



ASEP

Autoridad Nacional de
los Servicios Públicos

REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

FEBRERO DE 2018

APROBADO MEDIANTE RESOLUCIÓN JD-5216 DE 14 DE ABRIL DE 2005 Y MODIFICADO MEDIANTE LAS RESOLUCIONES JD-5351, JD-5352 Y JD-5353 DE 14 DE JUNIO DE 2005, AN No. 1802-ELEC, DE 16 DE JUNIO DE 2008, AN No. 2504-ELEC DE 18 DE MARZO DE 2009, AN No. 2720-ELEC DE 3 DE JULIO DE 2009, AN No. 4156-ELEC DE 5 DE ENERO DE 2011, AN No. 4398-ELEC DE 18 DE ABRIL DE 2011, AN No. 4524-ELEC DE 23 DE JUNIO DE 2011, AN No. 5847-ELEC DE 31 DE DICIEMBRE DE 2012, AN No. 6637-ELEC DE 27 DE SEPTIEMBRE DE 2013, AN No. 6957-ELEC DE 26 DE DICIEMBRE DE 2013, AN No.7405-ELEC DE 2 DE JUNIO DE 2014 Y AN No. 12112-ELEC DE 09 DE FEBRERO DE 2018.

INDICE

TITULO I: DISPOSICIONES GENERALES.....	4
CAPITULO I.1 : OBJETO.....	4
CAPITULO I.2 : ALCANCE.....	5
CAPITULO I.3 : JERARQUÍA DEL REGLAMENTO	5
CAPITULO I.4 : ABREVIATURAS Y DEFINICIONES.....	6
CAPITULO I.5 : INTERPRETACIÓN Y MODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO	12
TITULO II: GENERALIDADES.....	14
TITULO III: DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LAS EMPRESAS QUE PRESTAN EL SERVICIO PÚBLICO DE TRANSMISIÓN Y DE LOS USUARIOS DE LA RED DE TRANSMISIÓN	15
CAPITULO III.1 : DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LAS EMPRESAS QUE PRESTAN EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN ...	15
CAPITULO III.2 : DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LOS USUARIOS.....	18
TITULO IV: ACCESO A LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN	20
CAPITULO IV.1 : CRITERIOS GENERALES DE ACCESO.....	20
CAPITULO IV.2 : EL PROCEDIMIENTO DE ACCESO AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN.....	21
SECCIÓN IV.2.1 : <i>Solicitud de acceso</i>	21
SECCIÓN IV.2.2 : <i>Evaluación de la Solicitud</i>	21
SECCIÓN IV.2.3 : <i>Autorización para la Puesta en Servicio de la Conexión</i>	23
SECCIÓN IV.2.4 : <i>Contratos de Acceso Y ACUERDOS DE INTERCONEXIÓN</i>	24
CAPITULO IV.3 : DESCONEXIÓN DEL USUARIO.	26
TITULO V: LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISION.....	27
CAPITULO V.1 : CRITERIOS GENERALES	27
CAPITULO V.2 : PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	32
SECCIÓN V.2.1 : <i>Alcance y Estructura</i>	32
SECCIÓN V.2.2 : <i>Metodologías de desarrollo del Plan de EXPANSIÓN de transmisión</i>	36
SECCIÓN V.2.3 : <i>Responsabilidades y Procedimientos</i>	39
CAPITULO V.3 : EXPANSIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN.	41
SECCIÓN V.3.1 : <i>Modalidades de Expansión</i>	41
SECCIÓN V.3.2 : <i>Ampliaciones del sistema principal de transmisión</i>	41
TITULO VI: NORMAS DE DISEÑO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN.....	42
SECCIÓN VI.1.1 : <i>Criterio de Seguridad</i>	42
SECCIÓN VI.1.2 : <i>Criterios de Control de Tensión y potencia reactiva</i>	43
SECCIÓN VI.1.3 : <i>CRITERIO de Confiabilidad</i>	44
TITULO VII: NORMAS DE CALIDAD DE SERVICIO PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN.....	46
CAPITULO VII.1 : PARÁMETROS TÉCNICOS.....	46
SECCIÓN VII.1.1 : <i>CONFIABILIDAD DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN</i>	47
SECCIÓN VII.1.2 : <i>Niveles de TENSIÓN y potencia reactiva</i>	48
SECCIÓN VII.1.3 : <i>Perturbaciones Eléctricas</i>	49
SECCIÓN VII.1.4 : <i>INFORMACIÓN REQUERIDA DE LOS que prestan el Servicio Público de Transmisión y los Agentes</i>	49
CAPITULO VII.2 : OBLIGACIONES DE LOS USUARIOS DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN EN RELACIÓN A LA CALIDAD DE SERVICIO.	50
SECCIÓN VII.2.1 : <i>Control de potencia reactiva</i>	50
SECCIÓN VII.2.2 : <i>Perturbaciones Eléctricas</i>	52
CAPITULO VII.3 : PENALIZACIONES, RECARGOS Y RETRIBUCIONES POR DESVIACIONES EN LA CALIDAD DEL SERVICIO	54

SECCIÓN VII.3.1 : Penalizaciones a los prestadores del Servicio de Transmisión por Desviaciones en la Confiabilidad	54
SECCIÓN VII.3.2 : RECARGOS Y RETRIBUCIONES por DESVIACIONES EN LOS niveles de TENSIÓN.....	56
SECCIÓN VII.3.3 : Recargos y RETRIBUCIONES por Desviaciones en el FACTOR de Potencia.....	57
SECCIÓN VII.3.4 : aplicación de los Recargos y retribuciones por niveles de tensión y factores de potencia a los agentes del mercado	61
SECCIÓN VII.3.5 : Perturbaciones Eléctricas	61
CAPITULO VII.4 : SUMINISTRO DE INFORMACIÓN	62
SECCIÓN VII.4.1 : Suministro de Información a LA ASEP	62
SECCIÓN VII.4.2 : Información de los Índices de CALIDAD DE SERVICIO	62
SECCIÓN VII.4.3 : INFORMACIÓN DEL EFECTO DE PARPADEO Y DE LAS ARMÓNICAS.....	64
TITULO VIII: RÉGIMEN TARIFARIO DE TRANSMISIÓN	64
CAPITULO VIII.1 : ASPECTOS GENERALES	64
CAPITULO VIII.2 : SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA.....	65
CAPITULO VIII.3 : RED DE TRANSMISIÓN ELECTRICA. EQUIPAMIENTO DE LOS USUARIOS.....	66
TITULO IX: PROCEDIMIENTO TARIFARIO POR EL USO Y CONEXIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	67
CAPITULO IX.1 : DETERMINACIÓN DE COSTOS EFICIENTES	67
SECCIÓN IX.1.1 : COSTOS Eficientes de ADMINISTRACIÓN operación y mantenimiento	67
SECCIÓN IX.1.2 : COSTOS Eficientes de los activos del Sistema PRINCIPAL o de los activos de CONEXIÓN no ejecutados por acuerdo entre partes	68
CAPITULO IX.2 : INGRESOS PERMITIDOS POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN	68
SECCIÓN IX.2.1 : Ingreso permitido para cubrir los costos del sistema principal de transmisión.....	70
SECCIÓN IX.2.2 : Ingreso permitido para cubrir los costos de Conexión al sistema de transmisión.....	84
CAPITULO IX.3 : CARGOS POR EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN.....	85
SECCIÓN IX.3.1 : Criterios generales para el diseño de los cargos por el servicio de Transmisión	85
SECCIÓN IX.3.2 : Cargos Iniciales, Cargos Reales y Ajustes de los Cargos	89
SECCIÓN IX.3.3 : Cargos por Conexión.....	92
SECCIÓN IX.3.4 : Cargo por Uso del Sistema Principal de Transmisión	94
CAPITULO IX.4 : ZONAS TARIFARIAS PARA DETERMINAR LOS CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN	103
TITULO X: PROCEDIMIENTO TARIFARIO POR USO DE REDES E INSTALACIONES PROPIEDAD DE OTROS AGENTES.....	106
CAPITULO X.1 : INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA LA DETERMINACIÓN DEL CARGO POR USO DE REDES.....	106
CAPITULO X.2 : CARGO POR USO DE REDES E INSTALACIONES PROPIEDAD DE OTROS AGENTES....	107
TITULO XI: PROCEDIMIENTO TARIFARIO DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA	109
CAPITULO XI.1 : FÓRMULAS PARA EL CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO AL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA	109
CAPITULO XI.2 : CARGOS POR EL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA.....	110
CAPITULO XI.3 : AUDITORÍAS DEL CND.....	112
TITULO XII: INGRESOS POR ACTIVIDADES COMPLEMENTARIAS DE LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN	114
TITULO XIII: SEPARACIÓN DE ACTIVIDADES.....	114
CAPITULO XIII.1 : SEPARACIÓN DE LAS DIFERENTES ACTIVIDADES DE ETESA.....	114
CAPITULO XIII.2 : SEPARACIÓN DEL CND.....	114
TITULO XIV: SISTEMA DE LIQUIDACIÓN Y COBRANZA.....	115

REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

TITULO I: DISPOSICIONES GENERALES

CAPITULO I.1 : OBJETO

Artículo 1 El objeto general del Reglamento de Transmisión es regular el servicio de Transmisión en lo referente a su definición, los derechos y obligaciones, el libre acceso, las normas de calidad de servicio, la planificación y la expansión, el régimen tarifario, la separación de actividades y el sistema de liquidación y cobranza. Todo ello en el marco de las leyes, y demás reglas de derecho aplicables.

Artículo 2 Los objetivos específicos del presente Reglamento son:

- a) Establecer las instalaciones que conforman la Red de Transmisión y el Sistema de Transmisión, así como definir los criterios para clasificar las instalaciones del sistema de transmisión como parte del Sistema Principal de Transmisión, del Sistema de Conexión de Transmisión o como Instalaciones de Orden Regional y su clasificación para efecto del cálculo de los cargos por uso.
- b) Establecer los derechos y obligaciones del Centro Nacional de Despacho, del Transportista o el propietario de instalaciones de la Red de Transmisión y de un agente que sea usuario del Sistema de Transmisión, clarificando los límites de responsabilidades entre el Centro Nacional de Despacho y el Transportista o los propietarios de las instalaciones de la Red de Transmisión, y entre el Transportista y los usuarios de su red.
- c) Establecer los procedimientos y requerimientos a cumplir por un agente (o un nuevo agente) para conectar nuevo equipamiento a la red, así como los procedimientos y criterios para garantizar el libre acceso.
- d) Establecer los parámetros técnicos para cumplir con las normas de calidad de servicio, incluyendo las obligaciones de los usuarios, las compensaciones y recargos por desviaciones en la calidad de servicio y el suministro de información técnica de cada uno de los agentes.
- e) Establecer los procedimientos para la expansión del Sistema Interconectado Nacional, para la ejecución del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión y para el cálculo tarifario, así como también establecer los mecanismos de aprobación de las expansiones y las responsabilidades de las instituciones y su relación con la planificación regional, modalidades de la expansión de las obras y el tratamiento de las expansiones construidas por los usuarios y de puesta en servicio comercial.
- f) Establecer los criterios y fórmulas para el cálculo de las tarifas de Transmisión a ser aplicado por la Empresa de Transmisión o las Empresas propietarias de instalaciones que forman parte de la Red de Transmisión, las que permitirán determinar el ingreso máximo permitido de las empresas y las tarifas que deberán pagar los usuarios de la red de transmisión.

- g) Establecer los criterios y fórmulas para el cálculo del ingreso máximo permitido de la Empresa de Transmisión por el servicio de operación integrada y los cargos que deberán pagar los Usuarios del Servicio de Transmisión.
- h) Establecer los criterios y premisas para la separación de las diferentes actividades de la Empresa de Transmisión.
- i) Establecer los mecanismos para el funcionamiento del sistema de liquidación y cobranza de las distintas transacciones asociadas al servicio de transmisión.
- j) Establecer criterios específicos o diferenciales para las instalaciones del Sistema de Transmisión que hacen parte de la Red de Transmisión Regional u otros casos especiales.
- k) Establecer criterios y procedimientos para el planeamiento y operación de las instalaciones de la Red de Transmisión Regional que hacen parte de la red de transmisión nacional de manera coordinada entre el Centro Nacional de Despacho y el Ente Operador Regional.

CAPITULO I.2 : ALCANCE

Artículo 3 El presente Reglamento será de aplicación para el Servicio de Transmisión prestado en Panamá. Asimismo, regula el servicio de Transmisión y a las actividades conexas de las siguientes partes:

- a) Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).
- b) Centro Nacional de Despacho.
- c) Empresa de Transmisión.
- d) Otros prestadores del Servicio Público de Transmisión.
- e) Generadores conectados o que desean conectarse al Sistema de Transmisión.
- f) Distribuidores conectados o que desean conectarse al Sistema de Transmisión.
- g) Grandes Clientes conectados o que desean conectarse al Sistema de Transmisión.

Artículo 4 Los Distribuidores representan a todos los clientes finales conectados a su red, con independencia de su participación en el Mercado Mayorista, en lo que respecta a sus derechos y obligaciones del Servicio de Transmisión. Los Cargos de Transmisión de los Distribuidores serán determinados con la demanda total retirada por el distribuidor en los puntos de interconexión, incluida la de los Grandes Clientes conectados a su red de distribución, estableciéndose en las normas de distribución la metodología que deberán emplear los distribuidores para la transferencia de esos cargos a los Grandes Clientes. En consecuencia respecto a los Cargos por el Servicio de Transmisión estos usuarios no son discriminados respecto de los correspondientes al distribuidor.

CAPITULO I.3 : JERARQUÍA DEL REGLAMENTO

Artículo 5 La interpretación de este reglamento estará sujeta a las siguientes normas de orden superior:

- a) Texto Único de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997 ordenado por el Artículo 8 de la Ley 58 del 30 de Mayo de 2011 y publicado en la Gaceta Oficial Digital el miércoles 14 de Setiembre de 2011 por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del servicio público de electricidad, en adelante Ley Marco, y sus modificaciones.
- b) Decreto Ejecutivo N° 22 de 19 de junio de 1998, por el cual se reglamenta la Ley N° 6 de 3 de febrero de 1997, en adelante Reglamento de la Ley.

Para todas aquellas actividades asociadas al Servicio de Transmisión este Reglamento tendrá prioridad con respecto a cualquier otra Norma aprobada por la ASEP respecto a otro objeto.

CAPITULO I.4 : ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

Artículo 6 Adicionalmente a las definiciones que establece el marco legal del sector eléctrico, a los efectos del presente reglamento se entenderá por:

Acceso libre: Régimen bajo el cual la empresa responsable de la operación de la red nacional de transmisión o de distribución, permite el acceso, conexión y uso no discriminatorio de la red de transmisión o de la de distribución, a los agentes del mercado que así lo soliciten, previo cumplimiento, únicamente, de las normas de operación que rijan tal servicio y el pago de las retribuciones económicas que correspondan.

Acuerdo de Interconexión: El acuerdo que se establecerá entre dos prestadores del Servicio de Transmisión en el cual se definen sus fronteras físicas, los límites de responsabilidad así como los derechos y obligaciones de cada uno en un todo de acuerdo a lo indicado en la Ley y normas vigentes.

Adecuación: Capacidad de un sistema eléctrico para satisfacer en todo tiempo y lugar la demanda eléctrica de los consumidores respetando los límites técnicos de los componentes y teniendo en cuenta salidas esperadas de servicio, programadas y no programadas, de componentes del sistema.

Agentes del mercado: Empresas generadoras, cogeneradoras, autogeneradoras, transportistas, distribuidoras, los grandes clientes y las interconexiones internacionales.

Ampliaciones: Todo equipamiento o instalación que se adiciona al Sistema de Transmisión.

Armónicas: Son componentes de frecuencia que son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental de la onda sinusoidal ideal de 60Hz.

Calidad de servicio: Atributo de un sistema eléctrico determinado conjuntamente por:

- la calidad del producto eléctrico entregado a los usuarios del sistema y que está referido a la magnitud de la tensión y la frecuencia y la contaminación de la tensión instantánea de suministro;

- la calidad del suministro eléctrico entregado a los usuarios del sistema y que está referido a la frecuencia, la profundidad y la duración de las interrupciones de suministro;
- la calidad de servicio comercial entregado a los usuarios del sistema en su relación comercial;

Capacidad Remanente: Diferencia entre la máxima capacidad de transmisión del Sistema Principal de Transmisión y la capacidad de transmisión que ocupa la atención simultánea de la máxima demanda informada por Distribuidores y Grandes Clientes. Esta definición se aplica al SPT en su conjunto y a los elementos constitutivos del Sistema.

Capacidad remanente del equipamiento de un usuario: Es la capacidad del equipamiento que no es requerida en el despacho diario del sistema interconectado para satisfacer los requerimientos de tal usuario.

Capacidad Instalada: Es la capacidad de la unidad generadora. La capacidad instalada es la potencia eléctrica máxima que el conjunto (máquina motriz/generador) está en capacidad de producir en forma continua bajo condiciones normales, y por lo tanto, tiene que respetar las limitaciones que cualquiera de estos componentes impone de otro. Para autogeneradores y cogeneradores se considerará la máxima potencia que pueden inyectar en la Red de Transmisión.

Cargos de Interconexión: Reflejan los costos de los activos dedicados a materializar la conexión física entre dos Prestadores del Servicio de Transmisión.

Cargo por conexión: Reflejan los costos de los activos de conexión asignados a un usuario cuando estos no son propiedad del usuario.

Cargo por uso del sistema principal de transmisión: Reflejan los costos que se le asignan a cada usuario por el uso del sistema principal de transmisión.

Cargos por uso de redes: Reflejan los costos que se le asignan a cada usuario por el uso de redes que son propiedad de otro usuario y que formen parte de la red de transmisión.

Cargos de Transmisión: son los cargos que corresponden por el Servicio de Transmisión prestado empleando el Sistema de Transmisión, que incluye el Cargo por Conexión, el Cargo por Uso del Sistema Principal de Transmisión, el Cargo por el Servicio de Operación Integrada y el Cargo de Interconexión cuando aplique.

Centro Nacional de Despacho: Dependencia de la Empresa de Transmisión encargada de la prestación del servicio público de operación integrada.

Comisión Regional de Interconexión Eléctrica: Ente Regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional según establece el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus protocolos.

Condición extrema: Se refiere a una condición del Sistema Interconectado Nacional que esta fuera de las condiciones de estado estable de operación (definidas en el Reglamento de Operación). Es usualmente el resultado de una contingencia, sobrecarga o disturbio.

Conexión: Entre el sistema de transmisión y sus usuarios: es el conjunto de líneas, equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares, que son necesarios para materializar la vinculación eléctrica del usuario en uno o varios puntos determinados del Sistema Principal de Transmisión.

Confiabilidad: Capacidad de un sistema para suministrar en todo instante y lugar la demanda eléctrica que los consumidores requieren con adecuados niveles de calidad respecto de las interrupciones del servicio. La confiabilidad se evalúa a través de dos aspectos de los sistemas eléctricos: adecuación y seguridad.

