación en la punta de un grupo usuarios de parecido comportamiento, y cuya demanda máxima simultánea se produce en horas fuera de punta. Se cálculo se debe realizar en base a estudios de caracterización de la carga.

Cuando el producto de Pmax y Contp sea mayor que PTBT, no se considerará el segundo miembro de la ecuación.

4. Cargo por Energía en los Niveles de Media y Baja Tensión

a) Tarifas de Consumidores con medición de demanda por bloque horario

El cargo por energía en media tensión es el precio de la energía a nivel de subtransmisión multiplicado por el factor de pérdidas medias de energía de media tensión. El cargo por energía en baja tensión es igual al cargo por energía en media tensión multiplicado por el factor de pérdidas medias de energía en baja tensión. Las fórmulas de estos cargos son las siguientes:

$$CEMT_b = PEST_b * FPEMT$$

$$CEBT_b = CEMT_b * FPEBT$$

Donde:

CEMT_b: Cargo por energía en media tensión correspondiente al bloque horario b.

CEBT_b: Cargo por energía en baja tensión correspondiente al bloque horario b.

PEST_b: Precio de energía a nivel de subtransmisión al bloque horario b.

FPEMT: Factor de pérdidas medias de energía en media tensión.

FPEBT: Factor de pérdidas medias de energía en baja tensión.

b) Tarifas de Consumidores sin medición por bloque horario

Las tarifas a consumidores sin medición de consumo de energía por bloque horario se calcularán de la siguiente forma:

$$PESTPM = \frac{\sum DEM_b * PE_b}{\sum DEM_b}$$

Donde:

PESTPM: precio de energía a nivel de subtransmisión medio ponderado.

DEM_b: demanda de energía de los usuarios sin medición por bloque horario, en el bloque b.

Los valores de DEM_b para cada categoría tarifaria se obtendrán de estudios de Caracterización de Carga que contratará cada Distribuidor con firmas especializadas de acuerdo a Términos de Referencia elaborados por la Comisión.

De acuerdo a esta definición se calcularán los cargos por energía con la siguiente fórmula:

$$CEMT = PESTPM * FPEMT$$

$$CEBT = CEMT * FPEBT$$

Donde:

CEMT: cargo por energía a usuarios sin medición por banda horaria en media tensión.

CEBT: cargo por energía a usuarios sin medición por banda horaria en baja tensión

c) Tarifas a Consumidores sin medición de potencia

Los consumidores en baja tensión sin medición de potencia pagarán una tarifa en función de la energía total consumida calculado como:

$$\text{CUEBT} = \text{CEBT} + \frac{\text{CPBT}}{\text{NHU}}$$

Donde:

NHU: corresponde a un factor de carga medio constante de aquellos consumidores a los que no se les mide su consumo de potencia.

El valor de NHU se obtendrá de los estudios de caracterización de cargas mencionados con anterioridad en este artículo. La Comisión podrá fijar estos valores en base a valores obtenibles por empresas Distribuidoras que realicen programas de eficiencia energética.

Artículo 90.- Factores de Pérdidas Medias.

El factor de pérdidas medias de energía para cada nivel de tensión se calculará como el valor inverso de la diferencia entre la unidad y el valor unitario de las pérdidas de energía correspondientes. La fórmula de cálculo es la siguiente:

$$\text{FPE} = 1/(1 - \text{pe})$$

donde:

FPE = Es el factor de pérdidas medias de energía

pe = Es el valor unitario de las pérdidas de energía.

El factor de pérdidas medias de potencia para cada nivel de tensión se calculará como el valor inverso de la diferencia entre la unidad y el valor unitario de las pérdidas de potencia correspondientes.

$$\text{FPP} = 1/(1 - \text{pp})$$

donde:

FPP = Es el factor de pérdidas medias de potencia.

pp = Es el valor unitario de las pérdidas de potencia.

En los factores de pérdidas en baja tensión se incluirán además de las pérdidas técnicas, un porcentaje de pérdidas no técnicas correspondiente a una empresa eficiente, en base a los criterios que establecerá la Comisión.

Artículo 91.- Valor Agregado de Distribución. Se denomina Valor Agregado de Distribución (VAD) al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de una determinada densidad de carga.

En las fórmulas de los artículos 88 y 89 el VAD se relaciona con las siguientes variables: CDMT, CDBT, FPPMT, FPPBT, FPEMT, FPEBT, FPEST, NHU.

Las dos primeras variables (CDMT y CDBT) se denominan Componentes de Costos del VAD (CCVAD).

Las cuatro componentes siguientes se denominan Componentes de Pérdidas del VAD (CPVAD).

La componente NHU se denominan horas de uso típicas de tarifas sin medición de potencia.

Artículo 92.- Fórmulas de Ajuste de las Componentes de Costos del Valor Agregado de Distribución. Las fórmulas de ajuste de las componentes de costo del VAD

se ajustarán con fórmulas representativas de las estructura de costos calculadas en conjunto con las tarifas base, de acuerdo a los estudios previstos en el artículo 97 del presente Reglamento. Se considerará además un factor de reducción anual que tome en cuenta el efecto de economías de escala y mejora de eficiencia, que se aplicará anualmente. Estos estudios deberán ser aprobados por la Comisión.

Artículo 93.- Cargos por Reconexión. Los cargos por reconexión, para cada categoría de consumidor, se calcularán como el costo de materiales fungibles, mano de obra, uso de equipo y transporte necesarios para desconectar y reconectar a un consumidor típico a la red de Distribución. Dichos cargos serán aprobados por la Comisión mediante Resolución, juntamente con la aprobación de tarifas. El cargo por reconexión será aplicado para la reposición del servicio, a todo consumidor que haya sido sancionado con el corte del suministro de conformidad con la Ley y este reglamento.

Artículo 94.-* Garantía de Pago. Todo nuevo usuario deberá entregar al distribuidor una garantía de pago. Esta garantía podrá aportarse en forma monetaria o por medio de una fianza, y se calculará para cada categoría de usuario como el monto equivalente a dos facturas mensuales promedio de un usuario típico de su misma categoría, el distribuidor podrá exigir las actualizaciones necesarias de dicha garantía de pago cuando el consumo del usuario aumente o disminuya.

Cuando la garantía de pago se aporte en forma monetaria devengará una remuneración de capital que resulte de aplicar al monto de la garantía de pago, la tasa de interés activa

promedio ponderado mensual del sistema bancario, publicada por el Banco de Guatemala. Al rescindir el contrato, el Distribuidor deberá hacer una liquidación que incluya el monto inicial de la garantía, más la totalidad de los intereses devengados y capitalizados cada año, menos las deudas pendientes y costos que el usuario hubiere ocasionado. Este monto deberá ser devuelto, a más tardar siete (7) días después de rescindido el contrato.

Cuando se rescinda el contrato de suministro de electricidad de un usuario que haya constituido la garantía de pago por medio de una fianza, el Distribuidor deberá a más tardar siete (7) días después de ocurrido el hecho, notificar al usuario los montos de deudas pendientes y costos que hubiere ocasionado. El usuario tendrá quince (15) días contados a partir de la fecha en que le fue efectuada la notificación, para cancelar los montos requeridos; de hacerlo, el Distribuidor deberá ordenar la cancelación de la fianza en forma inmediata, y en caso contrario, el Distribuidor podrá hacer efectiva la misma.

*Reformado por el Artículo 19, del Acuerdo Gubernativo Número 68-2007 entró en vigencia el 06 de marzo de 2007.

Artículo 95.- Aprobación de Tarifas. Las tarifas a usuarios de servicio de Distribución Final, sus fórmulas de ajuste, las estructuras tarifarias determinadas en función de dichas tarifas, los cargos por corte y reconexión, serán aprobados cada cinco años y tendrán vigencia por ese periodo, salvo que la Comisión determinare la necesidad de una revisión extraordinaria de tarifas base.

Artículo 96.-* Medición y Facturación.

Mensual o bimensualmente, el Distribuidor realizará la medición de todos los parámetros requeridos para la facturación de todos sus usuarios y aplicará las estructuras tarifarias que correspondan para obtener el monto de facturación por servicios de electricidad. A dicho monto se adicionarán los montos por tasas e impuestos de Ley, no considerados en el cálculo de tarifas y relacionados directamente con el suministro, para obtener el monto total de facturación a incluir en la factura.

Las facturas se emitirán mensual o bimensualmente e incluirán toda la información necesaria que determine la Comisión para su verificación y cancelación. La Comisión podrá autorizar la inclusión de la tasa por alumbrado público cuando haya un acuerdo en este sentido entre el Distribuidor y las municipalidades.

El Distribuidor, en función a sus características comerciales propias, podrá solicitar la aprobación de la Comisión para efectuar la medición de los parámetros requeridos para su facturación en períodos mayores al establecido en el presente artículo o establecer otro método para la estimación del consumo cuando se considere conveniente. El distribuidor, con el propósito de dar facilidad al usuario y estar acorde al avance tecnológico, podrán realizar la medición y cobro por consumo u otros conceptos con nuevos sistemas y tecnologías previamente autorizados por la Comisión, para el efecto el distribuidor deberá presentar la documentación o medios digitales con toda la información detallada sobre el modelo y/o sistema propuesto que deseen utilizar.

*Reformado por el Artículo 20, del Acuerdo Gubernativo Número 68-2007 entró en vigencia el 06 de marzo de 2007.

Artículo 97.- Estudios Tarifarios. Los Distribuidores deberán contratar con firmas consultoras especializadas la realización de estudios para calcular las componentes del Valor Agregado de Distribución.

La Comisión elaborará un listado de las firmas consultoras calificadas para realizar los estudios tarifarios, y los términos de referencia para su contratación, los cuales se basarán en los conceptos detallados en los artículos 86 al 90 de este Reglamento.

Los estudios deberán basarse en el objetivo de costos de una empresa eficiente de Distribución. La Comisión determinará el número de empresas eficientes de referencia, caracterizadas por su densidad de distribución, que se considerará para definir los VAD, y clasificará a las distintas Distribuidoras, o partes de las Distribuidoras, en cada uno de los modelos de empresa eficiente de referencia. Si una Distribuidora, por razones de diferencia de densidad en sus distintas áreas de distribución, tuviera partes de ella clasificadas en distinto modelos de empresa eficiente, la Comisión podrá determinar una tarifa única para toda ella, que resulte de tomar el promedio ponderado de los VAD que correspondan, o bien podrá decidir la aplicación de distintas tarifas para las distintas áreas de la autorizada a la prestación del servicio. La ponderación se efectuará sobre la base del número de usuarios de cada área.

Los VAD que se calculen para cada Distribuidora considerarán factores de simultaneidad resultantes de estudios de caracterización de la carga que ajusten la demanda total de la autorización a la suma de la potencia contratada con sus usuarios más las pérdidas reales.

Las Distribuidoras deberán contratar con firmas especializadas, precalificadas por la

Comisión, estudios de caracterización de cargas, de acuerdo a Términos de Referencia que elaborará la Comisión. Los estudios del VAD deberán actualizarse una vez que se disponga de la información de estos estudios.

Artículo 98. *- Periodicidad de los Estudios Tarifarios. Cada cinco años, con una anticipación de doce meses de la entrada en vigencia de las tarifas, la Comisión entregará a los Distribuidores los términos de referencia de los estudios que servirán de base para la contratación de las empresas consultoras especializadas, precalificadas por la Comisión.

Cuatro meses antes de la entrada en vigencia de las nuevas tarifas, el Distribuidor entregará a la Comisión el estudio tarifario que deberá incluir los cuadros tarifarios resultantes, las justificaciones por cada renglón de costo a incluir y las respectivas fórmulas de ajuste, así como el respectivo informe de respaldo; la Comisión en el plazo de dos meses resolverá sobre la procedencia o improcedencia de los estudios efectuados por los consultores, formulando las observaciones que considere pertinentes.

El Distribuidor, a través de la empresa consultora, analizará las observaciones, efectuará las correcciones a los estudios y los enviará a la Comisión dentro del plazo de quince días de recibidas las observaciones. De persistir discrepancias entre la Comisión y el Distribuidor, se seguirá el procedimiento estipulado en el artículo 75 de la Ley. El costo de contratación del tercer integrante de la Comisión Pericial será cubierto por la Comisión y el Distribuidor por partes iguales. En caso de omisión por parte del Distribuidor de enviar los estudios o correcciones a los mismos, la Comisión quedará facultada para emitir y publicar el pliego tarifario

correspondiente, con base en el estudio tarifario que ésta efectúe independientemente o realizando las correcciones a los estudios iniciados por la distribuidora. El pliego aprobado y publicado por la Comisión regirá a partir del primer día del vencimiento del pliego tarifario anterior.

* Reformado el último párrafo por el Artículo 1 del Acuerdo Gubernativo Número 787-2003 entró en vigencia el 17 de enero de 2004.

*Reformado por el Artículo 21, del Acuerdo Gubernativo Número 68-2007 entró en vigencia el 06 de marzo de 2007.

Artículo 98 BIS* Procedimiento y plazos para la integración de la Comisión Pericial.

La Comisión y la Distribuidora, dentro de los tres días siguientes de notificadas las discrepancias a las que se refiere el artículo 75 de la Ley, deberán integrar la Comisión Pericial de tres integrantes, uno nombrado por cada parte y un tercer integrante de común acuerdo. Para el nombramiento del tercer integrante la Comisión y la Distribuidora propondrán cada una, como máximo a tres (3) candidatos para participar en el proceso de selección.

Los candidatos a integrar la Comisión Pericial deberán de cumplir con los requisitos mínimos siguientes:

- a) Ser especialista en la materia y de reconocido prestigio.
- b) No haber mantenido ninguna relación, durante los últimos cinco (5) años con entidades o empresas relacionadas con el subsector eléctrico que operen en la República de Guatemala; lo cual deberá ser acreditado mediante declaración jurada contenida en acta notarial.

Las partes, al momento de presentar a sus candidatos, deberán acompañar la referida declaración jurada junto con el curriculum vitae respectivo de cada persona propuesta. Las personas que cumplan con todos los requisitos indicados anteriormente, serán las únicas que podrán ser tomadas en cuenta para el proceso de selección.

Si vencido el plazo de tres días para la selección del tercer integrante, no existiere acuerdo entre las partes, la Comisión elevará el respectivo expediente al Ministerio para que seleccione en forma definitiva en un plazo máximo de tres días de recibido el expediente, al tercer integrante de la Comisión Pericial, de entre los candidatos propuestos.