Contingencia Simple: Pérdida abrupta no programada de un elemento del Sistema Principal de Transmisión o una unidad de generación o la proporción de una demanda que pueda perderse abruptamente.

Contrato de Acceso: El contrato que se establecerá entre la Empresa que presta el Servicio de Transmisión y el Usuario que accede al Sistema de Transmisión donde se establecen los derechos y obligaciones de las partes en un todo de acuerdo a lo indicado en la Ley y normas complementarias.

Costo de Abastecimiento: Es la suma que resulta de la adquisición en el mercado mayorista de la energía y potencia eléctrica requeridas, puesta en los nodos de la distribuidora que incluye el servicio de transmisión, pérdidas en transmisión y demás costos del mercado mayorista.

Criterios de confiabilidad: Conjunto de principios a tener en cuenta para el planeamiento, diseño, operación y evaluación de la confiabilidad actual o futura de un sistema eléctrico.

Demanda máxima anual no coincidente: Demanda máxima diaria (potencia activa) en los puntos de interconexión, pronosticada para el año siguiente de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Operación.

Efecto de Parpadeo (FLICKER): Es una variación rápida y cíclica de la tensión, que causa una fluctuación correspondiente en la luminosidad de las lámparas a una frecuencia detectable por el ojo humano.

Equipamiento de Conexión: Es el conjunto de líneas, equipos y aparatos que forman parte de la Conexión.

Empresa de Transmisión: Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) en lo que hace a su función de transmisión, o quien la reemplace en sus funciones en el futuro.

Ente Operador Regional: Es el ente operador del Mercado regional según establece el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus protocolos.

Ente Regulador: Es el Ente Regulador de los Servicios Públicos, entidad creada por la Ley 26 de 1996, reemplazado luego por la **Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)** mediante el Decreto Ley No. 10 de 22 de febrero de 2006 o quien lo reemplace en el futuro.

Fórmulas tarifarias: Son las fórmulas resultantes de asignar a cada una de las variables definidas en los procedimientos tarifarios un valor resultante de una evaluación de costos calculados bajo el supuesto de eficiencia económica en el desarrollo del plan de expansión y en la gestión de la Empresa de Transmisión.

Instalación de Orden Regional: Corresponde a la línea del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) y a otras instalaciones de la Red de Transmisión Regional en territorio nacional que sean producto del proceso de planificación regional del MER. Estas instalaciones hacen parte del Sistema de Transmisión.

Ley: Ley N° 6 del 3 de febrero de 1997.

Mercado Eléctrico Regional: Mercado eléctrico de los países de América Central.

Monto Extraordinario: Son aquellos montos asociados a los Cargos de Transmisión mensuales, que exceden los cargos aprobados en el Pliego Tarifario vigente o las consiguientes actualizaciones anuales de los mismos, según aplique.

Operación normal: Condición en la que se cumple la continuidad y calidad de servicio establecida.

Plan de Expansión: Plan de expansión de generación y transmisión en el sistema interconectado nacional, cuya factibilidad técnica, económica, financiera y ambiental, prevé la continuidad, calidad y confiabilidad en el suministro del servicio de electricidad.

Prestador de Servicios Públicos de Electricidad: La persona natural o jurídica, pública o privada, de capital nacional o extranjero, que preste el servicio público de electricidad.

Prestador del Servicio Público de Transmisión: Es cualquier persona natural o jurídica que presta el servicio para la transmisión de energía eléctrica, a través de la red de transmisión.

Procedimientos tarifarios: Son los procedimientos de cálculo de tarifas definidos en el Régimen Tarifario del presente Reglamento de Transmisión

Punto de interconexión: Es el punto en el que un Generador, un Distribuidor o un Gran Cliente es conectado al Sistema Principal de Transmisión.

Red de Transmisión: La red de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, está constituida por las líneas de transmisión de alta tensión, subestaciones, transformadores y otros elementos eléctricos necesarios para transportar energía eléctrica, desde el punto de entrega de dicha energía por el generador hasta el punto de recepción por la empresa distribuidora o gran cliente. También incluye las interconexiones internacionales. Asimismo, se consideran elementos constitutivos de la red de transmisión, todos aquellos bienes necesarios para su adecuado funcionamiento. En casos de plantas generadoras

conectadas directamente a redes de distribución u otros casos especiales en que se presenten dudas sobre su aplicación, la ASEP interpretará esta disposición.

Red de Transmisión Regional: Es el conjunto de instalaciones de transmisión que se utilizan para prestar el servicio de Transmisión Regional según está definido en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional

Régimen Tarifario: Conjunto de reglas relativas a la determinación de las tarifas que se cobran por la prestación del servicio público de electricidad en aquellas actividades sujetas a regulación.

Seguridad: Capacidad del sistema eléctrico para soportar perturbaciones repentinas, como cortocircuitos y salidas de servicio no programadas de componentes del sistema, manteniendo la integridad del mismo.

Servicio Público de Transmisión o Servicio de Transmisión: Es la actividad de transmitir energía eléctrica por medio del sistema de transmisión o a través del equipamiento de la red de transmisión perteneciente a un usuario.

Sistema Eléctrico Regional: Sistema Eléctrico de América Central compuesto por los sistemas eléctricos de los Países Miembros según está definido en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

Sistema de Transmisión: Sistema de Transmisión: Es el conjunto de líneas de transmisión de alta tensión, subestaciones, transformadores y otros elementos necesarios para transportar energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional sean de conexión o del sistema principal de transmisión, pertenecientes a los Prestadores del Servicio Público de Transmisión.

Sistema de Conexión de Transmisión: Es la parte del Sistema de Transmisión que no forma parte del Sistema Principal de Transmisión.

Sistema Interconectado Nacional: Es el conjunto de centrales de generación, líneas y redes de transmisión y distribución de electricidad y sus instalaciones complementarias que se encuentran interconectadas, en un solo sistema a nivel nacional, sin distinción de las personas públicas y privadas a quienes pertenezcan.

Sistema Principal de Transmisión o Sistema Principal: Es el conjunto de líneas de transmisión de alta tensión, equipamiento de subestaciones, transformadores y otros elementos necesarios para transportar energía eléctrica perteneciente al Sistema de Transmisión, que son utilizadas en operación normal por dos o más agentes del mercado.

Sobredimensionamiento: condición que se produce cuando el tamaño del equipamiento instalado es superior al tamaño óptimo posible a seleccionar, tomando en consideración las características y restricciones de diseño, técnicas y económicas para atender los requerimientos de demanda o de generación.

Solicitud de Acceso: Solicitud escrita presentada por el interesado donde expresa su deseo de realizar la Conexión que adjunta toda la información requerida por las normas vigentes.

Solicitud de Interconexión: Solicitud escrita presentada por un prestador del Servicio de Transmisión para conectarse a las instalaciones de Transmisión de otro prestador. Esta solicitud debe adjuntar toda la información requerida por las normas vigentes.

Transmisión: Actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica en alta tensión y la transformación de tensión vinculada, desde el punto de entrega de dicha energía por el generador, hasta el punto de recepción por la distribuidora o gran cliente.

Usuario del sistema de transmisión o usuario: Son usuarios del Servicio Público de Transmisión de electricidad los Agentes del Mercado, incluyendo las plantas de generación de los distribuidores (generación propia), que se encuentren directamente vinculados a las instalaciones de la Empresa de Transmisión Eléctrica; así como los Agentes del Mercado, incluyendo las plantas de generación de los distribuidores (generación propia), que se encuentren eléctricamente vinculados con la Empresa de Transmisión Eléctrica a través de las instalaciones de otros Usuarios o de otro Prestador del Servicio Público de Transmisión y que participen en el Mercado Mayorista de Electricidad con ventas en el Mercado Ocasional. En este último caso no se considerarán Usuarios del sistema de transmisión para efecto del pago de los Cargos de Transmisión a aquellos agentes productores que tengan una capacidad instalada menor o igual a 5 MW.

Uso esporádico: Es el uso del sistema de transmisión que ocasionan los generadores, autogeneradores, cogeneradores, distribuidores o grandes clientes cuando realizan una transacción con agentes de otro país, o el uso de dicho sistema que realizan los usuarios cuya producción o consumo no puede ser simulado en los modelos de programación de largo plazo.

Valor esperado de Energía No Servida: Esperanza matemática de la energía que no se podrá suministrar por déficit en la capacidad de suministro disponible. Es expresando en [MWh/año] y se calcula usando técnicas probabilísticas.

Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones de transmisión: Es el costo de las instalaciones destinadas al servicio de transmisión, como si previamente no hubiese ninguna instalación existente, incluyendo los intereses durante la construcción, los derechos, los gastos y las indemnizaciones que se deben pagar para el establecimiento de las servidumbres determinado a partir de la mejor información suministrada por la Empresa de Transmisión Eléctrica y de los valores considerados en el plan de expansión del sistema de transmisión, ambos aprobados por la ASEP.

Artículo 7 Las siguientes abreviaturas tendrán el significado indicado:

- **ASEP:** Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. Es la entidad que regula el Sector Eléctrico.
- **CND:** Centro Nacional de Despacho.
- **CRIE:** Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.
- **EOR:** Ente Operador Regional.

- **EPR:** Empresa Propietaria de la Red del proyecto SIEPAC.
- **ETESA:** Empresa de Transmisión Eléctrica S.A., en lo que se refiere a la actividad de Transmisión.
- **MER:** Mercado Eléctrico Regional.
- **RMER:** Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.
- **SNE:** Secretaría Nacional de Energía.
- **RT:** Reglamento de Transmisión.
- **RTR:** Red de Transmisión Regional.
- **SER:** Sistema Eléctrico Regional.
- **SIEPAC:** Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central.
- **SIN:** Sistema Interconectado Nacional.
- **Texto Unico de la Ley 6:** Se refiere al Texto Unico de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997 ordenado por el Artículo 8 de la Ley 58 del 30 de Mayo de 2011 y publicado en la Gaceta Oficial Digital el miércoles 14 de Setiembre de 2011.
- **PEST:** Plan de Expansión del Sistema de Transmisión.

CAPITULO I.5 : INTERPRETACIÓN Y MODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO

Artículo 8 La ASEP deberá realizar las interpretaciones del presente Reglamento de ser necesario.

Artículo 9 El presente Reglamento se deberá adaptar a los cambios que surjan en el servicio de Transmisión, a los requerimientos del Mercado Eléctrico Regional, a las modificaciones en la calidad de servicio requerida, a nuevas alternativas para facilitar la expansión del sistema o para obtener mayor eficiencia en su ejecución y a los cambios tecnológicos que se produzcan.

Artículo 10 El presente Reglamento podrá ser modificado sobre la base de propuestas justificadas debidamente en uno o más de los siguientes motivos:

- a) Existen situaciones que afectan al Servicio de Transmisión y que no fueron previstas en el Reglamento de Transmisión vigente.
- b) La experiencia en la aplicación del Reglamento de Transmisión demuestra que es posible realizar cambios que mejoren significativamente el logro de los objetivos regulatorios o es necesario eliminar distorsiones o resultados contrarios a los objetivos de la Ley o de inconsistencias entre Reglamentos.

- c) En la aplicación e implementación del Reglamento de Transmisión surgen conflictos por diferencias de interpretación y es necesario dar mayor claridad o detalle para establecer la interpretación válida, por una condición imprevista o porque ha surgido como resultado del Informe de Desempeño.

Artículo 11 Bianualmente la ASEP deberá realizar un Informe de Desempeño. Para tal fin, la ASEP requerirá los siguientes informes con análisis de la aplicación del presente Reglamento los cuales deben incluir las propuestas de modificación al mismo:

- a) Informe de ETESA.
- b) Informe del CND.
- c) Informes de Agentes que brindan el Servicio de Transmisión.
- d) Propuestas de los Usuarios del Sistema de Transmisión.

Artículo 12 El Informe de Desempeño deberá realizarse en un término no mayor de noventa días a partir de la recepción de los informes que se indican en el artículo anterior. Dicho Informe incluirá como mínimo lo siguiente:

- a) La descripción y alcance de cada interpretación realizada en el periodo.
- b) Las presentaciones respecto al desempeño del RT y propuestas de modificación.
- c) La evaluación del funcionamiento del Reglamento de Transmisión, referido al objetivo de maximizar la eficiencia operativa, la expansión eficiente y la seguridad del SIN.
- d) La ASEP deberá presentar de ser necesario, las propuestas de modificación al Reglamento de Transmisión, las cuales surgirán como resultado de la evaluación por parte de la ASEP del funcionamiento del Reglamento de Transmisión y de los informes presentados, incluyendo:
 - (i) La evaluación de si existen motivos y circunstancias que justifiquen el o los ajustes propuestos o si los mismos son posibles por no afectar los derechos asignados en un contrato de concesión.
 - (ii) El análisis sobre la necesidad de ajuste y, de justificarse, su opinión sobre la(s) propuesta(s) de modificaciones.

Artículo 13 La ASEP someterá a la participación ciudadana las propuestas de modificación al Reglamento de Transmisión para recibir comentarios y observaciones. Para los casos específicos del Régimen Tarifario, los Procedimientos Tarifarios y las Normas de Calidad se requiere de una Audiencia Pública.

Artículo 14 Las modificaciones a los títulos del Reglamento de Transmisión podrán realizarse bianualmente a partir del Informe de Desempeño. Para los casos específicos de los títulos relacionados al Régimen Tarifario y los procedimientos tarifarios las modificaciones se realizarán como mínimo cada 4 años. Las fórmulas tarifarias se revisarán cada 4 años conforme a lo establecido en el Texto Único de la Ley 6. Cuando algún hecho lo justifica podrán realizarse modificaciones extraordinarias a cualquiera de los títulos del presente Reglamento y a las fórmulas tarifarias.

TITULO II: GENERALIDADES

Artículo 15 Todas las instalaciones de la Red de Transmisión Regional ubicadas en territorio nacional, deberán cumplir con los requerimientos de acceso y conexión al SIN establecidos en el presente Reglamento y en el Reglamento de Operación, así como obtener todos los permisos, autorizaciones y concesiones requeridas para su construcción y funcionamiento de acuerdo con los procedimientos definidos en la legislación y normativas nacionales.

La línea SIEPAC y las instalaciones que sean producto de ampliaciones planificadas de la RTR se clasificarán como Instalaciones de Orden Regional, y únicamente estarán sujetas a las disposiciones del párrafo anterior. Los otros tipos de redes y de ampliaciones de la RTR en territorio nacional se clasificarán como instalaciones del Sistema Principal de Transmisión o del Sistema de Conexión de Transmisión de acuerdo con los criterios definidos en este Reglamento, y les aplicarán las disposiciones correspondientes a ese tipo de instalaciones.

Artículo 16 El uso de las instalaciones del Sistema de Transmisión que son remuneradas a través de cargos por uso y conexión al mismo es prioritario para los usuarios nacionales del Sistema de Transmisión. Los derechos de transmisión regionales que involucren instalaciones de la Red de Transmisión, no podrán limitar dicho uso prioritario del Sistema de Transmisión por los usuarios nacionales.

Este artículo se aplicará conforme a lo establecido por el RMER, para lo cual debe informarse y coordinar con los entes regionales, los valores esperados y máximos de los flujos nacionales en redes del Sistema de Transmisión pertenecientes a la RTR, y la capacidad remanente y disponible en las instalaciones del sistema para la asignación de derechos de transmisión regionales. El CND deberá desarrollar una Metodología específica con los criterios, procedimientos e información para realizar la coordinación indicada del uso de las instalaciones del Sistema de Transmisión que hagan parte de la RTR.

Artículo 17 La remuneración y compensaciones que se establezcan en el MER para las instalaciones de la Red de Transmisión no afectarán los ingresos permitidos de la Empresa de Transmisión o de los propietarios de instalaciones pertenecientes a la Red de Transmisión. Los ingresos adicionales que se acrediten a la Empresa de Transmisión o a otros propietarios de instalaciones de la RTR en el ámbito del mercado eléctrico nacional serán asignados de la siguiente manera:

Los ingresos que se acrediten a la Empresa de Transmisión:

- i. El 95% de los ingresos adicionales serán asignados a la demanda nacional, como una reducción tarifaria de acuerdo a lo establecido en los Artículos 190 y 191 de este Reglamento. Las empresas distribuidoras deberán trasladarlo a los clientes finales.

- ii. El 5% restante de estos ingresos serán asignados a la Empresa de Transmisión como un incentivo.

Los ingresos que se acrediten a la Empresa de Transmisión relacionados a instalaciones de la RTR pertenecientes a otros propietarios o que se acrediten directamente a éstos, serán asignados al propietario que le corresponda. En el caso de que sean instalaciones de propiedad de una empresa distribuidora, la misma deberá trasladar el 95% de los ingresos a los clientes finales.

De existir saldos negativos por compensaciones por indisponibilidad los mismos serán asumidos por la Empresa de Transmisión o los propietarios de la RTR, al igual que las multas y/o sanciones que se le asignen a nivel regional.

Artículo 18 Los cargos de transmisión que se asignan en el Mercado Eléctrico Regional a los agentes que retiran energía y a los agentes que inyectan energía serán pagados por tales usuarios.

Artículo 19 Los derechos y obligaciones que asigna este Reglamento a los Generadores se extienden a los Cogeneradores y Autogeneradores.

Artículo 20 Cuando no se establezca específicamente deberá considerarse que:

- a) La expresión días se refiere a días calendarios.
- b) Año tarifario abarca el período que va del 1 de julio de un año dado al 30 de junio del año siguiente.
- c) Año calendario es el período de 12 meses que va del 1 de enero al 31 de diciembre de un año dado.

TITULO III: DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LAS EMPRESAS QUE PRESTAN EL SERVICIO PÚBLICO DE TRANSMISIÓN Y DE LOS USUARIOS DE LA RED DE TRANSMISIÓN

Artículo 21 Una empresa que presta el Servicio de Transmisión y los Usuarios de la Red de Transmisión tendrán los derechos y obligaciones establecidos en la presente regulación que son supletorios o aclaratorios de lo establecido en la Ley de Electricidad.

CAPITULO III.1 : DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LAS EMPRESAS QUE PRESTAN EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN

Artículo 22 Una empresa que presta el Servicio de Transmisión por medio de instalaciones del Sistema Principal de Transmisión tendrá los siguientes derechos:

- a) Recibir una remuneración por el uso de sus instalaciones, establecida de acuerdo al marco legal del sector eléctrico y al presente Reglamento.
- b) Solicitar al CND la desconexión de todo equipamiento, o no permitir la conexión, de sus usuarios que afecte el funcionamiento y la calidad de su Servicio de Transmisión, por no cumplir los estándares técnicos de diseño u operación y afectar los compromisos

que resultan de las Normas de Calidad de Servicio establecidas en el presente Reglamento.