Notificadas la Comisión y la Distribuidora de lo resuelto por el Ministerio, ambas partes procederán en un plazo máximo de dos días, contados a partir de la fecha de la notificación del Ministerio, a conformar la Comisión Pericial, según lo establece el artículo 75 de la Ley.

La Comisión Pericial se pronunciará sobre las discrepancias dentro de un plazo de sesenta (60) días, contado desde su conformación. Dicho pronunciamiento deberá estar fundamentado en el marco legal vigente y conforme a los términos de referencia a que se refiere el artículo 74 de la Ley.

*Adicionado por el Artículo 1, del Acuerdo Gubernativo Número 145-2008 entró en vigencia el 27 de mayo de 2008.

Artículo 99.*- Aplicación de las Tarifas. Una vez aprobado el estudio tarifario a que se refieren los artículos anteriores, la Comisión procederá a fijar las tarifas definitivas a partir de la fecha en la que se aprobó el estudio definitivo y deberá, en el momento que así lo

resuelva, publicarlas en el Diario de Centroamérica, en un plazo que nunca podrá exceder de nueve meses contados a partir de la fecha de vencimiento de la vigencia de los Cinco años del pliego tarifario anterior. En caso que la Comisión no haya publicado las nuevas tarifas, se seguirán aplicando las del pliego tarifario anterior con sus fórmulas de ajuste. Las tarifas se aplicarán a partir del primer día del mes siguiente de su publicación.

En ningún caso la actividad de Distribución final del servicio de electricidad puede llevarse a cabo sin pliego tarifario vigente. Dada la circunstancia en la que una Distribuidora no cuente con un pliego tarifario, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, emitir y poner en vigencia un pliego tarifario de manera inmediata, de forma que se cumpla con el principio ya enunciado.

* Reformado por el Artículo 2 del Acuerdo Gubernativo Número 787-2003 entró en vigencia el 17 de enero de 2004.

CAPITULO IV

PRECIOS MÁXIMOS DE LOS SISTEMAS AISLADOS

Artículo 100.- Sistemas Aislados. La Comisión, en consideración a las características propias de la operación del respectivo Sistema Aislado y aplicando en todo aquello que sea posible los lineamientos correspondientes estipulados para el SNI, emitirá mediante Resolución los procedimientos a seguir en cada caso concreto para la fijación de precios.

CAPITULO V

CALIDAD DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN FINAL

Artículo 101.- Responsabilidad y Alcance.

El Distribuidor tiene la responsabilidad de prestar el servicio público de Distribución a todos sus usuarios y Grandes usuarios ubicados en su área obligatoria dentro de su zona de autorización, y cumplir con las obligaciones de servicio técnico y comercial establecidas en el presente reglamento y en las normas técnicas que emita la Comisión.

Artículo 102.- Fiscalización de la Calidad del Servicio.

El cumplimiento de los niveles de Calidad de Servicio, será fiscalizado por la Comisión, mediante los indicadores que se establecen en el presente Reglamento y las Normas Técnicas que emita la Comisión.

Artículo 103.- Parámetros a Controlar.

La calidad de servicio se medirá tomando en cuenta los siguientes parámetros:

1. Calidad del producto

- a) Nivel de tensión,
- b) Desequilibrio de fases,
- c) Perturbaciones, oscilaciones rápidas de tensión o frecuencia, y distorsión de armónicas,
- d) Interferencias en sistemas de comunicación.

2. Calidad del servicio técnico.

- e) Frecuencia media de interrupciones,
- f) Tiempo total de Interrupción,
- g) Energía no suministrada.

3. Calidad del servicio comercial

- h) Reclamo de los consumidores,
- i) Facturación,

j) Atención al consumidor.

Los objetivos de calidad del servicio y las sanciones por incumplimiento, se podrán fijar en forma regional, a fin de tener en cuenta los costos locales asociados a la atención del servicio y las características del consumo.

Artículo 104.-* Información para Medición de Calidad del Servicio.

El distribuidor tendrá la obligación de efectuar a su costo el registro de la información para la determinación de los indicadores descritos en el presente Reglamento, de acuerdo a lo que establezcan las normas técnicas que emita la Comisión.

Toda la información procesada, deberá ser almacenada por el Distribuidor en registro informático computarizado y de fácil acceso por un período no inferior a cinco (5) años y deberá estar en todo momento a disposición de la Comisión. El Distribuidor presentará informes semestrales, según las normas técnicas que emita la Comisión, incluyendo por lo menos lo siguiente:

- a) Índices o indicadores de continuidad de suministro, perfiles de tensión, desvíos a los límites admisibles y los desequilibrios entre fases por encima de los límites admisibles, en cada nodo donde el distribuidor compra electricidad y otros que defina la Comisión.
- b) Cantidad de reclamos recibidos durante el semestre, discriminados por causa, incluyendo tiempos medios de resolución.
- c) Cantidad de facturas emitidas por tipo de consumidor y los índices de estimaciones realizados, discriminando por motivo de estimación.
- d) Cantidad de servicios realizados agrupados por tipo de consumidor, por banda de potencia

y por casos en que sea necesaria o no la modificación de la red, especificando en todos los casos los tiempos medios de ejecución.

e) Cantidad de cortes realizados por falta de pago durante el semestre, indicando los tiempos medios de restitución del suministro, una vez efectuado el pago.

El registro de los casos en los cuales se hayan excedido los plazos establecidos para la restitución del suministro, indicando los datos del consumidor afectado y tiempo transcurrido hasta la restitución del suministro.

f) Cantidad de quejas recibidas, agrupándolas de acuerdo a lo establecido por la Comisión.

La Comisión dentro de sus facultades de fiscalización y control, podrá auditar cualquier etapa del proceso de determinación de indicadores, así como también exigir presentaciones periódicas y ampliadas de la actualización de la información. Para cumplir con estos objetivos podrá contratar firmas consultoras especializadas.

*Reformado por el Artículo 22, del Acuerdo Gubernativo Número 68-2007 entró en vigencia el 06 de marzo de 2007.

Artículo 105.- Continuidad del Suministro.

La calidad del servicio prestado se evaluará en base a índices o indicadores que reflejen la frecuencia y el tiempo total de las interrupciones del suministro, los cuales se calcularán con la metodología establecida en las NTSD. Se considera que el Distribuidor no cumple con el nivel de calidad de servicio técnico, cuando supera los valores admitidos los valores admitidos para cada índice en cada etapa, definidos en las NTSD.

Cuando se produzcan fallas de larga duración a nivel generación – transmisión, los

Distribuidores de Servicio Público deberán indemnizar a sus usuarios sujetos a regulación de precio por los kilovatios – hora (kWh) racionados.

El monto de la indemnización por kilovatio-hora (kWh) será el Costo de Falla, el cual será fijado por la Comisión en la oportunidad en que se fijen las tarifas de distribución.

Cuando se produzcan fallas de corta duración que sobrepasen las normas técnicas, el distribuidor efectuará a sus usuarios un descuento en el cargo mensual de potencia. El descuento será proporcional a las horas de falla respecto del número total de horas del mes. El monto a indemnizar será descontado de la factura del mes siguiente al que ocurrió la falla.