- c) Participar de las reuniones de coordinación de mantenimiento, con derecho a presentar observaciones al plan de mantenimiento que coordine el CND, y a recibir explicaciones satisfactorias sobre la modificación a sus requerimientos, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Operación.
- d) Presentar observaciones a los programas de operación o maniobras ordenadas por el CND y recibir una respuesta satisfactoria del CND. La presentación de observaciones no releva a la empresa que presta el Servicio de Transmisión de ejecutar las instrucciones emitidas por el CND, excepto en los casos que afecte su seguridad de acuerdo con lo ya indicado en el punto b.
- e) Establecer y presentar al CND la capacidad de cada instalación de su propiedad, junto con los estudios correspondientes. No obstante, los límites operativos de las líneas de Transmisión resultantes de aplicar las normas de calidad de servicio del presente Reglamento, incluyendo problemas de estabilidad dinámica o transitoria, serán fijados por el CND de acuerdo con los criterios y procedimientos que se establecen en el presente Reglamento y el Reglamento de Operación.
- f) Definir conjuntamente con los usuarios los Contratos de Acceso al Sistema de Transmisión.
- g) Definir conjuntamente con otros Prestadores del Servicio Público de Transmisión los Acuerdos de Interconexión entre sus respectivas redes.
- h) El CND deberá coordinar, como OS/OM de Panamá, que se cumpla con las funciones de coordinación técnica y operativa de la RTR en Panamá que establecen los numerales 3.1 y 3.2 del Libro III del RMER, relacionados con el cumplimiento de los derechos y obligaciones de los agentes de transmisión regional.

Artículo 23 Una empresa que presta el Servicio de Transmisión por medio de instalaciones del Sistema Principal de Transmisión tendrá las siguientes obligaciones y responsabilidades:

- a) Realizar las acciones necesarias para evitar el peligro a la seguridad de su equipo o personal.
- b) Prestar el Servicio de Transmisión, permitiendo el acceso abierto y no discriminatorio de usuarios a sus instalaciones así como las interconexiones con otros Prestadores del Servicio Público de Transmisión a cambio de los Cargos de Transmisión que de ello surjan, en los términos del Marco Legal vigente para el Sector Eléctrico y el presente Reglamento.
- c) Disponer de los equipos de control y protección necesarios para aislar los efectos, sobre sus respectivas instalaciones, de fallas producidas en equipamientos pertenecientes a otros usuarios.
- d) Permitir el acceso a sus instalaciones a los representantes o a los auditores técnicos independientes que a tales efectos designe el CND y la ASEP.

- e) Presentar al CND sus necesidades de mantenimiento, participar de las reuniones de coordinación de mantenimiento que este organismo convoque, y cumplir los programas de mantenimientos que el CND establezca.
- f) Mantener condiciones adecuadas de seguridad en todas sus instalaciones de acuerdo a lo establecido en el presente Reglamento o en el Reglamento de Operación.
- g) Determinar las instalaciones de los usuarios u otros Prestadores del Servicio Público de Transmisión que no reúnen los requisitos técnicos necesarios ya sea para su conexión o interconexión a la Red de Transmisión, según aplique y notificar al CND cuándo sus instalaciones están en condiciones de ser operadas.
- h) Pagar a quién corresponda en cada caso las compensaciones que establece el presente Reglamento por incumplimientos de las Normas de Calidad de Servicio.
- i) Cumplir en la operación y en el diseño con todas las normas ambientales y técnicas vigentes.
- j) Suministrar, en tiempo y forma, al CND la información requerida para el control de las ampliaciones y conexiones al Sistema de Transmisión, la planificación de la operación, su gestión en tiempo real y toda otra información que fuere necesaria para llevar a cabo su función de operación y administración, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Operación.
- k) La empresa que presta el servicio de transmisión, deberá notificar previamente al usuario afectado sobre la fecha de su desconexión y el motivo, no siendo necesario esta notificación previa, en los casos en que se ponga en serio riesgo la seguridad del personal y/o los equipos del Sistema Interconectado Nacional.

Artículo 24 Un Distribuidor que presta el Servicio de Transmisión tendrá los siguientes derechos:

- a) Recibir una remuneración por el uso de sus instalaciones, establecida de acuerdo al marco legal del sector eléctrico y al presente Reglamento.
- b) Establecer y presentar al CND para su aprobación la capacidad de cada instalación de su propiedad, junto con los estudios correspondientes.
- c) Definir conjuntamente con los usuarios los Contratos de Acceso a la Red de Transmisión.

Artículo 25 Un Distribuidor que presta el Servicio de Transmisión tendrá las siguientes obligaciones y responsabilidades:

- a) Prestar el Servicio de Transmisión, permitiendo el acceso abierto y no discriminatorio de usuarios a sus instalaciones a cambio de los Cargos por Uso de Redes que de ello surjan, en los términos del Marco Legal vigente para el Sector Eléctrico y el presente Reglamento.
- b) Disponer de los equipos de control y protección necesarios para aislar los efectos, sobre sus respectivas instalaciones, de fallas producidas en equipamientos pertenecientes a otros usuarios.

- c) Permitir el acceso a sus instalaciones a los representantes o a los auditores técnicos independientes que a tales efectos designe la ASEP.
- d) Mantener condiciones adecuadas de seguridad en todas sus instalaciones, de acuerdo a lo establecido en el presente Reglamento o en el Reglamento de Operación.
- e) Cumplir en la operación y en el diseño con todas las normas ambientales y técnicas vigentes.
- f) Suministrar, en tiempo y forma, al CND la información requerida para el control de las ampliaciones y conexiones al sistema de Transmisión, la planificación de la operación, su gestión en tiempo real y toda otra información que fuere necesaria para llevar a cabo su función de operación y administración, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Operación.

CAPITULO III.2 : DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LOS USUARIOS

Artículo 26 Los Usuarios del Sistema de Transmisión tendrán los siguientes derechos en su relación con las empresas que prestan el Servicio de Transmisión por medio de instalaciones del Sistema de Transmisión:

- a) Conectarse a las instalaciones del Sistema de Transmisión en uno o más puntos respetando para ello las normas, procedimientos y las disposiciones que establecen este Reglamento y el Reglamento de Operación pagando por este servicio los Cargos de Transmisión.
- b) Permanecer conectado, en la medida que cumpla con las obligaciones técnicas y comerciales que surjan del presente Reglamento.
- c) Definir conjuntamente con el prestador del Servicio de Transmisión Contratos de Acceso al Sistema de Transmisión.
- d) Ser informados de los programas de mantenimiento del Sistema de Transmisión que utilizan, y presentar observaciones requiriendo modificaciones cuando dichos mantenimientos afecten la seguridad de abastecimiento.
- e) Requerir las ampliaciones del Sistema de Transmisión que permiten su conexión, cumplir con las Normas de Calidad de Servicio establecido en el presente Reglamento, y la ejecución en tiempo y forma del Plan de Expansión.

Artículo 27 Los Usuarios del Sistema de Transmisión tendrán las siguientes obligaciones en su relación con las empresas que prestan el Servicio de Transmisión por medio de instalaciones del Sistema de Transmisión:

- a) Mantener condiciones adecuadas de seguridad en sus instalaciones y las condiciones técnicas que habilitan su conexión, siguiendo lo establecido en el presente Reglamento y el Reglamento de Operación.

- b) Pagar en tiempo y forma los cargos que resulten por el Servicio de Transmisión, de acuerdo con lo establecido en el Marco Legal vigente para el Sector Eléctrico, su Sistema Tarifario y en el presente Reglamento.
- c) Cumplir en la operación y en el diseño de equipamiento y conexión en tiempo y forma con todas las normas ambientales y técnicas vigentes.
- d) Informar a ETESA de sus requerimientos de Ampliaciones con la debida anticipación de acuerdo con los plazos establecidos en el Título sobre la Expansión del Sistema de Transmisión.
- e) Establecer Contratos de Acceso al sistema de transmisión con el prestador del Servicio de Transmisión.

Artículo 28 Un Generador, Cogenerador y Autogenerador que esté conectado a la Red de Transmisión a través de las instalaciones de un Distribuidor tendrá los siguientes derechos en su relación con el distribuidor al cual se conecte que le brinda el servicio de transmisión:

- a) Conectarse a las instalaciones de la Red de Distribución en uno o más puntos respetando para ello las normas, procedimientos y las disposiciones que establecen este Reglamento, pagando por este servicio los Cargos por Uso de Redes.
- b) Permanecer conectado, en la medida que cumpla con las obligaciones técnicas y comerciales que surjan del presente Reglamento.
- c) Definir Contratos de Acceso a la red de transmisión con el distribuidor al cual se conecte.
- d) Requerir las ampliaciones de la Red de Distribución que permiten su conexión y cumplir con las Normas de Calidad de Servicio establecido de acuerdo a las Normas aplicables a Distribución.

Artículo 29 Un Generador, Cogenerador y Autogenerador que esté conectado a la Red de Transmisión a través de las instalaciones de un Distribuidor tendrá las siguientes obligaciones en su relación con el distribuidor al cual se conecte que le brinda el servicio de transmisión:

- a) Mantener condiciones adecuadas de seguridad en sus instalaciones y las condiciones técnicas que habilitan su conexión, siguiendo lo establecido en el presente Reglamento y las Normas de Distribución.
- b) Pagar en tiempo y forma los Cargos por Uso de Redes, de acuerdo con lo establecido en el Marco Legal vigente para el Sector Eléctrico, su Sistema Tarifario y en el presente Reglamento.
- c) Cumplir en la operación y en el diseño de equipamiento y conexión en tiempo y forma con todas las normas ambientales y técnicas vigentes.
- d) Informar al distribuidor de sus requerimientos de Ampliaciones con la debida anticipación en los términos del artículo 41 y 46 del Reglamento de la Ley.

- e) Establecer Contratos de Acceso a la red de transmisión con el distribuidor al cual se conecte.

TITULO IV: ACCESO A LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN

CAPITULO IV.1 : CRITERIOS GENERALES DE ACCESO

Artículo 30 Las instalaciones de transmisión y distribución se regirán por un régimen de Acceso Libre no discriminado a la capacidad de transmisión, previo el cumplimiento de las normas que rijan el servicio y el pago de las retribuciones que correspondan, según lo establecido en los Artículos 70 y 80 del Texto Único de la Ley 6.

Artículo 31 Todo Usuario que solicite acceso o nuevo Prestador del Servicio Público de Transmisión que solicite interconexión con la Red de Transmisión tendrá derecho a materializar dicho acceso o interconexión a dicha red una vez cumplidos los requisitos técnicos y ambientales establecidos por la regulación. Cuando el acceso o interconexión haya sido autorizado, el mismo estará sujeto a lo establecido en el Reglamento de Operación y el presente Reglamento.

Parágrafo Transitorio: Hasta tanto no se modifique el Reglamento de Operación para incluir las solicitudes de interconexión de otros Prestadores del servicio público de transmisión, el interesado deberá, a solicitud de ETESA, entregar toda la información y realizar todos los estudios que le sean requeridos.

Artículo 32 En ningún caso un acceso o interconexión a la Red de Transmisión podrá afectar negativamente el suministro de la demanda conectada a las redes de distribución.

Artículo 33 Cualquier Usuario del Sistema de Transmisión o nuevo Prestador del Servicio Público de Transmisión que acceda o se interconecte, según sea el caso, a la red de transmisión a través de las instalaciones de un tercero, deberá solicitar el acceso o interconexión al sistema de transmisión y se podrá conectar si existe capacidad remanente. Una vez aprobado el nuevo acceso o interconexión, el mismo tendrá iguales derechos que el propietario de las instalaciones en lo que respecta a transmisión.

Artículo 34 Los Distribuidores y Grandes Clientes conectados al sistema principal de transmisión tienen entre sí la misma prioridad de acceso al Sistema de Transmisión mientras no superen su máxima demanda proyectada informada a la Empresa de Transmisión. Cuando requieran una demanda que excede esa máxima demanda, tendrán acceso a la capacidad remanente del Sistema de Transmisión con la misma prioridad que los otros que se encuentran en la misma condición.

Artículo 35 La conexión de un nuevo consumo deberá ser autorizada por ETESA si la misma cumple con el presente Reglamento, el Reglamento de Operación y además cuenta con capacidad remanente en el Sistema de Transmisión. De no contar el Sistema de Transmisión con capacidad remanente, el nuevo consumo requerirá previamente a la conexión la correspondiente ampliación, la cual será realizada de acuerdo con lo indicado en el presente Reglamento y el Reglamento de Operación, quedando su conexión e ingreso postergado a la fecha en que la ampliación entre en servicio.

Artículo 36 En el caso del uso de las Redes de las Empresas de Distribución, la responsabilidad de las ampliaciones se regirá por lo establecido en las Normas Vigentes.

CAPITULO IV.2 : EL PROCEDIMIENTO DE ACCESO AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

SECCIÓN IV.2.1 : SOLICITUD DE ACCESO

Artículo 37 Para hacer uso del derecho de Acceso Libre, según establecen los Artículos 70 y 80 del Texto Único de la Ley 6 y el Artículo 39 del Reglamento de la Ley, el interesado deberá tramitar ante la Empresa de Transmisión una Solicitud de Acceso al Sistema de Transmisión, en adelante denominada la Solicitud de Acceso. En caso que el interesado sea un nuevo Prestador del Servicio Público de Transmisión, la Solicitud de Acceso será una Solicitud de Interconexión al Sistema de Transmisión, en adelante denominada Solicitud de Interconexión. La aprobación de una u otra es requisito indispensable para la suscripción del respectivo Contrato de Acceso o Acuerdo de Interconexión y la efectiva materialización de dicho Acceso o Interconexión.

Artículo 38 Para aprobar cualquier Solicitud de Acceso (conexión de nueva generación o consumo) se debe cumplir lo establecido en el Reglamento de Operación; lo mismo aplica en el caso de Solicitudes de Interconexión (nuevo Prestador del Servicio Público de Transmisión). Las modificaciones y/o ampliaciones relacionadas a instalaciones asociadas a generación, transmisión o consumo existente, deberán realizarse de conformidad a lo establecido en el Contrato de Acceso o el Acuerdo de Interconexión y cumpliendo con lo dispuesto en el Reglamento de Operación y el presente Reglamento.

Artículo 39 El interesado deberá presentar la respectiva Solicitud de Acceso o Solicitud de Interconexión acompañada de los estudios establecidos en el Reglamento de Operación, demostrando el cumplimiento de las normas de diseño y de calidad de servicio incluidos en este Reglamento, para su evaluación y aprobación.

Artículo 40 Si la Solicitud de Acceso es para una conexión directa a instalaciones de la RTR en el país, el interesado deberá declarar su conocimiento y cumplimiento de los requisitos exigidos en el Reglamento del MER para el acceso a la RTR. La Solicitud de Acceso deberá ser estudiada por ETESA quien deberá informar de la misma a la ASEP. Conforme a lo establecido en el Reglamento del MER, la aprobación de la Solicitud de Acceso es un prerequisite para tramitar la Solicitud de Conexión a la RTR ante la CRIE.

Artículo 41 Ningún Prestador del Servicio Público de Transmisión o propietario de instalaciones de conexión con capacidad remanente podrá rechazar una Solicitud de Acceso excepto ante incumplimiento de los requisitos que se establecen en este Reglamento y/o el Reglamento de Operación. Para Solicitudes de Acceso con conexión directa a instalaciones de la RTR en Panamá, ETESA deberá también verificar la capacidad de transmisión remanente en la RTR del país, en consulta con el EOR. ETESA, a través de la Empresa Propietaria de la Red (EPR), pondrá en conocimiento de la CRIE de cualquier conexión y acceso a la RTR.

SECCIÓN IV.2.2 : EVALUACIÓN DE LA SOLICITUD

Artículo 42 ETESA deberá analizar la Solicitud de Acceso o Interconexión y verificar lo siguiente:

- a) El cumplimiento de lo requerido en el Artículo 39 y 40 del Reglamento de la Ley.

- b) Que el diseño y especificaciones generales de las instalaciones cumplen con las Normas de Diseño del Sistema de Transmisión y Calidad de Servicio del presente Reglamento.
- c) Que se ha demostrado a través de los estudios del Sistema de Transmisión que las nuevas instalaciones cumplen con los requisitos establecidos en el presente Reglamento y el Reglamento de Operación, de la siguiente manera:
 - (i) No se afectará de manera adversa al sistema de transmisión actual; no representando un riesgo para la operación del sistema ni de las personas, dentro de los márgenes de seguridad definidos.
 - (ii) El Sistema de Transmisión operará dentro de las Normas de Calidad de Servicio establecidas en el presente Reglamento.

Artículo 43 ETESA verificará la consistencia de la información contenida en la solicitud y podrá requerir del solicitante la presentación de información faltante o adicional.

Artículo 44 Dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la recepción de una solicitud de acceso o interconexión, ETESA deberá remitir dicha solicitud al CND y a la Empresa donde se conecta de no ser la Empresa de Transmisión, con el objetivo de contar con sus opiniones.

Artículo 45 Dentro de diez (10) días calendario posteriores a recibir la solicitud de acceso o interconexión, tanto el CND como la Empresa donde se conectará el interesado deberán remitir a la Empresa de Transmisión las observaciones y requerimientos generales para autorizar la conexión. De no recibir la Empresa de Transmisión los comentarios en el plazo indicado, se considera que no se tienen observaciones.

Artículo 46 En un plazo no mayor de treinta (30) días calendario después de recibida la solicitud, la Empresa de Transmisión evaluará las ampliaciones de Conexión propuestas sobre la base de los resultados obtenidos de su verificación, las opiniones y observaciones emitidas por el CND y la empresa donde se conectará el usuario de no ser la Empresa de Transmisión y deberá notificar por escrito al interesado, a la Empresa donde se conectará el usuario y al CND su aprobación o rechazo, acompañada de la correspondiente sustentación y evaluación técnica. De no recibir la notificación dentro de dicho plazo, se considerará que ETESA ha aprobado la Solicitud de Acceso o Interconexión.

Artículo 47 En el caso que ETESA rechace una solicitud y que la misma se fundamente en aspectos incorrectos, o no contemplados en los estudios; discrepancias de resultados entre los estudios y los ensayos del sistema de potencia; y/o fallas de diseño o especificaciones inaceptables, el interesado podrá realizar una presentación complementaria. Dicha presentación deberá estar acompañada de los estudios que justifiquen sus conclusiones y/o los pasos necesarios para corregir los desvíos observados. La presentación complementaria estará sujeta a idénticos criterios para su aprobación que los requeridos para la Solicitud. La presentación complementaria podrá ser efectuada dentro de un plazo no mayor a los 90 días de recibida la notificación de rechazo de la Solicitud. Transcurrido tal plazo sin que sea recibida la presentación complementaria, ETESA declarará la caducidad del trámite.

Artículo 48 Ante una ampliación rechazada y de considerarlo procedente, el Solicitante podrá recurrir ante la ASEP la reformulación de la propuesta. El Solicitante, contará con un plazo determinado por la ASEP de acuerdo a la magnitud de los cambios a introducir, para presentar la nueva propuesta. La nueva presentación deberá seguir el mismo procedimiento que el de la presentación original.

Artículo 49 El incumplimiento de cualquiera de los requisitos establecidos en el presente Reglamento y/o el Reglamento de Operación, dará lugar al rechazo de la Solicitud.