Las indemnizaciones previstas en este artículo serán pagadas a los usuarios afectados mediante un crédito en la facturación inmediatamente posterior al periodo de control, conforme lo previsto en las NTSD. Los Usuarios que se hagan acreedores a tales indemnizaciones, serán los abastecidos por las instalaciones donde se hayan producido las fallas de larga o corta duración. Para los casos en que el punto de medición corresponda a un conjunto de usuarios, el monto total de la indemnización se ingresará en una cuenta de acumulación, para repartir entre todo el conjunto de usuarios, en forma proporcional al consumo de energía de cada uno respecto al conjunto.

Artículo 106.-* Reclamos de los Consumidores. Toda reclamación de los Consumidores, por deficiencias en la prestación del servicio, deberá ser recibida y registrada por el Distribuidor, haciendo constar el número correlativo, el nombre del Consumidor, la fecha y hora de recepción y el

motivo de la misma, mediante un sistema informático computarizado auditable que permita efectuar su seguimiento hasta su resolución y respuesta al Consumidor.

Para este propósito, el Distribuidor deberá brindar a sus Consumidores un servicio comercial eficiente y deberá atender los reclamos por interrupción en el suministro de electricidad las 24 horas del día.

*Reformado por el Artículo 23, del Acuerdo Gubernativo Número 68-2007 entró en vigencia el 06 de marzo de 2007.

Artículo 107.- Emisión de Facturas. El Distribuidor deberá emitir facturas claras y correctas del consumo de electricidad de acuerdo a las disposiciones pertinentes de la Ley y sus reglamentos y a las normas técnicas que emita la Comisión

De exceder las limitaciones de deficiencias de facturación establecidas en las NTSD o no aceptar la Comisión las fundamentaciones presentadas, el Distribuidor será objeto de las multas previstas para tales casos en el presente Reglamento y en las NTSD.

Artículo 108.- Información al Consumidor. Los Distribuidores deberán hacer del conocimiento de sus usuarios, por lo menos los siguientes aspectos: agencias de cobro de la Distribuidora, dirección, teléfono, horario de atención al público y el número de teléfono para la recepción de reclamos por fallas en el suministro y un aviso a acordar con la Comisión indicando la dirección y teléfono donde es posible efectuar una reclamación.

Cuando un Distribuidor deba interrumpir el servicio en alguna parte de la red, por motivos de mantenimiento, reparación, conexión con

nuevos usuarios o mejoras, deberá avisar a los usuarios con 48 horas de anticipación, mediante la publicación en un diario de mayor circulación.

Artículo 109.- Atención al Consumidor. Las solicitudes de los Consumidores al Distribuidor en los diferentes tipos de servicio, deben establecerse bajo procedimiento aprobado por la Comisión y dentro de los plazos que se establecen en las NTSD. En caso de superar dichos plazos, la Comisión aplicará las multas establecidas en las NTSD.

Artículo 110.- Restablecimiento de Suministro. A partir del momento en que el Consumidor abone las facturas adeudadas, más los recargos que correspondan, el Distribuidor deberá restablecer el suministro de electricidad dentro de las veinticuatro (24) horas de haberse efectuado el pago.

El incumplimiento al plazo de reposición del suministro, dará lugar a la aplicación de las sanciones establecidas en las normas técnicas que emita la Comisión.

Artículo 111.-* Libro de Quejas. El Distribuidor deberá poner a disposición de los Consumidores en cada centro de atención comercial un libro de quejas, foliado y notariado, donde el usuario podrá asentar sus reclamos con respecto al servido, cuando no reciba las prestaciones o no sea atendido conforme se establece a las normas técnicas que emita la Comisión.

El libro de quejas deberá estar a disposición de la Comisión en todo momento. Por su parte, la Comisión podrá poner a disposición de los usuarios, libros de quejas en oficinas de

entidades del Estado que la misma considere conveniente, teniendo para el efecto la previa coordinación correspondiente con dichas entidades.

*Reformado por el Artículo 24, del Acuerdo Gubernativo Número 68-2007 entró en vigencia el 06 de marzo de 2007.

Artículo 112.- Veracidad de la Información.

El Distribuidor está obligado a presentar a la Comisión la información necesaria para la evaluación de la calidad del servicio, conforme se establece en el presente Reglamento y las normas técnicas que emita la Comisión. El ocultamiento o distorsión de la información, que el Distribuidor deba remitir a la Comisión para el control de la calidad del servicio, será considerado una falta grave y será sancionada como tal.

Artículo 113.- No Entrega de Información.

El Distribuidor está obligado a presentar a la Comisión la información necesaria para la evaluación de la calidad del servicio, conforme se establece en el presente Reglamento, su incumplimiento dará lugar a la aplicación de sanciones de acuerdo a lo establecido en las NTSD.

Artículo 114.- Encuestas. Todos los años el Distribuidor realizará a su costo, una encuesta representativa a consumidores ubicados en la zona en la que brinda el servicio, en la que éstos calificarán la calidad del servicio recibido. La encuesta se referirá a los aspectos de calidad de servicio que se indican en este Reglamento y a cualquier otro que señale la Comisión.

La encuesta será diseñada por la Comisión y deberá efectuarse a través de empresas especializadas registradas en la Comisión. La selección de los consumidores a encuestar se efectuará al azar, tomando como base los antecedentes que para este efecto proporcione el Distribuidor en medio computacional estándar. La Comisión podrá nombrar un representante para verificar la elección al azar de los consumidores. Los resultados serán comunicados directamente a la Comisión y al Distribuidor.

La Comisión efectuará al 31 de diciembre de cada año una clasificación de las empresas en cuanto a su calidad de servicio, tomando en consideración la encuesta, y el índice representativo de la calidad de servicio. Esta clasificación será informada públicamente en un diario de mayor circulación.

TITULO VII

SANCIONES

CAPITULO

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 115.- Cumplimiento de la Ley, este Reglamento y resoluciones firmes de la Comisión. Toda persona o empresa que opere a cualquier título instalaciones eléctricas deberá dar cumplimiento a la Ley, a este reglamento y a las resoluciones que emita la Comisión, pudiendo ésta aplicar las sanciones pertinentes.

En el caso de sanciones con multa, éstas se expresarán en términos de la componente de energía de la tarifa aplicable a un kilovatio-hora, a nivel de tarifa residencial de la Ciudad de Guatemala, correspondiente al primer día del mes en que se está aplicando la multa.

Para los fines de la aplicación de sanciones con multas, cada día que el infractor deje transcurrir sin ajustarse a las disposiciones de la Ley y de sus reglamentos, después de la orden que, para el efecto, hubiere recibido de la Comisión, será considerado como una infracción distinta.

Artículo 116.- Rangos de Sanciones. En el caso de los usuarios, las sanciones con multa estarán comprendidas en el rango de cien (100) a diez mil (10,000) kilovatios-hora, y en el caso de los generadores, transportistas y distribuidores en el rango de diez mil (10,000) a un millón (1,000,000) de kilovatios-hora, dependiendo en todos los casos de la gravedad de la falta, a juicio de la Comisión.