SECCIÓN IV.2.3 : AUTORIZACIÓN PARA LA PUESTA EN SERVICIO DE LA CONEXIÓN

Artículo 50 La puesta en servicio de una conexión será autorizada por ETESA cuando el Solicitante ha cumplido con lo siguiente:

- a. Autorización de Acceso a la Capacidad de Transmisión: En esta etapa ETESA autoriza el acceso al Sistema de Transmisión. Incluye la definición básica de las instalaciones y de los equipamientos de control requeridos y los Estudios Ambientales asociados a las obras de transmisión que se pretendan conectar. Una vez obtenida la autorización de acceso, el resto de las etapas no podrán ser empleadas para restringir el acceso excepto que el Solicitante no cumpla con los requerimientos del presente Reglamento y/o el Reglamento de Operación.
- b. Aprobación del diseño técnico de detalle: En esta etapa se deberán presentar los planos preliminares de las instalaciones finales, que luego deberán actualizarse cuando se cuente con la versión definitiva “como construido”, la memoria técnica, los estudios finales técnicos y eléctricos de impacto en el Sistema de Transmisión, que demuestran que la nueva instalación no produciría alteraciones a la seguridad o calidad de servicio del Sistema de Transmisión, tal como se define en el Reglamento de Operación incluyendo los estudios de coordinación de protecciones, todos los cuales deberán estar a conformidad de ETESA. En el caso que durante el proceso de estudio se haya determinado que la nueva instalación producía alteraciones a la seguridad o calidad de servicio y que las mismas pudieron ser resueltas con modificaciones o agregados al proyecto, o al resto del sistema de transmisión, debe constar que las mismas fueron incluidas para que la ampliación fuese aprobada. A este respecto el solicitante habrá podido efectuar correcciones al proyecto presentado hasta lograr la aprobación del mismo y solicitar las ampliaciones del sistema de transmisión necesarias, para lo cual es responsabilidad del solicitante haber hecho las consultas oportunas para garantizar que su propuesta sea aprobada.
- c. Aprobación por parte del CND del diseño y optimización de los sistemas de control y protecciones de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Operación. En esta etapa, previa a la puesta en servicio, se realizarán los estudios necesarios para ajustar y optimizar los equipamientos de control como son: sistemas de estabilización, características de excitación, curvas de capacidad, sistemas de compensación, control de perturbaciones producidas por la demanda, etc., para asegurar el cumplimiento de los criterios de desempeño mínimo.
- d. Firma del Contrato de Acceso o del Acuerdo de Interconexión con ETESA y con los proveedores del Servicio de Transmisión.

- e. Ensayos de campo para verificar el adecuado funcionamiento del equipamiento de acuerdo a lo que se establezca en los Reglamentos de Transmisión, Operación, Comercial y Metodologías de Detalle, sujetas a la aprobación de ETESA y el CND.
- f. Autorización para el funcionamiento operativo de la conexión por parte del CND.
- g. Para la puesta en servicio de una conexión directa a instalaciones de la RTR en el país, la misma será autorizada por ETESA y por la empresa a la cual se conecta el Solicitante en caso de ser distinta a ETESA, requiriéndose, además de lo anterior, la aprobación por parte de la CRIE de la Solicitud de Conexión a la RTR y la autorización de la conexión por parte del EOR.

Artículo 51 Una vez aprobados los ensayos y entregados la totalidad de la documentación requerida, el CND certificará y notificará a los involucrados mediante una nota la fecha de entrada en operación comercial.

SECCIÓN IV.2.4 : CONTRATOS DE ACCESO Y ACUERDOS DE INTERCONEXIÓN

Artículo 52 Para que un Solicitante pueda conectarse al Sistema de Transmisión, deberá contar en cada Conexión con un Contrato de Acceso con ETESA y con los propietarios de las instalaciones donde se conecta. Dichos Contratos incorporarán los aspectos legales, técnicos y económicos que, como derechos y obligaciones, deben ser observados por las partes dentro del marco legal del sector eléctrico, y del presente Reglamento. Cuando se trate de Acuerdos de Interconexión, los mismos serán requeridos para cada punto de Interconexión. Cuando se trate de una conexión directa a instalaciones de la RTR en el país, se establecerá un Contrato de Acceso con la empresa propietaria de las instalaciones. Tanto los Contratos de Acceso como los Acuerdos de Interconexión deberán ser informados, por la parte que se conecta, a la ASEP para su registro y al CND.

Artículo 53 Los Contratos de Acceso entre la Empresa de Transmisión y el Usuario y entre el propietario de las instalaciones a las que se conecta el Usuario y el Usuario deberán contener los siguientes requisitos generales, como mínimo:

- a) Datos de inscripción o generales de las partes contratantes.
- b) Ubicación de las instalaciones y puntos de interconexión cuando aplique.
- c) Normas de calidad que regirán el servicio, las cuales deberán ser como mínimas las aprobadas por la ASEP.
- d) Especificación de los servicios que se prestarán.
- e) Obligaciones y derechos de las partes contratantes.
- f) Las inspecciones que serán necesarias realizar y las formas para realizarlas durante la vigencia del contrato.
- g) Formas de medición de la energía a transmitir y recibir y puntos de medición.

- h) Los cargos por el uso del sistema, los cargos de conexión y el cargo por servicio de operación integrada, los cuales deberán fijarse de acuerdo a la tarifa aprobada por la ASEP y de conformidad con lo establecido en el Artículo 71 del Texto Único de la Ley 6, así como el cargo por uso de redes cuando aplique.
- i) La responsabilidad por el mantenimiento de las instalaciones de conexión y los acuerdos para la implementación del mismo.
- j) La responsabilidad por los daños en las instalaciones de conexión.
- k) Plazo de duración del contrato.
- l) Garantías de pago de los cargos mensuales, en donde el usuario integrará un depósito de garantía por un monto igual a un mes de los cargos asociados para cubrir incumplimientos de pago.
- m) Para las instalaciones de conexión que se construyan posteriores a la aprobación de este Reglamento, las partes en el contrato de acceso podrán exigirse entre sí garantías de cumplimiento de conexión o garantía contractual que aseguren el cumplimiento de sus obligaciones en tiempo y forma. La garantía a exigir por la Empresa de Transmisión al Usuario debe estar referida entre otros a garantizar los pagos por la instalación de conexión. La garantía a exigir por el Usuario a la Empresa de Transmisión debe estar referida entre otros a la construcción oportuna de las instalaciones de conexión.
- n) Casos de incumplimiento contractual y situaciones de fuerza mayor y caso fortuito, conforme al Texto Único de la Ley 6 y el reglamento de la Ley.
- o) Mecanismos de solución de diferencias e indicación de que es atribución privativa de la ASEP el actuar como dirimente en caso de que en el plazo que se indique en el contrato las partes contratantes no lleguen a un acuerdo.
- p) Normas legales aplicables al contrato y la prelación de las mismas para el caso de que sea necesario interpretar las cláusulas contractuales o para la solución de diferencias.
- q) Procedimiento para la modificación y/o ampliaciones del punto de interconexión, sea que las mismas ocurran directamente en el punto de interconexión o aguas abajo del mismo.
- r) Para las conexiones directas a instalaciones de la RTR en el país, el Usuario asume la responsabilidad de realizar los estudios y llevar a cabo las gestiones necesarias en el MER para que se autorice su conexión a la RTR.

Cuando se trate de Acuerdos de Interconexión entre la Empresa de Transmisión y otro Prestador del Servicio Público de Transmisión y entre el propietario de las instalaciones a las que se conecta el otro Prestador del Servicio Público de Transmisión y dicho Prestador aplicarán los mismos requisitos generales mínimos, con excepción de los literales h), l) y m), que deberán ser adecuados en función de reflejar los Cargos de Interconexión y las Garantías específicas a instalaciones de Conexión, si aplican.

Artículo 54 ETESA sólo podrá permitir la energización de una Conexión luego de que estén firmados los correspondientes Contratos de Acceso. Lo mismo aplicará para el caso de las interconexiones con los respectivos Acuerdos de Interconexión. De cualquier modo, no se permitirá la operación de un nuevo Prestador del Servicio Público de Transmisión ni se habilitará ningún Usuario a operar en el SIN hasta tanto cuente con los Contratos de Acceso o Acuerdos de Conexión según corresponda. Cualquier aspecto específico o particular correspondiente a la conexión que requiera ser acordado en el Contrato de Acceso o el Acuerdo de Interconexión, es de libre decisión entre las partes siempre que no contradiga lo establecido en el presente Reglamento o el Reglamento de Operación.

Artículo 55 En caso de vencerse o ser rescindido un Contrato de Acceso o Acuerdo de Interconexión, las partes tendrán un plazo de sesenta (60) días para acordar un nuevo Contrato o Acuerdo. Durante dicho plazo, a efectos de dar continuidad a la operación, seguirá vigente lo establecido en el Contrato o Acuerdo vencido o rescindido. Vencido el plazo establecido, la ASEP establecerá las condiciones de conexión y uso que deberán ser establecidas en el nuevo Contrato de Acceso o Acuerdo de Interconexión.

Artículo 56 En caso que no se logre acordar los términos de un Contrato de Acceso, Acuerdo de Interconexión o cualquiera de sus enmiendas en un plazo máximo de sesenta (60) días calendario, una o ambas partes deberán recurrir a la ASEP, entregando toda la documentación respectiva en su poder que dispongan y la identificación de las razones de la falta de acuerdo. La ASEP establecerá las condiciones de conexión y uso que deberán formar parte del referido contrato, acuerdo o sus enmiendas.

CAPITULO IV.3 : DESCONEJÓN DEL USUARIO.

Artículo 57 Si alguna instalación produjere o pudiere producir un efecto adverso sobre el Sistema de Transmisión, o sobre alguna instalación de un tercero, ETESA deberá notificárselo a la ASEP en los términos del artículo 45 del Decreto Ejecutivo N° 22 de 19 de junio de 1998.

Artículo 58 Si la irregularidad pusiera en riesgo la seguridad de personal y/o los equipos del SIN, ETESA y/o el CND podrán proceder a desconectar la instalación, y notificar la decisión de inmediato a la ASEP. Si la irregularidad pusiera en riesgo la continuidad de servicio el CND podrá proceder a dar la orden de desconexión de la instalación, y notificar la decisión de inmediato a la ASEP. Para ambos casos, ETESA y/o el CND, deberán presentar a la ASEP un informe completo y detallado del por qué de la acción de desconexión, en un término no mayor de dos (2) días hábiles después de efectuada la desconexión.

Artículo 59 Cuando ETESA o el CND haya desconectado una instalación en virtud de lo señalado en el artículo anterior, y su propietario presenta un reclamo, la ASEP deberá analizar la gravedad de la irregularidad para verificar si la desconexión fue justificada. En caso de decidir que no fue justificado, la ASEP podrá aplicar las sanciones y/o compensaciones a que diera lugar.

Artículo 60 La fecha de cese de uso de una Conexión deberá ser comunicada por el Usuario a ETESA con un mínimo de doce (12) meses de anticipación. El cese de uso antes de cumplido dicho plazo mínimo, dará derecho a ETESA a cobrar los cargos de transmisión por los meses que resten hasta cumplir los 12 meses contados a partir de la notificación, salvo acuerdo diferente entre las partes.

TITULO V: LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISION

CAPITULO V.1 : CRITERIOS GENERALES

Artículo 61 La Empresa de Transmisión será la responsable de elaborar, y actualizar anualmente, el Plan de Expansión de acuerdo con la Definición de Criterios y Políticas para la Expansión del Sistema Interconectado Nacional aprobado por la SNE y en concordancia con los planes de desarrollo del sector energético adoptados por el Estado. Adicionalmente en su preparación deberá tenerse en cuenta la coordinación necesaria con el Sistema de Planificación de la Transmisión y Generación Regional.

Artículo 62 El Plan de Expansión deberá presentar en detalle todos los datos, las metodologías, los criterios, debidamente descritos y fundamentados, y los resultados de modo tal que cualquier inversionista o analista pueda obtener los mismos resultados con la información suministrada en él y se pueda auditar. Los resultados deberán acompañarse con figuras, tablas y gráficas en forma clara y en cantidad suficiente para facilitar el análisis de los mismos, los cuales deberán ser convenientemente referenciados y explicados.

Artículo 63 Las empresas de generación, cogeneración y autogeneración y distribución deben suministrar a ETESA, la información necesaria requerida para la elaboración de los planes de expansión del sistema de transmisión de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente y específicamente en el Reglamento de Operación.

Artículo 64 El Plan de Expansión que ETESA elevará para su aprobación a la ASEP deberá ser desarrollado con los siguientes criterios:

a) Pronóstico de la Demanda:

- (i) Deberá incluir, los datos utilizados, los detalles metodológicos y los resultados intermedios y finales respecto del pronóstico de energía – potencia a nivel del Sistema Principal de Transmisión y de su desagregación al nivel de barras del mismo, en un todo de acuerdo con los requerimientos de los distintos estudios del Plan de Expansión. Los resultados incluyen la totalidad de los años del plan de expansión del Sistema Principal de Transmisión y comprenden: demanda máxima y mínima y factor de potencia por barra del Sistema Principal de Transmisión, curvas típicas y simultaneidad de la demanda.
- (ii) El pronóstico de demanda de energía y potencia a nivel del Sistema Principal de Transmisión deberán basarse en modelos apropiados, sobre la base de la información suministrada por las Empresas Distribuidoras debidamente ajustada en forma centralizada.
- (iii) La desagregación de la demanda pronosticada de energía y potencia, al nivel de áreas de concesión y de barra del Sistema Principal de Transmisión, deberá realizarse utilizando datos estadísticos de registros de potencia, energía y de curvas típicas por barra del Sistema Principal de Transmisión.

b) Escenarios de Suministro y Criterios de Planificación:

- (i) Los escenarios de suministro (generación nacional e intercambios internacionales) a utilizar en los estudios del plan de expansión, elaborados considerando las pautas y criterios fijados por la SNE, deberán detallarse y fundamentarse presentando todos los aspectos metodológicos, criterios y datos utilizados.
 - (ii) Cuando los escenarios o criterios propuestos no son los de mínimo costo deberán estar fundamentados respecto de los instrumentos legales que los avalen y financien explícitamente y debiéndose demostrar que no incrementarán los cargos por uso del Sistema Principal, ni el de conexión de los usuarios que no lo hayan requerido.
- c) Planes Indicativos de Generación:
- (i) Deberá considerar el Sistema Principal de Transmisión actual, las obras aprobadas por la ASEP y las obras adicionales que resulten necesarias asociadas con la nueva generación al menos en forma simplificada.
 - (ii) Deberá garantizarse la viabilidad técnica y económica de las alternativas del plan indicativo de generación considerando las implicaciones sobre el planteamiento de las alternativas del plan de expansión de la transmisión.
 - (iii) Deberá determinar un conjunto mínimo de planes indicativos de acuerdo a los escenarios de generación definidos.
 - (iv) Deberá verificar para cada escenario, el riesgo asociado a las plantas de generación que lo conforman.
- d) Plan de Expansión del Sistema de Transmisión: con los siguientes criterios:
- (i) Estándares Tecnológicos y Costos de los Componentes de la Transmisión:
 - (i.1) Las tecnologías y los costos de las instalaciones típicas utilizadas en el Plan de expansión deberán revisarse periódicamente.
 - (i.2) Las tecnologías adoptadas deberán fundamentarse y revisarse al menos una vez el año anterior al que se aplica una Revisión Tarifaria de la Transmisión sobre la base de la compatibilidad con el Sistema Principal de Transmisión, los costos asociados, la confiabilidad y el estado del arte.
 - (i.3) Los costos que deben ser considerados para el PEST deben ser aquellos que aseguran que las obras y su operación se realizan de manera eficiente. El costo de una expansión del Sistema de Transmisión, será la suma de los costos de adquisición e instalación de sus componentes, de acuerdo con valores o precios de mercado, según se establece en el Régimen Tarifario contenido en el presente Reglamento. En la medida de lo posible, los componentes de instalaciones se valorizarán conforme su costo puesto y habilitado en terreno, de acuerdo a su costo de adquisición y a los costos de las tareas propias del proyecto de habilitación de la expansión. Conforme su naturaleza, los componentes de un tramo se clasificarán en componentes importados y nacionales, debiendo especificarse en cada caso, y según proceda la siguiente división: precio de adquisición (FOB o nacional), costo de transporte, seguros, costos de internación (cuando corresponda), flete y costo de bodega, flete a obra, costos de ingeniería, mano de obra asociada a la instalación o construcción, otros

materiales, gastos generales, bienes intangibles, intereses durante la construcción, otros gastos asociados a la habilitación y/o reposición de componentes, capital de explotación. Para la determinación de los precios de componentes de instalaciones, ETESA deberá basarse en antecedentes de los últimos años de costos reales de obras, licitaciones y deberá efectuar un estudio de mercado, debiendo optar por los precios más económicos sin degradar el estándar de calidad de componentes normalmente usados en el país, y teniendo presente las condiciones de calidad de servicio y seguridad a que se refiere el presente Reglamento. Para ello ETESA deberá solicitar el mejor nivel de desagregación a los proponentes que participen en sus licitaciones. Si no es posible obtener este tipo de desagregación podrán utilizarse los costos que resulten de los procesos competitivos, sin embargo ETESA justificará los valores utilizados comparándolos con las alternativas más onerosas que no utilizó. Los costos deberán considerar las indicaciones de eficiencia que apruebe la ASEP en cada revisión tarifaria.

- (ii) Diagnóstico de las condiciones de funcionamiento del Sistema de Transmisión de corto plazo:
 - (ii.1) Deberá desarrollarse un diagnóstico de las condiciones de funcionamiento eléctrico y del desempeño del Sistema de Transmisión actual y para los próximos 3 años determinándose: los niveles de tensión en barras, nivel de carga de los componentes, situaciones de congestión y nivel de confiabilidad en barras del Sistema Principal de Transmisión. Para ello deberá tomar en consideración el diagnóstico del SPT realizado por el CND.
 - (ii.2) El Sistema de Transmisión a considerar debe ser el actual, las obras aprobadas por la ASEP, las obras de generación cuyo ingreso sea firme y la demanda pronosticada.
 - (ii.3) Identificará las ampliaciones menores que se deberían realizar para mejorar la eficiencia y la calidad de servicio del Sistema de Transmisión.
- (iii) Coordinación de la expansión con las Empresas Distribuidoras:
 - (iii.1) Para la Planificación de la Expansión, las distribuidoras deberán coordinar con la Empresa de Transmisión los proyectos de Alta Tensión (líneas y subestaciones) y Media Tensión (líneas) en los puntos de interconexión o frontera con el Sistema Principal de Transmisión (SPT) o Sistema de Conexión de Transmisión, requeridos para atender las necesidades definidas a nivel de Alta y Media Tensión en los planes de expansión de distribución respectivos.
 - (iii.2) Las Empresas Distribuidoras deberán proporcionar a la Empresa de Transmisión toda la información necesaria y coordinar las acciones necesarias para que, en forma conjunta, se optimice los requerimientos que debe satisfacer el SPT al Mercado Mayorista de Electricidad, cumpliendo con las normas de diseño y calidad de servicio establecidos en este RT.
- (iv) Actualización de los Estudios. El PEST se actualizará anualmente conforme lo establecen el Texto Único de la Ley 6 y su Reglamento. A los efectos de contemplar las necesidades de estabilidad técnica y económica que requiere el

PEST, referido a los proyectos de inversión de transmisión, caracterizados por ser de capital intensivo, inversiones discretas en el tiempo y periodos importantes requeridos para concretar los proyectos, deberán realizarse los estudios completos e integrales del PEST.

En principio las opciones a analizar no deberán estar condicionadas estructuralmente por definiciones previas tales como niveles de tensión, tecnologías, cantidad y módulos de transformadores en subestaciones, etc. preexistentes en el sistema.

El año en que se presenten los estudios bajo esta modalidad será denominado año N, y corresponderá al año de elaboración integral del PEST. Para los tres años siguientes (N+1, N+2 y N+3) la Empresa de Transmisión hará las actualizaciones del PEST y mantendrá el PEST del año N ajustando sólo los proyectos cuya cuantía sea menor a US\$ 5.0 millones si los mismos presentan un cambio destacable o significativo que justifique su modificación. Los proyectos incluidos en la elaboración integral del PEST realizada en el año N y que sean de un valor igual o superior a los US\$5.0 millones, sólo podrán retirarse en las actualizaciones que se realicen del PEST en los años N+1, N+2, y N+3, si cuentan con una autorización previa de la ASEP, a solicitud justificada de la Empresa de Transmisión y que ha sido otorgada antes de la presentación formal del PEST el 30 de junio de cada año. Terminado este proceso descrito de 4 años de elaboración integral del PEST (año N) y de las actualizaciones (año N+1, N+2 y N+3), se repetirá el ciclo cuatrienal de elaboración y actualización del mismo

- (v) Contratación y desarrollo de los Estudios. Para los años en los cuales se requiere realizar para el PEST todos los estudios en forma completa e integral, considerando todos los parámetros que influyen en su desarrollo, la Empresa de Transmisión deberá contratar los estudios correspondientes utilizando los servicios de una empresa consultora que acredite suficiente experiencia a nivel internacional en este tipo de estudios.

La contratación de la firma Consultora debe formalizarse mediante contrato a más tardar en octubre del año N-2 e iniciar la ejecución del mismo en enero del año N-1. La Empresa de Transmisión deberá acompañar este proceso interactuando activamente, proporcionando toda la información que resulte necesaria, incluyendo la que deban aportar los agentes del mercado.

Los términos de referencia para contratar los estudios deberán incluir además de los estudios específicos del PEST, los análisis de intercambios regionales con el MER y con los países vecinos de Colombia y Ecuador, al menos. Deben considerarse también las posibilidades de transferencia tecnológica y capacitación del personal de la Empresa de Transmisión. Los términos de referencia deberán ser elaborados por la Empresa de Transmisión por sí misma o mediante otra consultoría específica, y deberán someterse a la no objeción por parte de la ASEP.

Para dichos estudios, la Empresa de Transmisión deberá adoptar todas las medidas que garanticen la idoneidad y transparencia de todo el proceso para desarrollar el Plan de Expansión en su conjunto.

La actualización de los estudios del PEST para los años intermedios (N+1, N+2 y N+3) los realizará la Empresa de Transmisión.

(vi) Plan de Expansión del Sistema de Transmisión que constará de:

(vi.1) Plan de Corto Plazo: con un horizonte de cuatro años.

(vi.2) Plan de Expansión del sistema de Transmisión de largo plazo: con un horizonte de diez años.

(vi.3) Plan de Reposición de Largo Plazo de los Activos Existentes.

(vi.4) Plan de Reposición de Corto Plazo de los Activos Existentes.

(vi.5) Plan de Expansión de la Planta General y del Sistema de Comunicaciones.

Artículo 65 La ASEP deberá analizar, evaluar y calificar el Plan de Expansión bajo los siguientes criterios:

- a) Desaprobado: cuando no cumple con los requerimientos establecidos en la presente reglamentación y otras regulaciones vigentes.
- b) Con observaciones que deberán ser subsanadas para su aprobación por la ASEP.
- c) Aprobado: cuando no existan observaciones y cumple con los requerimientos establecidos en la presente reglamentación y otras regulaciones vigentes.

Artículo 66 Para la aprobación del Plan de Expansión, la ASEP verificará el cumplimiento de lo establecido en el presente reglamento, debiendo ETESA asumir todas las responsabilidades que le puedan corresponder por su elaboración y los resultados que de él se extraigan.

Artículo 67 La expansión del Sistema de Transmisión será el resultado de las Ampliaciones de Transmisión de ETESA y de las Ampliaciones solicitadas por los usuarios mediante el procedimiento establecido en el presente Reglamento. Para tener en cuenta la coordinación con la planificación regional, ETESA no incluirá dentro del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional las obras aprobadas por la CRIE como ampliaciones regionales planificadas. Dichas obras y la demás ampliaciones de la RTR se informarán al mercado nacional en documento adjunto al Plan de Expansión.

Artículo 68 Para hacer efectiva la coordinación establecida en el numeral 10.10 del Libro III del RMER, ETESA en sus estudios de expansión deberá identificar las obras de ampliación del Sistema de Transmisión que puedan ser de interés regional con el fin de que, previa autorización de la ASEP y a través del CND, se informen a la CRIE para que se evalúe si pueden hacer parte de la RTR. Igualmente, otros Prestadores del Servicio Público de Transmisión o agentes interesados en solicitar a la CRIE el estudio de obras como ampliaciones regionales deberán canalizar su solicitud a través del CND y contar con previa autorización de la ASEP. El CND agregará la información suministrada por ETESA y también la proveniente de otros Prestadores del Servicio Público de Transmisión o agentes interesados, y periódicamente informará por escrito a la CRIE sobre las ampliaciones previstas de la red de transmisión nacional, previa aprobación expresa de la ASEP.

CAPITULO V.2 : PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

SECCIÓN V.2.1 : ALCANCE Y ESTRUCTURA

Artículo 69 El Plan de Expansión del Sistema de Transmisión tiene el siguiente objetivo:

- a) Analizar el impacto de nuevas instalaciones previstas tales como nueva generación, requerimientos adicionales de los distribuidores, conexión de grandes demandas, líneas de Transmisión o subestaciones y contratos de exportación e importación.
- b) Planificar la expansión y reposición del Sistema de Transmisión que satisfaga la demanda proyectada y la conexión de las nuevas instalaciones previstas.
- c) Identificar los refuerzos necesarios en el Sistema de Transmisión con anticipación suficiente, de forma de asegurar el cumplimiento de las Normas de Calidad de Servicio establecidas en el presente Reglamento y los nuevos requerimientos de los Distribuidores.
- d) Identificar restricciones en el sistema de transmisión que podrían deteriorar la seguridad o confiabilidad del servicio, o incrementar el costo de satisfacer la demanda.

Artículo 70 El Plan de Expansión del Sistema de Transmisión definirá, y justificará las ampliaciones para asegurar el suministro a la demanda cumpliendo con las Normas de Calidad de Servicio y de acuerdo al despacho de la generación existente y futura debidamente justificada.

Artículo 71 Las instalaciones de Transmisión para conectar generación o efectuar una interconexión internacional deberán ser requeridas directamente por los Agentes como Ampliaciones de Conexión.

Artículo 72 El Plan de Expansión del Sistema de Transmisión podrá proponer Ampliaciones de Transmisión cuando los estudios técnicos y económicos justifican que la expansión minimiza el costo total asociado a suplir la demanda, incluyendo costos de capital, operación y mantenimiento, y energía no servida. Cuando así no fuere, estas ampliaciones deberán disponer de instrumentos legales que las avalen y financien explícitamente, debiéndose demostrar que en ese caso no se incrementarán los cargos por uso del Sistema Principal, ni el de conexión de los usuarios que no lo hayan requerido.

Artículo 73 El Plan de expansión deberá analizar el beneficio de continuar con las obras en desarrollo cuando ante una situación excepcional se producen cambios de tal magnitud en el requerimiento que las justificó.

Artículo 74 El Plan de expansión del Sistema de Transmisión deberá estructurarse en secciones específicas autosuficientes o con referencias específicas a otras secciones.

Artículo 75 El Plan de Expansión de la Transmisión deberá contener como mínimo los siguientes puntos:

- a) Resumen Ejecutivo.
- b) Introducción: Descripción del contenido, sus objetivos, su estructura, con una breve descripción del sistema de transmisión y los criterios generales aplicados para su confección.
- c) Descripción del Sistema de Transmisión: Deberá incluir la descripción general y particular del sistema de transmisión que la Empresa de Transmisión tiene a su cargo. Debe incluir, como mínimo, la siguiente información:
 - (i) Capacidad de transmisión existente y remanente detallada por tramo.
 - (ii) Límites asociados al control de la frecuencia, tensión y/o estabilidad del Sistema ante pequeñas o grandes perturbaciones.
 - (iii) Esquemas de control de emergencia que minimizan las restricciones a la transmisión.
 - (iv) Normas operativas del Mercado Mayorista que establecen límites a la transmisión.
 - (v) Cargas de los transformadores de las subestaciones.
 - (vi) Flujos de potencia pronosticados para el pico anual y para las horas de mínima del sistema a lo largo de los años de estudio considerados en el mediano plazo.
 - (vii) Nivel de cortocircuito trifásico y monofásico pronosticado en el pico anual a lo largo de los años de estudio considerados en el mediano plazo.
 - (viii) Esquemas geográficos y diagramas unifilares del sistema existente y del futuro previsto, destacando longitudes de líneas, potencias de generadores, transformadores y equipos de compensación de potencia reactiva, así como los límites físicos de las instalaciones de la Empresa de Transmisión.
 - (ix) Base de datos completa y organizada con las características de todos los componentes del Sistema de Transmisión, y las características técnicas de los equipamientos de generadores, distribuidores y grandes clientes conectados al sistema principal de transmisión que afectan el comportamiento del sistema de transmisión.
- d) Criterios de Planificación. Deberá incluir: los criterios adoptados y la sustentación de los escenarios elegidos.
- e) Estándares Tecnológicos y Costos de Componentes de la Transmisión:

- (i) Las tecnologías aplicadas.
- (ii) Los costos de las instalaciones típicas.
 - (ii.1) Antecedentes de los últimos años de costos reales de obras, licitaciones.
 - (ii.2) Indicadores de precios eficientes a partir de comparaciones internacionales.
- f) Requerimiento de servicio adicional por parte de los Agentes.
- g) Diagnóstico de las condiciones de funcionamiento del Sistema de Transmisión de corto plazo:
 - (i) Diagnóstico de las condiciones de funcionamiento eléctrico y del desempeño del Sistema Principal de Transmisión.
 - (ii) Ampliaciones menores recomendadas.
- h) Plan de expansión del Sistema Principal de Transmisión de largo plazo: Las obras de expansión indicadas serán aquellas cuya ejecución en un horizonte de 10 años se inicia en una fecha posterior a las consideradas en el corto plazo.
- i) Niveles de confiabilidad previstos en los distintos nodos del Sistema Principal de Transmisión y los niveles estándares de calidad de servicio de los equipamientos y líneas de transmisión del sistema de transmisión.
- j) Plan de Expansión del Sistema de Transmisión de corto plazo: son las programadas en un horizonte de 4 años. Por cada ampliación de Transmisión a ejecutar se deben elaborar los siguientes informes:
 - (i) Un estudio que justifique la ampliación de transmisión con la indicación de la fecha de inicio de construcción proyectada y la fecha de entrada en operación.
 - (ii) Los criterios y rangos bajo los cuales se mantienen válidos los supuestos del estudio.
 - (iii) Los costos estimados y su justificación mediante una comparación con costos de mercado (benchmarking) adecuado.
 - (iv) Los beneficios sociales netos obtenidos evaluados en distintos escenarios hidrológicos, de precios de combustible, etc.
 - (v) Los beneficios de cada uno de los agentes.
 - (vi) La evolución de los cargos de transmisión por proyecto y total.
- k) Plan de reposición de Largo Plazo de los activos existentes, definido como las renovaciones y mejoras a los bienes e instalaciones en explotación, si suponen un aumento de la capacidad instalada o inciden en alargar la vida útil de los activos, deberá contar con los siguientes informes:
 - (i) Estimación de los costos adicionales que se producirían en la operación y el mantenimiento del equipamiento instalado si no se realiza la reposición de dicho equipamiento.

- (ii) Estimación y justificación de la disminución de la vida útil del equipamiento instalado en base a los costos de operación y mantenimiento y de pérdida de calidad de servicio del mismo, incluyendo la obsolescencia de los equipos si ésta obedece a circunstancias técnicas.
 - (iii) Plan de reposición de los activos existentes a largo plazo (más de 10 años).
 - (iv) Justificación de que la solicitud de reposición no se debe a falta de mantenimiento de los equipos.
- l) Plan de Reposición de instalaciones de corto plazo que deberá contar con los siguientes informes:
 - (i) Estimación de los costos adicionales por continuar operando el equipamiento instalado y no realizar la reposición del mismo.
 - (ii) Estimación y justificación de la disminución de la vida útil del equipamiento instalado en base a los costos de operación y mantenimiento y de pérdida de calidad de servicio del mismo.
 - (iii) Evolución de los costos de mantenimiento de no procederse a la reposición y justificación económica de su conveniencia.
 - (iv) Ampliación de la vida útil del equipamiento (de ser una reposición parcial).
- m) Plan de ampliaciones de conexión cuya solicitud de acceso ha sido aprobada, el cual sólo tiene carácter informativo.
- n) El Plan de Expansión de la Planta General se considerará indicativo. Las obras de la planta general y las del Sistema de Comunicaciones deberán ser debidamente sustentados con lo siguiente:
 - (i) Justificación económica de la inversión propuesta.
 - (ii) Evolución de los activos no eléctricos con respecto a los activos eléctricos.
- o) Anexo: Base de Datos del sistema empleada para los estudios: Se deberá detallar completamente los datos utilizados en relación con los estudios, debidamente organizados y explicitados. Entre los datos requeridos se mencionan:
 - (i) Datos de demanda, consumos y curvas típicas.
 - (ii) Ampliaciones previstas de generación.
 - (iii) Características técnicas de los equipamientos del Sistema de Transmisión.
 - (iv) Características técnicas de los equipamientos de generadores, distribuidores y grandes usuarios que afectan el comportamiento del sistema de transmisión.
- p) Anexo: Calidad de servicio del Sistema de Transmisión: Presentación de los datos históricos que se detallan a continuación para líneas, transformadores, conexiones y equipos de compensación de potencia reactiva, indicando la empresa responsable. Para esta presentación se considera recomendable tener en cuenta la información disponible de los últimos cinco años, como mínimo:

- (i) Estadísticas de desempeño del sistema de transmisión referidas a la calidad de servicio.
- (ii) Indisponibilidad por fallas o por salidas programadas.
- (iii) Coeficientes de disponibilidad por tramo de línea y global de todas las líneas.
- (iv) Coeficientes de disponibilidad de transformadores y de equipos de compensación serie y shunt.
- (v) Cantidad de interrupciones del servicio y sus causas.
- (vi) Estadísticas de perturbaciones en la forma de onda de la tensión fuera de sus límites en puntos críticos del sistema.
- (vii) Nodos con niveles de tensión y factor de potencia fuera de los valores permitidos, valores límites alcanzados y su duración.

SECCIÓN V.2.2 : *METODOLOGÍAS DE DESARROLLO DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN.*

Artículo 76 El PEST será desarrollado empleando los siguientes lineamientos metodológicos:

- a) Las metodologías a aplicar deben ser adecuadas para el desarrollo de sistemas de transmisión en mercados competitivos de generación.
- b) Deberá considerar los escenarios determinados en el Plan de Expansión de la Generación utilizando metodologías basadas en conceptos técnicos, económicos y de análisis de riesgo, especialmente en aquellas obras donde exista incertidumbre de concreción.
- c) La justificación técnica y económica del Plan de Transmisión de Corto Plazo no podrá ser dependiente sensiblemente de una nueva generación cuya ejecución no haya comenzado, excepto cuando la misma asuma por contrato con la Empresa de Transmisión los cargos de transmisión que les correspondería mientras dure el incumplimiento de las fechas comprometidas.
- d) Cada plan indicativo de generación seleccionado deberá dar origen al menos a una alternativa del plan de expansión del Sistema Principal de Transmisión el que deberá desarrollarse y evaluarse técnicamente desde el punto de vista de la calidad de servicio.
- e) Se deberá obtener un conjunto de planes de expansión del Sistema Principal de Transmisión con sus correspondientes evaluaciones económicas y riesgo relativo asociado.
- f) La alternativa más conveniente para el PEST será el resultado de un orden de mérito de las principales alternativas analizadas, el cual se basará en una evaluación económica financiera privada y de riesgo relativo asociado.
- g) Deberá existir un análisis de riesgo adecuadamente fundamentado. El análisis de riesgo relativo deberá ser considerado como un elemento de juicio adicional en relación con el mediano y largo plazo para la selección final de la alternativa más conveniente del plan de

expansión. Este análisis de riesgo relativo debe ser aplicado tanto a las alternativas del plan indicativo de generación como a las alternativas del PEST.

- h) La función objetivo utilizada para la evaluación económica deberá contemplar los costos de inversión, costos de operación y mantenimiento y el costo de la energía no servida.
- i) Las alternativas estudiadas deberán someterse a una evaluación económica social de tal manera de verificar su impacto sobre la sociedad y de brindar elementos de juicio en el ámbito gubernamental con relación a la aplicación de la política energética y de regulación.
- j) Las obras propuestas, deberán verificarse en forma individual respecto de sus beneficios evaluándose económicamente desde el punto de vista de las mejoras que producen al Sistema de Transmisión respecto de la situación sin proyecto. Los indicadores a utilizar deberán basarse principalmente en los beneficios por confiabilidad (adecuación y seguridad), reducción de pérdidas y reducción del costo de la energía en el mercado para los clientes finales.
- k) Las obras resultantes deberán evaluarse desde el punto de vista del impacto tarifario sobre los agentes del mercado y deberá efectuarse una estimación de la afectación a los usuarios.

Artículo 77 Diagnóstico Actual y de Muy Corto Plazo del Sistema de Transmisión.

El CND preparará cada año, un informe que contenga el diagnóstico de la situación actual del Sistema Principal de Transmisión para los próximos dos (2) años.

Como parte de este proceso el CND remitirá copia del Informe de Diagnóstico preliminar a los agentes del mercado para su conocimiento y comentarios. Dichos comentarios, deben ser considerados por el CND y los incorporará o no en el informe de manera justificada. Debe existir un Anexo al informe en donde se indiquen los comentarios recibidos y la forma en que se considerarán los mismos.

El CND debe remitir preliminarmente el Informe de Diagnóstico de las condiciones operativas del SPT a la ASEP y a ETESA, antes del 1 de noviembre de cada año para que estos realicen comentarios a dicho informe, antes del 15 de diciembre de cada año.

Una vez recibidos los comentarios de la ASEP y de ETESA, el CND analizará los mismos y de corresponder serán considerados e incluidos en la versión final del informe de diagnóstico. Debe existir un Anexo al informe en donde se indiquen los comentarios recibidos y la forma en que se considerarán los mismos.