Artículo 117.- No Aplicación de Sanciones. No se aplicará ninguna sanción en casos de fuerza mayor, debidamente calificados como tal por la Comisión

CAPITULO II

SANCIONES A PARTICIPANTES DEL MERCADO MAYORISTA

Artículo 118.- Casos de Aplicación de Sanciones. Los agentes y participantes del Mercado Mayorista serán sancionados en los siguientes casos:

- a) Incumplimiento de las normas de coordinación emanadas por el AMM.
- b) Incumplimiento sin causa justificada de los programas diseñados por el AMM para la operación en tiempo real de las unidades generadoras y sistemas de transmisión.

c) No efectúen los pagos correspondientes a transferencias de potencia y energía, de acuerdo a lo que informe el AMM

d) No entreguen la información solicitada por el AMM, o no cumplan con los plazos y periodicidad indicados en el reglamento.

e) No entreguen al AMM la información sobre precios y calidad de combustibles utilizados en las centrales térmicas.

f) No cumplan con los programas definitivos de mantenimiento mayor de las unidades generadoras o líneas de transmisión.

g) No efectúen los pagos para el funcionamiento del AMM.

h) Entreguen información falsa

i) Incumplimiento de resoluciones o normas técnicas dictadas por la Comisión.

j) Toda otra infracción a la Ley, o a este Reglamento, no indicada en los literales anteriores.

Artículo 119.- Sanciones por Incumplimiento en los Plazos de Entrega de Información. Los propietarios de instalaciones de Generación, Transporte y Distribución de electricidad serán sancionados por la Comisión cuando no envíen a este en los plazos indicados, la información técnica y económica requerida para la operación del Mercado Mayorista

CAPITULO III

SANCIONES A TRANSPORTISTAS

Artículo 120.- Aceptación del régimen de sanciones. En los Contratos de Autorización del Transporte, se incluirá una cláusula de

aceptación por parte del Transportista del régimen de sanciones por incumplimiento de obligaciones y calidad de servicio, que la Comisión establecerá.

Artículo 121.- Criterios para establecer sanciones. El valor de las sanciones a aplicar por Indisponibilidad Forzada será proporcional a los montos que se paguen en concepto de Conexión y Peaje del equipo en consideración y se tendrán en cuenta para ello los siguientes aspectos:

- a) La duración de la indisponibilidad en minutos.
- b) El número de salidas forzadas del servicio.
- c) Los sobrecostos que sus restricciones producen en el sistema eléctrico.

El valor de las sanciones para líneas en condición de indisponibilidad Forzada no será inferior al que correspondiere a la remuneración recibida anualmente por Peaje dividido por el número de horas del año.

Artículo 122.- Categoría de las líneas. La Indisponibilidad Forzada de líneas se sancionará conforme la Categoría dentro de la cual se halle comprendida cada línea. A tales efectos, las líneas se ordenarán en forma decreciente según los sobrecostos calculados por el AMM, agrupándolas de la siguiente manera:

Categoría A: Incluye el conjunto de líneas que a partir del mayor sobrecosto acumulan el setenta y cinco por ciento (75%) de los sobrecostos atribuibles al STEE.

Categoría B: Incluye el conjunto de líneas que acumulan el siguiente veinte por ciento (20%) de los sobrecostos atribuibles al STEE.

Categoría C: Incluye las líneas no consideradas en las categorías A y B.

La Comisión determinará en base a estudios que realizará el AMM las líneas comprendidas en cada categoría, pudiendo, al incorporarse nuevas líneas que provoquen modificaciones significativas en la topología del Sistema Eléctrico, revisar la calificación asignada.

Artículo 123.- Sanción por Indisponibilidad. La Indisponibilidad de líneas será penalizada con sanciones acumulativas asociadas a cada salida de servicio no programada, o no autorizada por el AMM, diferenciando entre fallas de corta y larga duración. La sanción por indisponibilidad no se aplicará si el tiempo es menor de 10 minutos. El periodo de acumulación de indisponibilidades en una línea, será de un año calendario.

Artículo 124.- Desconexiones automáticas. La Indisponibilidad Forzada de líneas que obligue a activar desconexiones automáticas de generación y/o carga no activadas previamente, será sancionada adicionalmente. Para este efecto, la Comisión determinará el incremento a las sanciones correspondientes durante el período en que tales dispositivos se encuentren activados.

Artículo 125.- Reducción de la Capacidad de Transporte. Cuando existan Reducciones de la Capacidad de Transporte, entendiéndose por tales, las limitaciones parciales de la capacidad de transporte de una línea debido a la indisponibilidad del equipo asociado, la Comisión aplicará las sanciones por la indisponibilidad forzada de líneas en proporción a la reducción de la capacidad. La

capacidad máxima y la reducida serán las determinadas por el AMM con los criterios de operación y confiabilidad para condiciones normales.

Artículo 126.- Indisponibilidad del equipo de compensación. La sanción a aplicar en caso de Indisponibilidad Forzada del equipo de potencia reactiva, entendiéndose por tal a los reactores y capacitores paralelo, compensadores sincrónicos y compensadores estáticos, será proporcional a la Penalización por Déficit de Reactivo que será establecido por la Comisión en las NTCSTS. Los factores de proporcionalidad aplicables a estas sanciones serán definidos por la Comisión.

Artículo 127.- Regulación de tensión. Si el Transportista, operando en condiciones normales, por causas que le fueren imputables, no cumple con los niveles de tensión estipulados en las NTCSTS, se le aplicará la sanción correspondiente, igual a la que se aplicaría por Indisponibilidad Forzada del equipo que es necesario instalar para cumplir con los niveles de tensión requeridos.

Se entiende por condiciones normales a la situación en que todos sus equipos están en servicio, y Generadores y Usuarios se mantienen dentro de los límites de producción o consumo de potencia reactiva previstas en las NTCSTS.

Artículo 128.- Sanciones a la Indisponibilidad Programada. La sanción a aplicar sobre todo equipo considerado en Indisponibilidad Programada será fijada por la Comisión con un porcentaje correspondiente a los supuestos de Indisponibilidad Forzada.

Artículo 129.- Excepciones. Si el Transportista realiza las tareas de mantenimiento en horas en las cuales el equipo debe estar fuera de servicio por exigencias operativas, de acuerdo a la operación programada por el AMM no se aplicará sanción alguna.

Artículo 130.- Información de la indisponibilidad. Los Transportista deberán comunicar, en forma fehaciente, al AMM toda situación de indisponibilidad del equipo objeto de la autorización dentro de los quince (15) minutos a partir del hecho que la produjo. En caso de comprobarse que el Transportista hubiera omitido efectuar tal notificación, se le duplicará la multa correspondiente.

El AMM deberá informar a la Comisión sobre todas las indisponibilidades, siendo esta última la responsable de la aplicación de las sanciones.

La Comisión establecerá en las NTCSTS el régimen de sanciones por incumplimiento o errores en el Sistema de Medición Comercial.

Artículo 131.- Monto máximo de sanciones. El monto de las sanciones que por cualquier concepto se le impongan a cada Transportista no podrá superar el porcentaje máximo, de su ingreso mensual, que determine la Comisión; entendiéndose por ingreso mensual el Peaje por Transmisión o el Canon, según el caso. Los Contratos de Autorización preverán que en caso de excederse este porcentaje se producirá la rescisión de los mismos.