La versión final del Diagnóstico Actual y de Muy Corto Plazo del Sistema de Transmisión será publicada por el CND en su Sitio de Internet antes del 15 de enero de cada año.

El Informe de Diagnóstico deberá contener y cumplir, como mínimo, con lo siguiente:

- a. Las condiciones operativas de las centrales de generación que se encuentran en servicio con sus restricciones y demás, y el avance en la construcción de nuevas instalaciones de generación, cuya puesta en servicio se prevé dentro del horizonte establecido.
- b. Los problemas de congestión, de restricciones en la capacidad de transmisión, de regulación de tensión, necesidades de compensación reactiva y otras condiciones operativas de las instalaciones de transmisión que se encuentran en servicio.
- c. Para tal fin el CND deberá elaborar los escenarios correspondientes en base a su conocimiento del sistema y de información actualizada que deberá solicitar a la Empresa de Transmisión y a los agentes del mercado relacionada con la generación, demanda y red de transmisión.
- d. Los datos de demanda y generación que se consideren para el diagnóstico de la situación actual del sistema de transmisión, deberán ser los más actualizados que disponga el CND a nivel de barras del SPT, mientras que las demandas y generación para el segundo año deberá tomarse del estudio del último Plan de Expansión aprobado, desagregado a nivel de barras del SPT.
- e. En el diagnóstico de la situación actual y para el muy corto plazo se deberán realizar al menos los siguientes estudios:
 - Análisis de Flujos de Carga
 - Análisis de Cortocircuitos
 - Análisis de Contingencias
 - Análisis de Estabilidad
 - Análisis de la incorporación al SPT de la generación Eólica y Solar
- f. El CND elaborará un Informe con todos los estudios realizados, los criterios y datos adoptados, escenarios de generación y demanda, resultados y análisis correspondientes. Igualmente en el caso de identificarse restricciones y deficiencias en el SPT, deberá incluir sus recomendaciones respecto de las soluciones que considere convenientes en el corto plazo, considerando los aspectos técnicos y económicos sobre la operación del mismo. Estas recomendaciones, deberán ser consideradas por la Empresa de Transmisión en su evaluación y, de no estar de acuerdo, la Empresa de Transmisión deberá justificar su no aceptación.

La Empresa de Transmisión en la elaboración y actualización anual del Plan de Expansión y referido al diagnóstico de corto plazo (para los cuatro años) deberá considerar como base los dos años elaborados por el CND en el Informe de Diagnóstico Actual y de Muy Corto Plazo del Sistema de Transmisión, para lo cual este último deberá proporcionarle las bases de datos y apoyo necesario para su fiel interpretación.

SECCIÓN V.2.3 : **RESPONSABILIDADES Y PROCEDIMIENTOS**

Artículo 78 El Plan de Expansión, que tendrá como fecha objetivo de aprobación el 30 de octubre del año previo a su vigencia, será presentado para su aprobación mediante el siguiente procedimiento:

- a) Se establece como fecha de inicio del desarrollo del Plan de Expansión del año de vigencia el 1 de noviembre del año anterior.
- b) ETESA deberá realizar todas las actividades necesarias y en los plazos requeridos.
- c) Cada uno de los capítulos o secciones se desarrollará en las siguientes etapas:
 - (i) ETESA deberá presentar a los Generadores y Distribuidores y a la ASEP el capítulo respectivo antes de cuatro semanas de la fecha de terminación correspondiente.
 - (ii) Los Generadores y Distribuidores y la ASEP tendrán un periodo de dos semanas para hacer sus observaciones y presentarlas a ETESA.
 - (iii) ETESA tendrá un periodo de dos semanas antes de la fecha de terminación para que realice los ajustes si corresponden y dar respuesta fundamentada a las observaciones recibidas.
- d) El desarrollo de los siguientes capítulos o secciones deberá ser realizado en las fechas previstas:
 - (i) Estudios Básicos para el Plan de Expansión: 31 de diciembre es su fecha de terminación. Consistirá de:
 - (i.1) Pronóstico de la Demanda.
 - (i.2) Escenarios de Suministro y Criterios de Planificación.
 - (i.3) Estándares Tecnológicos y Costos de Componentes de la Transmisión.
 - (ii) Plan(es) Indicativo(s) de Generación: 31 de marzo es su fecha de terminación.
 - (iii) Plan de Expansión del Sistema de Transmisión en general: 30 de junio es su fecha de terminación. Consistirá de:
 - (iii.1) Plan de Expansión de Corto Plazo. El cual debe incluir, como mínimo, los siguientes aspectos.
 - (iii.1.1) Diagnóstico de las condiciones de funcionamiento del Sistema de Transmisión de Corto Plazo.
 - (iii.1.2) Niveles de confiabilidad previstos en los distintos nodos del Sistema Principal de Transmisión.

- (iii.1.3) Análisis dinámico del funcionamiento del Sistema de Transmisión, que asegure el cumplimiento del criterio de seguridad n-1.
 - (iii.2) Plan de Expansión de largo plazo.
 - (iii.3) Plan de Reposición de largo plazo de los Activos Existentes.
 - (iii.4) Plan de Reposición de corto plazo de los Activos Existentes.
 - (iii.5) Plan de Expansión de la Planta General que califiquen como ampliaciones mayores y del Sistema de Comunicaciones.
- e) ETESA presentará el Plan de Expansión para la aprobación de la ASEP a más tardar el 30 de junio de cada año, consolidando todos los requisitos y capítulos incorporando los ajustes realizados por las observaciones en las etapas previas y de acuerdo a lo indicado en este Reglamento.
- f) Antes de la fecha de inicio:
 - (i) El CND, los Distribuidores, los Generadores y Grandes Clientes conectados al sistema principal de transmisión suministrarán a ETESA la información requerida para modelar la evolución del sistema.
 - (ii) Los usuarios del Sistema de Transmisión informarán a ETESA y al CND sus requerimientos de ampliación del Sistema de Transmisión.
- g) El Plan de Expansión deberá ser evaluado por un Consultor o Empresa Consultora especializada independiente, contratada por la ASEP, que deberá auditar el cumplimiento de las obligaciones reglamentarias y la calidad del estudio cuyo informe deberá ser suministrado a la ASEP antes del 31 de julio.
- h) La ASEP realizará después del 30 de junio y antes del 30 de octubre de cada año una consulta pública para evaluar el Plan de Expansión en general y las modificaciones tarifarias previstas resultantes de las ampliaciones de Transmisión a ejecutar, incorporadas en el Plan de Expansión de Corto Plazo, el Plan de Reposición de corto plazo de los Activos Existentes y del Plan de Expansión del Sistema de Comunicaciones.
- i) Sobre la base del resultado de la consulta pública, el informe de la consultora independiente y su propio análisis la ASEP tiene la responsabilidad de analizar el plan propuesto por ETESA, y las observaciones de los usuarios, solicitar ajustes a ETESA de justificarlo como necesario, previo a su aprobación. La aprobación por la ASEP de las Ampliaciones de Transmisión a ejecutar incorporadas en el Plan de Expansión de Transmisión de Corto Plazo y la Reposición de instalaciones a ejecutar incluirá el monto presupuestado que no deberá ser superado por la Empresa de Transmisión, sin previa autorización de la ASEP, y el plazo de ejecución a partir del cual la obra se considerará en servicio, asumiendo la Empresa de Transmisión todas las consecuencias derivadas de su indisponibilidad.

CAPITULO V.3 : EXPANSIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN.

SECCIÓN V.3.1 : MODALIDADES DE EXPANSIÓN

Artículo 79 Las ampliaciones de la capacidad de transmisión se dividirán en:

- a) Ampliaciones de uso común: Aquellas ampliaciones del Sistema Principal de Transmisión que están fundamentadas en el Plan de Expansión de acuerdo a lo establecido en el presente Reglamento.
- b) Ampliaciones de Conexión: las requeridas por un agente del mercado para conectarse al Sistema Principal de Transmisión.

Artículo 80 Los agentes del mercado podrán encargarse de la construcción, operación y mantenimiento de su Conexión a través de líneas de transmisión y subestaciones, o podrán acordar su ejecución por la Empresa de Transmisión, de acuerdo con lo establecido en la Ley N° 6 de 3 de febrero de 1997 y el Decreto Ejecutivo N° 22 de 19 de junio de 1998.

Artículo 81 El proceso de expansión del Sistema de Transmisión, relacionado con las obras a que hace referencia el Artículo 79 b), requiere las siguientes etapas:

a) Autorización de la ampliación: Es la etapa requerida para obtener tal autorización de ETESA. Incluye la definición básica de las instalaciones y de los equipamientos de control requeridos y los estudios ambientales. Una vez obtenida la autorización de ampliación, el resto de las etapas no podrán ser empleadas para restringir el acceso excepto que el Solicitante no cumpla con los requerimientos del presente Reglamento.

b) El resto de los pasos indicados en la sección Autorización para la Puesta en Servicio de la Conexión del Título IV de este Reglamento.

Artículo 82 El Usuario responsable de ejecución de la ampliación de Conexión deberá obtener las autorizaciones requeridas en la normativa ambiental aplicable en la República de Panamá y cumplir con los demás requisitos establecidos en el presente Reglamento y el Reglamento de Operación.

SECCIÓN V.3.2 : AMPLIACIONES DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

Artículo 83 La Empresa de Transmisión tiene la obligación de realizar las obras que se encuentren incluidas en el Plan de Expansión aprobado por la ASEP, necesarias para atender el crecimiento de la demanda de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de la Ley, Artículo 46 Modalidad para las Ampliaciones. La construcción de tales obras se deberán realizar a través de un proceso competitivo de libre concurrencia, que cumpla con los parámetros y procedimientos establecidos en el presente Reglamento y demás normativas vigentes.

Artículo 84 Las ampliaciones del sistema principal de transmisión se dividirán según el monto de la inversión en:

- a) Ampliaciones Menores: son aquellas de un monto inferior o igual al establecido por la ASEP. El monto inicialmente establecido será de doscientos mil Balboas.

- b) Ampliaciones Mayores: son aquellas que superan el monto establecido por la ASEP para ampliaciones menores.

Artículo 85 ETESA deberá realizar la compra del equipamiento correspondiente a las Ampliaciones Menores mediante un proceso competitivo de libre concurrencia y desarrollar el proyecto, la instalación y montaje por sí mismo al costo regulado o incluirla dentro del proceso competitivo.

Artículo 86 En las ampliaciones del sistema principal de transmisión mayores ETESA deberá realizar la compra de la ampliación desde su proyecto hasta la puesta en servicio mediante un proceso competitivo de libre concurrencia.

TITULO VI: NORMAS DE DISEÑO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Artículo 87 El Sistema Principal de Transmisión, deberá estar diseñado para operar, y a su vez hacerlo operar efectivamente, dentro de un rango determinado de parámetros, de tal forma que los grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión y las empresas de distribución eléctrica, que reciben el servicio tengan un nivel adecuado de calidad de servicio, y que los equipos del Sistema de Transmisión operen de manera satisfactoria, cumpliendo para ello con los criterios de:

- a) Seguridad.
- b) Control de Tensión y Potencia Reactiva.
- c) Confiabilidad referidos a la adecuación del sistema.

Artículo 88 El Sistema de Conexión deberá ser diseñado mantenido y operado de acuerdo a las reglas del arte con un nivel de calidad apropiado de manera tal que la calidad de servicio a nivel del Sistema Principal de Transmisión no se vea afectada por sus indisponibilidades programadas o forzadas. Los usuarios podrán definir el nivel de calidad de servicio requerido en los contratos de acceso, asegurando el cumplimiento del requerimiento antes mencionado. Ningún distribuidor podrá requerir para la conexión una calidad de servicio superior a la establecida para el Sistema Principal de Transmisión.

SECCIÓN VI.1.1 : CRITERIO DE SEGURIDAD

Artículo 89 El criterio de seguridad del sistema principal de transmisión es el criterio n-1. El Sistema Principal de Transmisión deberá estar diseñado de forma tal que soporte cualquier contingencia simple de alguno de sus componentes manteniendo su integridad, es decir, que el sistema nunca puede entrar en colapso o separarse incontroladamente ante una falla simple.

Para lograr este objetivo, podrá aplicarse desconexión de demanda y generación por medios automáticos, siempre que las inversiones que debieran hacerse para no proceder a su desconexión no se justifiquen económicamente, considerando la calidad de servicio cuantificada a través del índice Valor Esperado de Energía No Servida. El porcentaje de los cortes de carga que se establezcan en cada nodo no podrán superar el máximo porcentual de corte de carga actualmente implementado para todo el Sistema de Transmisión, con excepción de una aprobación expresa de la ASEP ante estudios

que lo justifiquen. Lo indicado en el presente artículo también es aplicable a aquellas conexiones propiedad de ETESA cuyo usuario sea un distribuidor.

Artículo 90 En Operación normal la potencia transportada por cualquier equipamiento deberá permanecer por debajo del límite térmico del equipamiento correspondiente. Durante una contingencia la potencia transportada por cualquier equipamiento deberá permanecer por debajo del límite de sobrecarga térmico del equipamiento correspondiente, para la duración máxima estimada del evento.

SECCIÓN VI.1.2 : CRITERIOS DE CONTROL DE TENSION Y POTENCIA REACTIVA

Artículo 91 Los que prestan el Servicio Público de Transmisión, deberán contar con el equipamiento necesario que permita el control de tensión y el suministro de potencia reactiva, con el objeto de minimizar el transporte de potencia reactiva por sus instalaciones y mantener el nivel de calidad de servicio en las tensiones exigido en el presente Reglamento, considerando que todos los usuarios cumplen con su obligación

Artículo 92 En Operación normal la generación de energía reactiva de los generadores deberá mantenerse dentro del diagrama de capacidad de la unidad generadora. Las unidades deberán suministrar la curva P-Q nominal certificada. El CND podrá solicitar a los Generadores que varíen su generación dentro de los límites de la curva P-Q mencionada.

Artículo 93 En condiciones de estado estable de operación, los prestadores del Servicio Público de Transmisión, deberán asegurar las siguientes variaciones porcentuales de tensión respecto al valor nominal, en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión para las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión:

Nivel de Tensión	Vigencia de la norma:	
	Período 4	Período 5
	A partir del 1 de julio del 2003 hasta el 31 de diciembre de 2004	A partir del 1 de mayo de 2005
115 kV	± 5.0 %	± 5.0 %
230 kV	± 3.0 %	± 5.0 %

Artículo 94 Con posterioridad a la ocurrencia de una contingencia simple en el Sistema Principal de Transmisión y una vez que el sistema alcanzó su operación en estado estacionario, los que prestan el Servicio de Transmisión deberán asegurar las siguientes variaciones porcentuales de tensión respecto al valor nominal, en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión para las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión:

Nivel de Tensión	Vigencia de la norma:	
	Período 4	Período 5
	A partir del 1 de julio del 2003 hasta el 31 de diciembre de 2004	A partir del 1 de mayo de 2005
115 kV	± 7.0 %	± 7.0 %
230 kV	± 5.0 %	± 7.0 %

Artículo 95 Con posterioridad a la ocurrencia de cualquier contingencia en el Sistema Principal de Transmisión, los que prestan el Servicio Público de Transmisión, deberán asegurar en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión de las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, que los niveles de tensión no superarán el 20 % de la tensión nominal, ni serán inferiores al 85 % de la misma. Estos niveles no podrán tener una duración mayor que un minuto contado a partir de la contingencia.

Artículo 96 **Mediciones:** Las mediciones de los niveles de tensión deberán ser realizadas en las subestaciones del Sistema Principal de Transmisión, y en todos los puntos de interconexión con agentes del mercado (generadores, distribuidores y grandes clientes). Los medios para realizar las mediciones de tensión, deberán estar diseñados para este propósito, y donde sea técnicamente factible, deberá estar integrado en el sistema SCADA.

SECCIÓN VI.1.3 : CRITERIO DE CONFIABILIDAD

Artículo 97 Para el diseño de la red de transmisión en el Plan de Expansión, así como en cualquier estudio para la expansión del sistema de transmisión por medio de una conexión que lo justifique se deberá calcular la adecuación del sistema a través de índices de Valor Esperado de Energía No Servida (EENS) a nivel de barra y a nivel del Sistema Interconectado Nacional, considerando la influencia tanto del sistema de generación como del Sistema Principal de Transmisión en los mismos. Los índices se determinarán con el siguiente procedimiento:

- a) Índices de barra: El impacto de las obras de expansión sobre el nivel de adecuación de cada barra será calculado para cada una de las barras que integran el Sistema Principal de Transmisión. La fórmula matemática para el cálculo de dicho índice es la siguiente:

$$EENS_k = \sum_{j \in X} L_{kj} D_{kj} F_j \quad [MWh / año]$$

Donde:

j : índice de escenario considerado.

X : conjunto de escenarios simulados que presentan déficit de energía.

k : índice de barra.

L_{kj} : valor de potencia interrumpida en la barra k para el escenario j [MW].

D_{kj} : duración del déficit de energía en la barra k para el escenario j [h].

F_j : frecuencia de ocurrencia del escenario de falla j [1/año].

Los escenarios simulados a tener en cuenta en los cálculos deberán considerar tanto el comportamiento estocástico de los componentes que forman parte del sistema, como los diferentes estados de carga en los cuales el sistema pueda hallarse.

- b) Índices de sistema: El impacto de las obras de expansión sobre el nivel global de adecuación del Sistema Principal de Transmisión será determinado. La fórmula matemática para el cálculo de dicho índice es la siguiente:

$$EENS_s = \sum_{k \in K} \sum_{j \in X} L_{kj} D_{kj} F_j \quad [MWh / año]$$

Donde:

j : índice de escenario considerado.

X : conjunto de escenarios simulados que presentan déficit de energía.

k : índice de barra.

K : conjunto de barras de demanda del sistema para el año de corte considerado.

L_{kj} : valor de potencia interrumpida en la barra k para el escenario j [MW].

D_{kj} : duración del déficit de energía en la barra k para el escenario j [h].

F_j : frecuencia de ocurrencia del escenario de falla j [1/año].

Artículo 98 Se debe cuantificar económicamente las propuestas de diseño y expansión del Sistema Principal de Transmisión a través del *costo del valor esperado de energía no servida (CEENS)* multiplicando el índice de valor esperado de energía no servida (EENS) por el costo de la energía no servida (CENS) del siguiente modo:

$$CEENS = \sum_{k \in K} EENS_k CENS_k \quad [Bl. / año]$$

Donde:

k : índice de barra.

K : conjunto de barras de demanda del sistema para el año de corte considerado.

$EENS_k$: valor esperado de energía no servida para la barra k y para el año de corte analizado considerando la alternativa de expansión respectiva [MWh/año].

$CENS_k$: costo de la energía no servida por unidad energética para la barra k [B./MWh].

Artículo 99 El valor del Costo de la Energía No Servida (CENS) a los efectos de la determinación del costo del valor esperado de la energía no servida será de $CENS = 592$ B./MWh. La ASEP podrá modificar mediante Resolución este valor cuando las condiciones del Sistema Interconectado Nacional así lo indiquen.

Artículo 100 Los límites admisibles de los indicadores de confiabilidad de las Normas de Calidad de Servicio de Transmisión establecidos en el presente Reglamento, serán tomados como referencia para la elaboración del Plan de Expansión, y ajustados en la medida que se justifique económicamente considerando el costo de la reserva de transmisión y el costo de la energía no servida determinada por medio de los índices de energía no servida. En los casos en que se requiera ajustar los límites admisibles de los indicadores de confiabilidad, ETESA deberá presentar el requerimiento de ajuste a aprobación de la ASEP.

TITULO VII: NORMAS DE CALIDAD DE SERVICIO PARA EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

CAPITULO VII.1 : PARÁMETROS TÉCNICOS

Artículo 101 Será de exclusiva responsabilidad de los que prestan el Servicio de Transmisión efectuarlo con un nivel de calidad de servicio satisfactorio acorde con los parámetros de diseño establecidos en el presente Reglamento.

Artículo 102 Las exigencias referentes a la calidad de servicio, establecidas en el presente Reglamento, serán de aplicación para los que prestan el Servicio Público de Transmisión, como también, para todos los usuarios del Sistema de Transmisión tanto para la etapa de diseño como para la operación. Para los fines de las Normas de Calidad de Servicio para el Sistema de Transmisión, las instalaciones de Conexión de un distribuidor deberán cumplir las mismas condiciones, obligaciones, procedimientos de informes y demás requisitos por incumplimientos a la normativa establecida, que los requeridos para las instalaciones del Sistema Principal de Transmisión.

Artículo 103 Los incumplimientos operativos de los parámetros establecidos, se traducirán en un recargo para los agentes del mercado responsables, retribuciones para los agentes del mercado que contribuyan a la solución de los problemas ocasionados por los incumplimientos de otros agentes del mercado y reducciones tarifarias a los clientes finales de las Empresas Distribuidoras y Grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión y a las instalaciones de Conexión al servicio de un distribuidor. La reducción tarifaria se fundamenta en que lo abonado por las distribuidoras y grandes clientes en concepto del servicio prestado, está asociado a una determinada calidad de servicio de dicha prestación.

SECCIÓN VII.1.1 : CONFIABILIDAD DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

Artículo 104 La confiabilidad del Sistema Principal de Transmisión se evaluará a través del criterio de adecuación del mismo utilizando la frecuencia de las interrupciones, la potencia interrumpida en cada una de ellas y el tiempo total que se encontró fuera de servicio la instalación afectada. Se considerará instalación afectada a toda aquella cuya salida de servicio produzca la interrupción del flujo de potencia a través de ella.

Artículo 105 Las desconexiones que afecten a las empresas distribuidoras y a grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, debidas a problemas de servicio en el Sistema Principal de Transmisión, deberán ser medidas por los siguientes índices:

FMIK = Frecuencia media de interrupción, en el punto de interconexión por kVA conectado o instalado;

$$FMIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVAfs_i}{kVA_{max}}$$

TTIK = Tiempo total de la interrupción, en el punto de interconexión por kVA conectado o instalado;

$$TTIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVAfs_i \times Tfs_i}{kVA_{max}}$$

Donde:

$kVAfs_i$ = kVA instalado interrumpido en el punto de interconexión. En los casos en que no exista equipamiento de transformación, se computará la potencia que estaba siendo transportada antes de la interrupción a través de la instalación afectada. De no resultar posible su determinación se la considerará igual a la potencia máxima transportada por la instalación afectada en el período controlado.

kVA_{max} = kVA máximo instalado en el punto de interconexión. En los casos en que no exista equipamiento de transformación se considerará la potencia máxima promedio de intervalos de 15 minutos transportada por la instalación afectada en el período controlad.

Tfs_i = Duración de cada interrupción.

n = número de interrupciones en el período.

Artículo 106 Los límites de referencia de estos indicadores, para las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, son los siguientes:

	Vigencia de la norma:	
	Período 3	Período 4
	A partir del 1 de enero de 2004 hasta el 31 de diciembre de 2005	A partir del 1 de enero de 2006
FMIK	2 /año	1.5/año
TTIK	8 hr./año	6 hr./año

Artículo 107 Los prestadores del Servicio Público de Transmisión deberán informar a la ASEP los indicadores de confiabilidad para cada Conexión entre el Sistema de Transmisión y sus usuarios, siguiendo los mismos criterios de información y términos que se establezcan en la Base Metodológica para el Control de la Calidad para el Servicio Técnico de las Redes de Transmisión.

Artículo 108 Para efectos del cálculo de los indicadores de confiabilidad, sólo se contabilizarán las desconexiones debido a indisponibilidades en las instalaciones de la Red de Transmisión Regional cuando éstas sean propiedad del Prestador del Servicio Público de Transmisión y cuando las indisponibilidades superen los valores límites definidos por la ASEP.

SECCIÓN VII.1.2 : NIVELES DE TENSION Y POTENCIA REACTIVA

Artículo 109 Los prestadores del Servicio Público de Transmisión deberán cumplir operativamente con los límites de niveles de tensión de diseño promedio en intervalos de 15 minutos para el Sistema Principal de Transmisión.

Artículo 110 Los prestadores del Servicio Público de Transmisión deberán informar a la ASEP los indicadores de niveles de tensión para cada Conexión entre el sistema de transmisión y sus usuarios, siguiendo los mismos criterios de información y términos que se establezcan en la Base Metodológica para el Control de la Calidad para el Servicio Técnico de las Redes Transmisión.

Artículo 111 Para efectos del cálculo de los indicadores de niveles de tensión, sólo se contabilizarán los eventos debido a indisponibilidades en las instalaciones de la Red de Transmisión Regional cuando éstas sean propiedad del Prestador del Servicio Público de Transmisión y las indisponibilidades superen los valores límites definidos por la ASEP.

Artículo 112 Valor Unitario de Compensación de Potencia Reactiva (V_r): El cálculo de los recargos debidos a niveles de tensión y control de potencia reactiva que deben hacer frente los prestadores del Servicio Público de Transmisión, los Distribuidores, Grandes Clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión y Generadores, se efectuará teniendo en cuenta el valor unitario de compensación de potencia reactiva, el cual se establece en 3.74 B./MVArh. Cuando las condiciones así lo requieran la ASEP podrá modificar mediante Resolución este valor unitario de compensación sobre la base de los requerimientos de potencia reactiva necesarios para mantener el correcto funcionamiento del sistema con una reserva adecuada.

SECCIÓN VII.1.3 : PERTURBACIONES ELÉCTRICAS

Artículo 113 Los que prestan el Servicio Público de Transmisión, deberán velar que ninguno de los agentes del mercado, inyecte ningún tipo de disturbios al Sistema Principal de Transmisión, en especial los disturbios de Armónicas o Efecto de Parpadeo, sin limitarse a estos. En caso de detectar una desviación respecto de estos valores por parte de algún agente del mercado conectado a la red de transmisión, los que prestan el Servicio Público de Transmisión, deberán informarlo a la ASEP, y podrán aplicar previa autorización de la ASEP un recargo en la tarifa a modo de penalización.

SECCIÓN VII.1.4 : INFORMACIÓN REQUERIDA DE LOS QUE PRESTAN EL SERVICIO PÚBLICO DE TRANSMISIÓN Y LOS AGENTES

Artículo 114 Los que prestan el Servicio Público de Transmisión deberán informar y poner a disposición del Centro Nacional de Despacho todo el equipamiento para el control de tensión y suministro de potencia reactiva que tengan disponible, incluyendo compensadores sincrónicos y estáticos, y la reserva necesaria.

Artículo 115 Trimestralmente y en los primeros 10 días hábiles del primer mes del trimestre requerido, los que prestan el Servicio Público de Transmisión deberán entregar al Centro Nacional de Despacho, la siguiente información:

- a) Las características de su equipamiento disponible para el control de tensión y suministro de potencia reactiva para el próximo trimestre.
- b) El listado de las barras del Sistema donde no se pueden cumplir con los niveles de tensión, requeridos, discriminado en horas de valle y resto, y el motivo de dicho incumplimiento, para el próximo trimestre.

Artículo 116 Mensualmente, los que prestan el Servicio Público de Transmisión deberán entregar los registros de medición al CND y a los agentes que lo soliciten para sus puntos de interconexión, durante los primeros siete días hábiles del mes siguiente al finalizado. El CND podrá requerir estos registros de medición en cualquier momento, cuando lo considere pertinente.

Artículo 117 Trimestralmente y en los primeros 10 días hábiles del primer mes del trimestre requerido, los Distribuidores y Grandes Clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión deberán entregar al Centro Nacional de Despacho, la siguiente información:

- a) Factor de potencia pronosticado en horas de valle y resto en todos los puntos de interconexión con el Sistema Principal de Transmisión, para el próximo trimestre.

- b) Características del equipamiento para el control de tensión y suministro de potencia reactiva disponible que puedan afectar sensiblemente el control de tensión en el Sistema Principal de Transmisión, para el próximo trimestre.

Artículo 118 Los Generadores deberán enviar al Centro Nacional de Despacho una copia de la Curva de Capacidad P-Q nominal certificada de cada una de sus unidades generadoras. En caso de no hacerlo, el Centro Nacional de Despacho la deberá fijar de acuerdo a curvas de capacidad estándar y tomará como disponible la potencia reactiva indicada por esa curva.

CAPITULO VII.2 : OBLIGACIONES DE LOS USUARIOS DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN EN RELACIÓN A LA CALIDAD DE SERVICIO.

SECCIÓN VII.2.1 : CONTROL DE POTENCIA REACTIVA

Artículo 119 Las empresas de distribución eléctrica y los grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, deberán mantener en sus puntos de interconexión con el Sistema Principal de Transmisión y el lado de 34.5 kV de los transformadores en los casos que correspondiere, con el fin de minimizar el transporte de potencia reactiva por el Sistema de Transmisión, los siguientes “valores tolerados” del factor de potencia promedio en intervalos de 15 minutos, en los estados estables de operación normal y de contingencia simple:

HORARIO	Vigencia de la norma:		
	Período 2	Período 3	Período 4
	A partir del 1 de enero de 2003 hasta el 30 de abril de 2005	A partir del 1 de mayo de 2005 hasta el 31 de diciembre de 2006	A partir del 1 de enero de 2007
Horas de Valle Nocturno de: 10:00 p.m. a 5:00 a.m.	en 0.90(-)	Dentro del rango de 0.90(-) a 0.97(-)	Dentro del rango de 0.90(-) a 0.98(-)
Resto del día	Dentro del rango de 0.97(-) a 0.90(+)	Dentro del rango de 0.97(-) a 1,00(-)	Dentro del rango de 0.97(-) a 1,00(-)

Nota: 0.XX(-) indica un factor de potencia atrasado (inductivo).

0.YY(+) indica un factor de potencia adelantado (capacitivo).

El control del Factor de Potencia de las Empresas de Distribución Eléctrica en los Puntos de Interconexión con el Sistema de Transmisión, no se deberá afectar por las unidades de generación eléctrica conectadas a las redes de distribución, de manera que sólo se represente el Factor de Potencia asociado con la Demanda de la distribuidora.

Cuando haya generación conectada a las redes de distribución, aguas debajo de un Punto de Interconexión de una Empresa de Distribución con el Sistema de Transmisión, el Factor de Potencia se calculará utilizando la medición o mediciones de las Empresas de Distribución Eléctrica en el Punto de Interconexión con el Sistema de Transmisión y la medición de la potencia activa y reactiva

asociada a la operación de cada una de las unidades de generación, de manera que sólo se represente el Factor de Potencia asociado con la Demanda de la distribuidora.

Artículo 120 Para el cálculo del factor de potencia de las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión en cada uno de sus puntos de interconexión se debe considerar que cuando un agente tiene varias líneas de alta tensión o de media tensión, hasta nivel de 34.5 kV únicamente, que concurren a un mismo punto de interconexión, sea este una barra, se deberá determinar el valor del factor de potencia correspondiente a dichos circuitos considerando la suma total de la potencia activa y reactiva de todas las líneas que concurren al mismo punto de interconexión. Adicionalmente, deben considerarse los siguientes casos:

- o Cuando existan líneas de alta tensión que operen en forma anillada y que concurren a puntos de interconexión diferentes, sean estas propiedad de una empresa distribuidora o de empresas distribuidoras distintas, el cálculo del factor de potencia se hará considerando la suma total de la potencia activa y reactiva de todas las líneas que conforman el anillo. El CND deberá procurar mantener los niveles de tensión en rangos que minimicen la circulación de potencia reactiva en dicho anillo.

En este último caso, si las líneas que conforman el anillo son propiedad de empresas distribuidoras distintas, la asignación de la responsabilidad por los incumplimientos asociados al Factor de Potencia deberá establecerse a través de la Metodología específica para recargos y retribuciones.

- o Cuando previo a un punto de interconexión exista transformación, con dos niveles de voltaje en el lado de la carga (transformadores de tres devanados), se considerará que las líneas que salen de las barras de los devanados de carga operan malladas siempre y cuando exista interconexión de dichos circuitos, aguas abajo, hasta un nivel de voltaje igual al voltaje del menor de los devanados del transformador. En estos casos el cálculo del factor de potencia se hará considerando la suma total de la potencia activa y reactiva de todas las líneas que salen de las dos barras a diferente voltaje. Este caso aplicará independientemente de la propiedad de dichas líneas, sin embargo de tratarse de líneas propiedad de empresas distribuidoras distintas, la asignación de la responsabilidad por los incumplimientos asociados al Factor de Potencia deberá establecerse a través de la Metodología específica para recargos y retribuciones.

Artículo 121

A. Las empresas generadoras conectadas al Sistema Principal o de Conexión de Transmisión de ETESA, y las conectadas a las líneas de distribución en 44 kV o a las líneas de Alta Tensión de las distribuidoras, deberán operar sus centrales dentro de los límites fijados por sus curvas de capacidad, a los efectos de suministrar o absorber la potencia reactiva que resulte de una correcta y óptima operación del sistema eléctrico. Las empresas generadoras están obligadas a cumplir con los siguientes requerimientos:

- a.1) Entregar en forma permanente, hasta el noventa por ciento (90%) del límite de potencia reactiva inductiva o capacitiva, en cualquier punto de operación que esté dentro de las características técnicas de la máquina dadas por la Curva de Capacidad para la máxima presión de refrigeración.

a.2) Entregar en forma transitoria, el cien por ciento (100%) durante veinte (20) minutos continuos, con intervalos de cuarenta (40) minutos.

a.3) Mantener la tensión en barras que le solicite el Centro Nacional de Despacho, dentro de su zona de influencia de acuerdo a la normativa vigente.

a.4) El no cumplimiento de estas prestaciones significará la aplicación de un recargo de acuerdo a la metodología descrita en el presente Reglamento.

B. Las empresas generadoras conectadas a las redes de Media Tensión de una distribuidora, deberán operar sus centrales con un Factor de Potencia de 1.00 (Unitario), con el fin de no afectar los niveles de tensión de la red de distribución a la cual están conectados, excepto en casos de emergencia cuando reciban instrucción directa del CND de operar fuera de dicho valor, de acuerdo con lo establecido por el Artículo 132 del presente Reglamento.

C. Para el caso que uno o más generadores conectados a las redes de Media Tensión de una distribuidora, operen fuera del rango de Factor de Potencia de 1.00 (Unitario) y esto crease problemas de potencia reactiva en la subestación o barra de ETESA en la que se interconecta la línea de distribución a la cual, a su vez se encuentran conectados los generadores, y fuese necesario incorporar a la operación alguna unidad generadora en forma obligada para mejorar la calidad del servicio, el o los generadores responsables del problema deberán hacerse cargo del respectivo costo de la Generación Obligada por potencia reactiva de acuerdo a lo establecido en la reglamentación vigente, y del costo por consumo de potencia activa comprada en el mercado ocasional en que incurra el generador seleccionado para operar como compensador sincrónico.

El CND determinará el o los generadores responsables y les asignará a cada uno el pago de los costos correspondientes incurridos para solucionar el problema, por el período de tiempo que dure el mismo.

SECCIÓN VII.2.2 : PERTURBACIONES ELÉCTRICAS

Artículo 122 El equipamiento de las empresas de distribución eléctrica y de los grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, deberán tener un adecuado comportamiento ante las distorsiones en la forma de onda de tensión en condiciones de estado estable de operación, hasta los límites indicados en la presente norma.

Artículo 123 **Efecto de Parpadeo:** El efecto de parpadeo en el Sistema Principal de Transmisión, deberá ser medido por el índice de Severidad del Efecto de Parpadeo de Corto Plazo (Pst). El indicador a controlar para el efecto de parpadeo, es el Índice de Severidad de Efecto de parpadeo de Corto Plazo (Pst), tal como se define en la norma IEC 868. La siguiente tabla establece los límites de Pst para diferentes tamaños de cargas conectadas a distintos niveles de tensión. Este nivel de referencia no deberá ser superado más del 5% del período de la medición.

Razón (S_L / S_{CC})	Nivel de Media y Alta Tensión	Pst
$S_L / S_{CC} \leq 0.005$	$1 \text{ kV} < U \leq 230 \text{ kV}$	0.37
$0.005 < S_L / S_{CC} \leq 0.02$	$1 \text{ kV} < U \leq 230 \text{ kV}$	0.58
$0.02 < S_L / S_{CC} \leq 0.04$	$1 \text{ kV} < U \leq 230 \text{ kV}$	0.74
$S_L / S_{CC} > 0.04$	$1 \text{ kV} < U \leq 230 \text{ kV}$	0.80

Donde:

S_{CC} = Capacidad de cortocircuito del sistema en kVA en el punto de medición del Efecto de parpadeo,

S_L = Potencia contratada por el cliente expresada en kVA para los niveles de Media y Alta Tensión.

Artículo 124 La medición del efecto de parpadeo deberá ser hecha usando un medidor de efecto de parpadeo adecuado, y según los procedimientos que se especifican en la norma IEC 868, para intervalos de 10 minutos.

Artículo 125 Los que prestan el Servicio Público de Transmisión, podrán medir cuando así lo consideren necesario a las empresas de distribución eléctrica y a los grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión en su punto de interconexión, por un período mínimo de dos semanas, para llevar un control de la posible inyección y presencia del efecto de parpadeo en el Sistema Principal de Transmisión.

Artículo 126 **Armónicas:** El límite admisible de distorsión armónica en el Sistema Principal de Transmisión, se indica en la tabla de tasa de Distorsión Armónica del presente Reglamento. Estos niveles de referencia se aplican para las armónicas en Alta Tensión, y no deben ser superados durante más del 5 % del período de medición.