Artículo 132.- Monto de las Sanciones. Para determinar el monto de las sanciones, se aplicarán coeficientes para el cálculo del valor

horario de las mismas, incluidas en las NTCSTS, estas se basarán en evaluar el costo ocasionado a los generadores y usuarios por las fallas, y serán revisados por la Comisión cada cinco años.

Se denomina Remuneración Horaria de un Transportista al Peaje anual que recibe por una instalación dividido por 8,760 horas.

Artículo 133.- Aplicación de las sanciones. La Comisión establecerá en las NTCSTS la forma en que los montos percibidos por sanciones se utilizarán para reducir el costo mayorista de la energía eléctrica o compensar directamente a los afectados por la mala calidad del servicio.

CAPITULO IV

SANCIONES A DISTRIBUIDORES

Artículo 134.- Sanciones a Distribuidores. Las empresas autorizadas para prestar el servicio de Distribución Final serán sancionados con multa en los siguientes casos:

- a) Incumplimiento de los plazos indicados en este Reglamento para la instalación del suministro de electricidad.
- b) Incumplimiento de los plazos indicados en este Reglamento para la devolución de los aportes reembolsables.
- c) No realicen las encuestas indicadas en este Reglamento.
- d) Incumplimiento con los requerimientos de calidad de servicio previstas en las NTSD que elabore la Comisión.
- e) Incumplimiento con las medidas de seguridad previstas en las NTSD durante tareas de mantenimiento, reparación, conexión con nuevos usuarios o mejoras.

f) Incumplimiento con los estándares de seguridad de las instalaciones de servicio establecidos en las disposiciones legales, reglamentarias y normativas.

g) Cobro de tarifas mayores a las máximas fijadas.

h) Mantener en servicio instrumentos de medición defectuosos que alteren los registros.

i) No entregar al Ministerio o a la Comisión la información requerida en los plazos que se señalen, o entregar información falsa.

j) Dar a las servidumbres un uso distinto al autorizado.

k) No efectuar los aportes financieros que correspondan a la Comisión.

l) Incumplimiento de resoluciones o normas técnicas dictadas por la Comisión.

m) Toda otra infracción a la Ley, o a este Reglamento, no contempladas en los literales anteriores.

Artículo 135.- Aplicación de Sanciones a Distribuidores. La Comisión establecerá en las NTSD la forma en que los montos percibidos por sanciones con multa se utilizarán para compensar directamente a los afectados por la mala calidad del servicio.

CAPITULO V

SANCIONES A USUARIOS

Artículo 136.- Sanciones a Usuarios. Los Usuarios del servicio de distribución final serán sancionados con multas que serán fijadas por la Comisión, cuando incurran en las siguientes conductas:

- a) Alterar los instrumentos de medición de consumo instalados por las empresas autorizadas a prestar el servicio público de distribución.
- b) Efectuar consumos en forma fraudulenta.
- c) No permitir el acceso al inmueble al personal de la empresa distribuidora, para inspecciones y medición de consumo.
- d) Cuando los usuarios produzcan perturbaciones que excedan los límites fijados por la Comisión. El Distribuidor está obligado a tomar acciones sobre los usuarios, con el propósito de mantener los límites establecidos en las perturbaciones, el incumplimiento podrá ser sancionado por la Comisión.
- e) Toda otra infracción a la Ley, a este Reglamento, o las normas que emita la Comisión.

En todo caso, estas sanciones no eximen al usuario el cancelar a la empresa autorizada a prestar el servicio el consumo fraudulento que hubiese efectuado, con los intereses respectivos, y las reparaciones que la empresa deba efectuar por el deterioro ocasionado, sin perjuicio de la responsabilidad penal que pudiera deducirse de los hechos.

CAPITULO VI

PROCEDIMIENTOS PARA LA IMPOSICIÓN DE SANCIONES

Artículo 137.- Investigación de Oficio. La Comisión podrá iniciar una investigación para conocer y tramitar cualquier infracción a la Ley y sus reglamentos en materia de su competencia, ya sea por cuenta propia o por medio de una denuncia.

Artículo 138.- Descargo de Sanciones. Cuando la Comisión estime que alguna persona natural o jurídica ha cometido una infracción por la que amerite una sanción, la pondrá en conocimiento del hecho y lo emplazará para que en el término de diez (10) días hábiles presente todas las circunstancias de hecho y de derecho que estime correspondan a su descargo. Si el supuesto aceptara su responsabilidad dentro de dicho plazo, la Comisión aplicará las sanciones previstas.

Dentro del plazo mencionado en el párrafo anterior, el supuesto infractor podrá presentar a la Comisión descargos, antecedentes y otros elementos de juicio que considere conveniente. La Comisión resolverá definitivamente dentro de los quince (15) días calendario subsiguientes a la presentación de los descargos.

Artículo 139.- Documentos de Prueba. En las actuaciones ante la Comisión, serán admisibles todos los medios de prueba admitidos por las Leyes procesales vigentes. Los documentos que se aporten a título de prueba podrán presentarse en original, copia o fotocopia simple. La Comisión podrá requerir por escrito la presentación del documento original o fotocopia legalizada del mismo.

Artículo 140.- Naturaleza. El proceso ante la Comisión será impulsado de oficio.

Artículo 141.- Contenido de las Solicitudes de Descargo. La primera solicitud que se presente ante la Comisión debe contener.

1 Nombres y apellidos completos del solicitante, edad, estado civil, nacionalidad,

profesión u oficio y lugar para recibir notificaciones. Cuando el solicitante no actúe en nombre propio, deberá acreditar su personería.

2 Relación de los hechos a que se refiere la solicitud.

3 Peticiones que se formulen.

4 Lugar y fecha.

5 Firma del solicitante.

En las solicitudes posteriores, no será necesario consignar los datos de identificación indicados en el numeral primero, a excepción de sus nombres y apellidos completos.

La omisión de uno o varios de los requisitos enumerados, no será motivo para rechazar la solicitud. La Comisión se limitará a señalar al solicitante la deficiencia o deficiencias encontradas, fijándole un plazo para que los subsane. Transcurrido dicho plazo sin que el solicitante haya cumplido con los requerimientos indicados por la Comisión, ésta procederá a archivar la solicitud.

La Comisión no podrá negarse a recibir ninguna gestión formulada por escrito. Todo rechazo deberá ser debidamente razonado y fundamentado en Ley.

Artículo 142.- Forma de realizar las Gestiones ante la Comisión. Las gestiones ante la Comisión podrán hacerse en forma personal o mediante mandatario. Los representantes legales podrán acreditar su personería mediante fotocopias legalizadas de los documentos justificativos de la misma.

Artículo 143.- Forma de pago. Todas las multas que imponga la Comisión deberán ser

canceladas por los infractores dentro de los primeros 7 días del mes siguiente a la notificación respectiva.

El monto de las multas pasará a formar parte de los fondos privativos de la Comisión. La resolución de la Comisión servirá de título ejecutivo para el procedimiento económico-coactivo.

Artículo 144.- Denuncias. La denuncia deberá ser efectuada en forma escrita a la Comisión. Esta deberá señalar la identificación del denunciante, la especificación clara de la denuncia con la fecha y hora, de ser pertinentes, y cualquier información o documentación que puedan probar los hechos denunciados.

El no cumplimiento de la entrega de la información solicitada en este artículo, hará que la Comisión no de curso a la denuncia interpuesta ante ella.

Artículo 145.- Investigación de denuncias. Una vez recibida la denuncia, la Comisión notificará al interesado, dispondrá la investigación sumaria correspondiente y en un plazo máximo de 30 días deberá entregar su resolución. Si la Comisión encuentra que no se deben formular cargos, notificará a las partes y se dará por cerrado el caso.

Artículo 146.- Formulación de cargos. Cuando la Comisión encuentre que se deben formular cargos, notificará a las partes denunciadas de manera que puedan presentar sus descargos en el plazo máximo de 10 días, contados desde el día siguiente de la notificación respectiva.

Artículo 147.- Resolución. Una vez vencido el plazo establecido en el artículo anterior, la Comisión resolverá sobre el particular en un plazo máximo de 15 días, por medio de una resolución firme, la cual será notificada tanto al denunciante como a las partes denunciadas.

En caso de resolver la aplicación de una multa, ésta será cancelada por el denunciado en los plazos indicados en este reglamento.

Artículo 148.- Notificaciones. Toda notificación deberá realizarse en forma personal o por carta certificada.

TITULO VIII

RECURSOS ADMINISTRATIVOS

Artículo 149.-* Recurso administrativo. Contra las resoluciones definitivas emitidas por la Comisión, cabrá el Recurso de Revocatoria. Todo lo referente a este Recurso se regirá de conformidad con la Ley de lo Contencioso Administrativo, Decreto 119-96 del Congreso de la República y sus reformas.

*Reformado por el Artículo 25, del Acuerdo Gubernativo Número 68-2007 entró en vigencia el 06 de marzo de 2007.

TITULO IX

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo 1.- Plazo para adecuación del Sistema de Medición de Potencia por parte de los Distribuidores. Se establece un periodo de un año contado a partir de la fecha de publicación de este reglamento para que los distribuidores cambien sus sistemas de medición a fin de poder medir la potencia de

punta. Durante ese periodo, los distribuidores podrán continuar utilizando los sistemas actuales de medición y facturando la demanda máxima.

Artículo 2.- Régimen para las empresas existentes. Las personas naturales o jurídicas que, en cumplimiento de lo preceptuado en el artículo 3 de las disposiciones transitorias de la Ley, se vean obligadas a separar o transferir en cualquier forma sus activos de generación, transmisión y distribución, podrán ceder los contratos de generación existentes a las nuevas empresas. En el caso de generación propia podrán realizar contratos de esta generación con sus distribuidoras u otras distribuidoras a las que actualmente les estén suministrando.

Las empresas de distribución formadas de acuerdo a lo señalado en este artículo, y en el plazo establecido por la Ley, tendrán la calidad de Distribuidores de Servicios de Distribución Final. Para el otorgamiento de la zona autorizada para servicio de distribución, estas empresas deberán presentar una solicitud al Ministerio para su autorización correspondiente

Las empresas que se formen para la actividad de Transporte o Generación, tendrán la respectiva calidad. Para ello bastará que presenten una solicitud al Ministerio con la especificación de la actividad y una descripción de sus instalaciones, procediendo el Ministerio a otorgar la autorización respectiva.

Artículo 3.- Bases de Licitación para adicionar nueva generación. Mientras la Comisión no esté integrada o ésta no hubiese elaborado los términos de referencia para las licitaciones abiertas, que manda la Ley, para

adicionar nueva generación por medio de compra de energía y potencia por parte de las empresas distribuidoras, estas podrán elaborar sus bases de licitación y remitir copia de las mismas, para su aprobación, al Ministerio en el caso que la Comisión no esté integrada o a la Comisión cuando esté integrada.

Artículo 4.- Primer Presupuesto de la Comisión. La Comisión, dentro de los 30 días siguientes a la fecha en que quede conformada, elaborará y publicará su presupuesto de ingresos y egresos para lo que reste del año 1,997 y fijará el porcentaje de las aportaciones que deberán pagar las empresas eléctricas de distribución. Dichos aportes deberán ser pagados a partir del mes siguiente a aquél en que se publique el presupuesto, de conformidad con lo estipulado en el último párrafo del artículo 31 de este reglamento.

Artículo 5.- Fijación de Anualidades de Inversión de las Instalaciones Existentes del Sistema Principal de Transmisión. Para fijar las anualidades de inversión de las instalaciones existentes del sistema principal de transmisión, la o las empresas transportistas propietarias de las instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión y transformación de electricidad presentarán a la Comisión, 30 días después de la publicación de este Reglamento, un estudio de costos que permita determinar el valor nuevo de reemplazo de dichos bienes para efectos de la fijación del precio de los peajes, en caso que no sea posible establecerlo por libre acuerdo entre las partes.

Artículo 6.- Publicación y Vigencia de la Primera Fijación de Tarifas y Peajes. Las

tarifas, base y peajes a que se refiere el artículo 2 de las Disposiciones Transitorias de la Ley, deberán ser publicadas por la Comisión en el Diario Oficial. Entrarán en vigencia al día siguiente de su publicación y regirán por un periodo de dos años, contados a partir de la fecha de publicación.

Artículo 7.- Etapas de Implementación. La metodología de medición y control de los indicadores de calidad de servicio establecidos en el artículo 104 de este reglamento, se realizará en cuatro (4) etapas con niveles de exigencia crecientes, de acuerdo al siguiente detalle:

a) Etapa preliminar, regirá a partir de la vigencia del presente Reglamento y tendrá una duración hasta seis (6) meses posteriores a la primera fijación de tarifas por la Comisión. Durante esta etapa, el Distribuidor bajo supervisión de la Comisión, deberá implementar y establecer la metodología de medición y control de los indicadores de calidad de servicio de la prestación a aplicar en las etapas siguientes.

b) Etapa de prueba, se contará a partir de finalizada la etapa preliminar y tendrá una duración de seis (6) meses. Durante la etapa de prueba, el Distribuidor deberá poner en marcha y a prueba la metodología establecida en la etapa preliminar, consistente en efectuar el relevamiento de información correspondiente y calcular los respectivos indicadores, de forma tal de asegurar el inicio de la siguiente etapa, con la totalidad de los mecanismos de relevamiento y control ajustados.

c) Etapa de transmisión, tendrá su inicio a partir de finalizada la etapa de prueba y tendrá una duración de doce (12) meses, período en el que se exigirá el cumplimiento de los

indicadores y valores prefijados para esta etapa. La etapa de transición está destinada a permitir al Distribuidor, la adecuación de sus instalaciones y sistemas de adquisición de información de forma tal de cumplir con las exigencias de calidad de servicio establecidas para la etapa de régimen. Durante esta etapa se ajustarán, bajo supervisión de la Comisión la metodología de control a aplicar durante la etapa de régimen.

d) Etapa de régimen, se iniciará a partir de finalizada la etapa de transición. Para esta etapa, el Distribuidor deberá contar con sistemas de adquisición y manejo de información que posibiliten a la Comisión efectuar los controles previstos en el presente Reglamento.

Durante la etapa de transición, los controles se efectuarán mediante indicadores globales a los suministros en los diferentes niveles de tensión. En la etapa de régimen, se controlará la prestación del servicio a nivel de cada suministro en alta y media tensión y en forma global a los suministros en baja tensión. En esta etapa se iniciará la aplicación de sanciones, tanto al distribuidor como a los usuarios, tal como se establece en el presente reglamento.

Artículo 8.- Gradualidad de Aplicación de Indemnizaciones. La aplicación de las indemnizaciones previstas en el artículo 106 de este reglamento y en las NTSD se realizará con la misma gradualidad con que se establece el régimen de calidad del servicio, de acuerdo a lo estipulado en el artículo anterior.

Artículo 9.- Gradualidad de Aplicación del Régimen de Sanciones para la Calidad del Servicio de Transporte en Instalaciones

Actuales. El régimen de sanciones previsto para la calidad del servicio de transporte en instalaciones actuales, se aplicará en forma gradual, de acuerdo a lo que se estipula a continuación:

a) durante los primeros seis (6) meses posteriores a la fecha en la cual los transportistas comienzan a recibir como remuneración los peajes establecidos en este Reglamento no se aplicarán sanciones.

b) durante los segundos seis (6) meses se aplicará un tercio del valor nominal de las sanciones previstas.

c) durante los terceros seis (6) meses se aplicarán dos tercios del valor nominal de las sanciones previstas.

d) Transcurrido este período se aplicará el valor nominal de las sanciones previstas.

Para ampliaciones y nuevas instalaciones del Sistema de Transporte posteriores a la entrada en vigencia de este reglamento, se aplicará el literal "d" de este artículo.

Artículo 10.- Vigencia de las Condiciones Generales del Servicio de Distribución. Las condiciones generales del servicio de distribución establecidas en los artículos 65, 66, 68, y del 71 al 74, de este Reglamento, entrarán en vigencia un mes después de establecidas las tarifas según el artículo 2 de las disposiciones transitorias de la Ley. Los artículos del 71 al 74 serán aplicados solamente a obras que se inicien posteriormente a esta fecha.

Artículo 11.- Estudios y/o Exploraciones en Desarrollo y Construcciones en Proceso. Las empresas que antes de la vigencia de este Reglamento hayan iniciado la construcción de

plantas generadoras, estudios y/o exploración de recursos hidroeléctricos y/o recursos geotérmicos deberán enviar al Ministerio una solicitud de autorización temporal o definitiva, según corresponda, quien efectuará la evaluación de cada caso, pudiendo solicitar la información que considere conveniente. El Ministerio otorgará la autorización si corresponde y procederá a elaborar el contrato respectivo.

Para este efecto, no se aplicará el mecanismo de concurso establecido en el artículo 15 y lo referente a adjudicación de autorizaciones del artículo 16 de este reglamento.

Artículo 12.- Procedimiento para la constitución de la primera Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Para la constitución de la primera Comisión se seguirán los siguientes procedimientos:

- a) El Ministerio publicará la convocatoria para la selección de las ternas en dos diarios de mayor circulación.
- b) Los rectores de las universidades del país, se reunirán en el lugar y fecha indicados por el Ministerio en su convocatoria para la elección de la terna. Esta elección se realizará por mayoría simple de los presentes. Para que las decisiones sean válidas, deberán estar presentes al menos la mitad más uno de los rectores. En caso de no lograrse el quórum necesario, los rectores se reunirán el día siguiente en el mismo lugar y hora y podrán efectuar la elección con el número que comparezca.
- c) Para la elección de la primera terna por los Agentes del Mercado Mayorista, el Ministerio establecerá un registro separado para Generadores, Transportistas y Distribuidores. Las empresas dedicadas a una o más de estas

actividades deberán acreditarse en la actividad que tengan un porcentaje mayor de participación en el Sistema Eléctrico Nacional. Para esta ocasión los comercializadores, importadores y exportadores serán considerados como distribuidores. Las empresas para que puedan acreditarse, deben superar los límites establecidos en el artículo 39 de este reglamento.

El Ministerio establecerá una fecha límite para la acreditación. Posterior a la misma el Ministerio convocará a las empresas acreditadas para la elección de un elector de cada una de las actividades, quienes serán elegidos por votación simple. Cada elector podrá proponer candidatos para integrar la terna.

Para la elección de la terna a proponer al Ejecutivo, el Ministerio establecerá una fecha la cual será comunicada a los tres electores. Estos tendrán tres votos cada uno, los cuales podrán ser otorgados en la forma en que cada elector estime conveniente, pudiendo inclusive otorgar los tres votos a un solo candidato. Los tres candidatos que obtengan el mayor número de votos integrarán la terna que será propuesta al Ejecutivo.

El proceso de postulación no se interrumpirá por el hecho de que una o más de las actividades no logren elegir a su elector. Si hubiere empate entre dos o más candidatos para determinación del tercer integrante de la terna, se realizará una segunda vuelta únicamente entre los candidatos con igual número de votos.

En casos no previstos en este artículo, el Ministerio resolverá lo que estime procedente.

Artículo 13.- Vigencia. El presente Reglamento empezará a regir al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS DEL ACUERDO GUBERNATIVO No.68-2007

Artículo 26.- Plan de Expansión del Sistema de Transporte. En tanto se crea el Órgano Técnico especializado por el Ministerio de Energía y Minas, el Plan de Expansión del Sistema de Transporte, será elaborado y ejecutado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Artículo 27.- Licitación para Adicionar Nueva Generación. Mientras no esté elaborado el Plan de Expansión de Generación a que se refiere el artículo 15 Bis del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, la Comisión realizará, en forma conjunta con las empresas distribuidoras, un análisis integral del estado actual de contratación de los requerimientos de suministro de potencia y energía de cada una de ellas. Si los resultados del análisis determinan la necesidad de contratación, se procederá a realizar la licitación abierta, conforme al procedimiento establecido en el artículo 65 Bis de este Reglamento. Por esta única vez, la Comisión determinará el plazo de anticipación y las bases, con que debe efectuarse la licitación abierta.

Artículo 28.- Contratos existentes. Para efectos de traslado de costos a tarifas de los usuarios regulados, a partir de la vigencia del presente Acuerdo Gubernativo, los

distribuidores no podrán prorrogar los plazos de los contratos existentes.

Artículo 29.- Ampliación del Sistema de Transporte por Licitación Pública. Con el objetivo de satisfacer las necesidades urgentes del Sistema Nacional Interconectado, el proceso de Licitación Pública para ejecutar el primer Plan de Expansión del Transporte, será realizado por la Comisión.

Artículo 30.- Vigencia. El Presente Acuerdo empezará a regir a partir del siguiente día de su publicación en el Diario de Centro América.

Nota:

El Acuerdo Gubernativo No. 256-97 fue publicado el 2 de abril de 1997, en el Diario Oficial y entró en vigencia el 3 de abril de 1997.

Nota:

El Acuerdo Gubernativo No. 787-2003 fue publicado el 16 de enero de 2004, en el Diario oficial y entró en vigencia el 17 de enero de 2004.

Nota:

El Acuerdo Gubernativo No. 68-2007 fue publicado el 5 de marzo de 2007, en el Diario de Centro América y entró en vigencia el 6 de marzo de 2007.

Nota:

El Acuerdo Gubernativo No. 145-2008 fue publicado el lunes 26 de mayo de 2008, en el Diario de Centro América y entró en vigencia el martes 27 de mayo de 2009.

COMUNÍQUESE

ALVARO ARZÚ

El Ministerio de Energía y Minas

LEONEL LOPEZ RODAS