Artículo 127 La medición de armónicas, deberá ser realizada en intervalos de 10 minutos, siguiendo los procedimientos especificados en la norma IEC 1000-4-7

Artículo 128 Los que prestan el Servicio Público de Transmisión, podrán medir cuando así lo consideren necesario a las empresas de distribución eléctrica y a los grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión en su punto de interconexión, por un período mínimo de dos semanas, para llevar un control de la posible inyección y presencia de armónicas en el Sistema Principal de Transmisión. La tasa de distorsión individual máxima para cada armónica es la siguiente:

Tabla de Tasa de Distorsión Armónica

Orden de la Armónica (n)	Tasa de Distorsión Individual - V_{DAI} (%)
Impares no múltiplos de 3	
5	2.0
7	2.0
11	1.5
13	1.5
17	1.0
19	1.0
23	0.7
25	0.7

> 25	0.1 + 0.6 x 25/n
Impares múltiplos de 3	
3	2.0
9	1.0
15	0.3
21	0.2
> 21	0.2
Pares	
2	2.0
4	1.0
6	0.5
8	0.4
10	0.4
12	0.2
> 12	0.2
Tasa de Distorsión Total - V_{DAT}	3

Donde: Tasa de Distorsión Armónica Individual (V_{DAI}) = $\frac{V_i}{V_1}$

Tasa de Distorsión Armónica Total (V_{DAT}) = $\sqrt{\frac{\sum V_i^2}{V_1^2}}$

V_i = Valor de Tensión de la armónica de orden i

V₁ = Valor de Tensión de la fundamental

CAPITULO VII.3 : PENALIZACIONES, RECARGOS Y RETRIBUCIONES POR DESVIACIONES EN LA CALIDAD DEL SERVICIO

SECCIÓN VII.3.1 : PENALIZACIONES A LOS PRESTADORES DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN POR DESVIACIONES EN LA CONFIABILIDAD

Artículo 129 Los indicadores de confiabilidad del Sistema Principal de Transmisión que se controlarán a los Distribuidores y Grandes Clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión son la Frecuencia promedio de interrupción por kVA (FMIK) y la duración Total de Interrupciones por kVA (TTIK).

Artículo 130 Los prestadores del Servicio de Transmisión serán penalizados de existir niveles de confiabilidad anuales fuera de los límites admisibles en los suministros a los distribuidores y Grandes Clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión. El monto de la penalidad se asignará como un crédito en los cargos por uso del Sistema de las empresas de distribución eléctrica y Grandes Clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, en los que se verificó el incumplimiento a los límites establecidos en la calidad de servicio. Para esto deberán calcular y preparar un informe, de acuerdo al procedimiento que establecerá la ASEP, denominado Base Metodológica para el Control de la Calidad de Servicio Técnico de las Redes de Transmisión, con las cantidades que resultaron de la valorización de la reducción tarifaria del año anterior por confiabilidad, indicando para cada una de las empresas de distribución eléctrica y grandes clientes, la retribución que le corresponde, y hacerla efectiva en el transcurso del mes de febrero del año en curso. Este informe anual deberá ser acompañado de una declaración jurada por el representante legal de la empresa, donde éste certifica la veracidad de la información suministrada.

Artículo 131 El monto recibido en el año por un prestador del Servicio de Transmisión por concepto de Valor Esperado de Indisponibilidad (VEI) en el MER, que corresponda a ampliaciones a riesgo de la RTR de su propiedad en Panamá, podrá ser utilizado para pagar las penalizaciones calculadas por incumplimiento en los límites de niveles de confiabilidad. El VEI excedente se asignará como un crédito en los cargos por uso y conexión de los usuarios conectados al Sistema de Transmisión conforme al Artículo 17.

Artículo 132 El crédito total será igual a la Reducción Tarifaria anual en Balboas, equivalente a la penalidad de la Empresa que presta el Servicio de Transmisión, y será calculado de acuerdo con el siguiente procedimiento:

a) Si $FMIK > LimFMIK$ Y $TTIK < LimTTIK$

$$\Rightarrow \text{Reducción Tarifaria} = (FMIK - LimFMIK) * \frac{TTIK}{FMIK} * \frac{ETF}{8.760} * CENS$$

b) Si $FMIK < LimFMIK$ Y $TTIK > LimTTIK$

$$\Rightarrow \text{Reducción Tarifaria} = (TTIK - LimTTIK) * \frac{ETF}{8.760} * CENS$$

c) Si $FMIK > LimFMIK$ Y $TTIK > LimTTIK$

$$\text{Si } \frac{TTIK}{FMIK} < \frac{LimTTIK}{LimFMIK}$$

$$\Rightarrow \text{Reducción Tarifaria} = (FMIK - LimFMIK) * \frac{TTIK}{FMIK} * \frac{ETF}{8.760} * CENS$$

$$\text{Si } \frac{TTIK}{FMIK} \geq \frac{LimTTIK}{LimFMIK}$$

$$\Rightarrow \text{Reducción Tarifaria} = (TTIK - LimTTIK) * \frac{ETF}{8.760} * CENS$$

Donde:

El valor del Costo de la Energía No Servida a efectos de la determinación de las reducciones tarifarias será de CENS = 0.592 B/./kWh. Cuando las condiciones así lo requieran la ASEP podrá modificar mediante Resolución el CENS.

ETF : Valor de la energía anual entregada en el Punto de interconexión bajo análisis (MWh).

SECCIÓN VII.3.2 : RECARGOS Y RETRIBUCIONES POR DESVIACIONES EN LOS NIVELES DE TENSIÓN

Artículo 133 Los que prestan el Servicio Público de Transmisión deben asegurarse de mantener los niveles de tensión, establecidos en las Normas de Diseño del presente Reglamento, a las empresas de distribución eléctrica y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, en sus diferentes puntos de interconexión.

Artículo 134 Lo siguiente servirá como base para la evaluación del desempeño que deberá realizar el CND de los que prestan el Servicio Público de Transmisión, en mantener los niveles de tensión adecuados:

Las reclamaciones o quejas que reciba la ASEP, por parte de las empresas de distribución eléctrica y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión.

Los registros de medición.

Artículo 135 El cálculo de los recargos que deben hacer frente los que prestan el Servicio Público de Transmisión cuando se detecten violaciones en los niveles de tensión de diseño, se determinará mediante la siguiente expresión:

$$\text{Recargo } T_k = Vr \times CompDesc_k \times HsDesc_k$$

Donde:

Recargo $T_k[B./]$: Recargo a los que prestan el Servicio Público de Transmisión por compensador desconectado en la barra “k” perteneciente a la zona con problemas de tensión.

Vr [B./ / MVAR h]: Valor Unitario de Compensación de Potencia Reactiva.

ComDesc_k [MVAR]: Magnitud en MVAR de la compensación requerida para evitar la violación en la barra “k”.

HsDesc_k [h]: Cantidad de horas donde existe la violación en la barra “k”.

Artículo 136 Si adicionalmente fuese necesario incorporar a la operación alguna unidad generadora en forma obligada por potencia reactiva en la zona con problemas de tensión, para lograr mantener el nivel de calidad de servicio exigido, los prestadores del Servicio Público de Transmisión deben hacerse cargo del respectivo costo adicional de esta generación obligada por potencia reactiva como se establece en las Reglas Comerciales y del costo por consumo de potencia activa comprada en el mercado ocasional en que incurra el generador seleccionado para operar como compensador sincrónico.

Artículo 137 Cuando el prestador del Servicio Público de Transmisión incumpla los límites establecidos para los niveles de tensión, lo recaudado como consecuencias de los recargos y que no son utilizados para retribuir a otro agente del mercado, deberá utilizarse para la reducción de las tarifas de los clientes finales de las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión en proporción a la demanda afectada

Artículo 138 El monto recibido mensualmente por un prestador del Servicio de Transmisión por concepto de Valor Esperado de Indisponibilidad (VEI) en el MER, que corresponda a ampliaciones a riesgo de la RTR de su propiedad en Panamá, podrá ser utilizado para cubrir los recargos asignados por incumplimiento de los límites de nivel de tensión. El VEI excedente se asignará como un crédito en los cargos por uso y conexión de los usuarios conectados al Sistema de Transmisión conforme al Artículo 17.

Artículo 139 El CND podrá disponer el despacho de todos los equipamientos de potencia reactiva disponibles en el SIN en cualquier circunstancia.

SECCIÓN VII.3.3 : RECARGOS Y RETRIBUCIONES POR DESVIACIONES EN EL FACTOR DE POTENCIA

Artículo 140 Los recargos por factor de potencia serán adicionales a los costos que sea necesario asumir por la Generación Obligada necesaria para mantener los niveles de tensión en el Sistema de Transmisión tal como está indicado en las Reglas Comerciales, y al costo por consumo de potencia activa comprada en el mercado ocasional en que incurra el generador seleccionado para operar como compensador sincrónico.

Artículo 141 Las mediciones del factor de potencia en los puntos de suministro se obtienen, al igual que en el caso de las tensiones, mediante la utilización de los sistemas SCADA.

Artículo 142 El incumplimiento de los agentes generadores, distribuidores o grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión no deberá producir la desconexión de equipamiento del Sistema de Transmisión para adaptar el nivel de tensión, excepto en situaciones que sean excepcionales o cuando se ponga en riesgo la calidad de servicio, pero nunca en situaciones normales. En este último caso se deberá proceder a la instalación del equipamiento de potencia reactiva con cargo al usuario que incumple como un adicional al equipamiento de Conexión del mismo.

A Incumplimiento de los distribuidores y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión

Artículo 143 Los Distribuidores y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, deberán mantener en sus puntos de conexión con el Sistema Principal de Transmisión, incluyendo el lado de 34,5 kV de los transformadores en los casos que correspondiere, los rangos límites en el factor de potencia establecidos en el presente Reglamento con la finalidad de minimizar el transporte de potencia reactiva y mantener la calidad de servicio adoptada para el sistema.

Artículo 144 Cuando se detecten violaciones en distribuidores o grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión en el rango del factor de potencia definido para cada hora se sancionará la potencia reactiva faltante para alcanzar el correspondiente límite del rango teniendo en cuenta el valor unitario de compensación de potencia reactiva y la cantidad de horas en que se mantuvo esta violación. El procedimiento a aplicar es el siguiente:

- a) Se identifica el tipo de hora del registro en el caso particular que una barra cualquiera “k” para un registro “j” viole uno de los límites del factor de potencia
- b) Se calcula cuál es la potencia reactiva correspondiente a la demanda activa existente en la barra, que satisface el límite del factor de potencia violado mediante:

$$MVarhLim_{j,k} = MWh_{j,k} \times TAN (ARCCOS(FPLim_j))$$

Donde:

$MWh_{j,k}$: Demanda activa de la barra “k” en el registro “j”.

$FPLim_j$: Factor de potencia del límite violado correspondiente al registro “j”. En este caso el registro “j” se considera de duración horaria.

$MVarhLim_{j,k}$: Potencia reactiva límite correspondiente a la demanda activa de la barra “k” en el registro “j”, que satisface el factor de potencia límite que fue violado.

- c) Se determina la desviación existente en la potencia reactiva para alcanzar el límite del factor de potencia mediante la siguiente expresión:

$$DeltaMVarh_{j,k} = ABS (MVarh_{j,k} - MVarhLim_{j,k})$$

Donde:

$MVarh_{j,k}$: Valor medio de la demanda de potencia reactiva de la barra “k” en el registro “j”.

$\Delta MVAr_{j,k}$: Desviación existente entre la demanda de potencia reactiva de la barra “k” en el registro “j” y la potencia reactiva límite de la misma barra y registro.

- d) Se determina el recargo correspondiente a los distribuidores y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión en la barra “k” en el registro “j”, se puede calcular como:

$$\text{RecargoDGC}_{j,k} = Vr [B./MVarh] \times \Delta MVAr_{j,k}$$

- e) Se determina el recargo total para todos los registros horarios “j” con violaciones en el límite considerado del factor de potencia, se puede expresar como:

$$\text{RecargoDGC}_k = \sum_{j=1}^{HsFPlim_k} (Vr \times \Delta MVAr_{j,k})$$

Donde:

$\text{RecargoDGC}_k [BL]$: Recargo de distribuidores y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión con factores de potencia fuera del rango tolerado.

$Vr [BL / MVarh]$: Valor Unitario de Compensación de Potencia Reactiva.

$HsFPlim_k [h]$: Cantidad de registros horarios que se detectó la violación del límite del factor de potencia en la barra “k”.

Artículo 145 Si adicionalmente fuese necesario incorporar a la operación en tiempo real alguna unidad generadora en forma obligada por potencia reactiva en la zona con problemas de potencia reactiva debido a violaciones en los rangos del factor de potencia, el responsable de la violación, ya sean los grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión y/o las empresas distribuidoras, deben hacerse cargo del respectivo costo de la Generación Obligada necesaria para resolver el problema de potencia reactiva de acuerdo a lo establecido en las Reglas Comerciales y del costo por consumo de potencia activa comprada en el mercado ocasional en que incurra el generador seleccionado para operar como compensador sincrónico. La definición de las necesidades y el monto de la generación obligada por incumplimiento de las obligaciones de un agente deberá tener una justificación técnica adecuada.

B Incumplimiento de los Generadores

Artículo 146 Si la disponibilidad de potencia reactiva de un Generador resultase inferior a lo comprometido, y fuese detectada por el Centro Nacional de Despacho mediante algún control, deberá abonar una sanción calculada teniendo en cuenta el valor unitario de compensación de potencia reactiva y el valor de la potencia reactiva indisponible durante todas las horas en servicio, además de los eventuales costos de la auditoría requerida. El recargo total por indisponibilidad en el generador, se calcula como:

$$\text{Recargo } G_i = \sum_{j=1}^{HsSer_i} (Vr \times MVarInd_{j,i})$$

Donde:

$RecargoG_i[Bl.]$: Recargo total por indisponibilidad de suministro de potencia reactiva del generador “i”.

$Vr [Bl. / MVarh]$: Valor Unitario de Compensación de Potencia Reactiva.

$MVarInd_{j,i} [MVarh]$: Magnitud en MVar de la indisponibilidad del generador “i” durante el registro “j”. En este caso el registro “j” se considera de duración horaria.

$HsSer_i [h]$: Cantidad de registros horarios que permanece indisponible el suministro de potencia reactiva del generador “i”.

Artículo 147 Si adicionalmente fuese necesario incorporar a la operación alguna unidad generadora en forma obligada por potencia reactiva en la zona con problemas de potencia reactiva debido al incumplimiento en el rango del factor de potencia de un generador, el responsable de la violación debe hacerse cargo del respectivo costo de la Generación Obligada por potencia reactiva de acuerdo a lo establecido en las Reglas Comerciales, y del costo por consumo de potencia activa comprada en el mercado ocasional en que incurra el generador seleccionado para operar como compensador sincrónico.

C Recargo y retribuciones por incumplimiento del Factor de Potencia

Artículo 148 Los recargos que abonarán los Generadores, Distribuidores y Grandes Clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, cuando sean causantes de alguna violación en los límites adoptados y que no son utilizadas para retribuir a otro agente del mercado, deberán utilizarse para la reducción de las tarifas de los clientes regulados de las empresas distribuidoras en proporción a la demanda de cada empresa distribuidora si la violación en los límites no lleva a violaciones en los niveles de tensión. De existir tal violación, esos montos deberán utilizarse para la reducción de las tarifas de los clientes finales de las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión en proporción de la demanda afectada.

Artículo 149 Los distribuidores no podrán traspasar a sus clientes finales ni los recargos, ni la Generación Obligada, ni el costo por consumo de potencia activa en que incurra un generador cuando opere como compensador sincrónico, cuando la causa de las mismas sea debida a un incumplimiento en su rango de factor de potencia.

Artículo 150 Cuando un distribuidor, gran cliente o generador en el caso de operar como compensador sincrónico, suministra la potencia reactiva faltante de otro agente, se hará acreedor de una retribución de acuerdo a lo siguiente:

- a) Los generadores que operen como compensadores sincrónicos recibirán como retribución por la potencia reactiva el monto proporcional calculado sobre la base del valor unitario de compensación de potencia reactiva. Adicionalmente, recibirán el costo del consumo de potencia activa en que incurran por operar como compensador sincrónico
- b) Los Distribuidores y los Grandes Clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión recibirán como retribución por los reactores y capacitores que hayan puesto a disposición un

monto proporcional calculado sobre la base del valor unitario de compensación de potencia reactiva. En el caso de los distribuidores esta retribución deberá utilizarse para reducciones tarifarias de sus clientes finales.

SECCIÓN VII.3.4 : APLICACIÓN DE LOS RECARGOS Y RETRIBUCIONES POR NIVELES DE TENSIÓN Y FACTORES DE POTENCIA A LOS AGENTES DEL MERCADO

Artículo 151 El CND deberá desarrollar una metodología específica para la aplicación de los recargos y retribuciones. Esta metodología previamente a su implementación deberá ser sometida a aprobación de la ASEP. Además, el CND deberá calcular y preparar un informe mensual de recargos y retribuciones para cada agente del mercado por incumplimiento del Factor de Potencia y los niveles de tensión del mes, que deberá entregar a los agentes antes del 15 del mes siguiente al analizado.

En general, el total de los recargos y penalizaciones aplicados a una empresa prestadora del Servicio de Transmisión por incumplimiento de los límites de calidad del servicio no pueden superar un valor igual al 10% de la remuneración recibida por cargos de uso y conexión del Sistema de Transmisión nacional durante el período de control.

Artículo 152 Los reclamos que surjan de la aplicación de los recargos por uno o más agentes deberán ser enviados al Centro Nacional de Despacho a más tardar 7 días después de presentada el informe por parte del CND. Una vez recibido el reclamo por el CND el mismo tendrá hasta 7 días calendario para remitir el Informe Final a la ASEP.

Artículo 153 La ASEP una vez recibido el Informe tendrá hasta 15 días hábiles para decidir sobre el mismo. El CND deberá emitir un documento con los créditos y débitos correspondientes, a partir de la fecha de aprobación de la ASEP.

SECCIÓN VII.3.5 : PERTURBACIONES ELÉCTRICAS

Artículo 154 En los casos en que los que prestan el Servicio Público de Transmisión, verifiquen que el incumplimiento a los límites admisibles sea motivado por alguna de las empresas de distribución eléctrica o gran cliente conectado al Sistema Principal de Transmisión, estos podrán aplicar a modo de penalidad un recargo en su facturación. La metodología que establezca el monto de la penalidad y su forma de aplicación deberá ser aprobado previamente por la ASEP y formará parte del presente Reglamento.

Artículo 155 La penalización, podrá ser aplicada a las empresas de distribución eléctrica y a los grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, dependiendo de quién sea responsable por el disturbio. En ambos casos la penalización se aplicará en forma de un recargo tarifario en la facturación por el servicio prestado.

Artículo 156 En el caso en que la perturbación provenga de una empresa de distribución eléctrica, esta deberá localizar al cliente que produce el disturbio en su sistema, y aplicarle lo indicado por la Norma de Calidad de Servicio.

Artículo 157 De tratarse de un gran cliente conectado al Sistema Principal de Transmisión, existirá la desconexión del servicio si el problema no es rectificado en tres (3) meses, desde el momento en que se le hace notificación formal de su responsabilidad en la inyección de la perturbación.

CAPITULO VII.4 : SUMINISTRO DE INFORMACIÓN

SECCIÓN VII.4.1 : SUMINISTRO DE INFORMACIÓN A LA ASEP

Artículo 158 Los que prestan el Servicio Público de Transmisión, deberán informar por escrito a la ASEP, el desempeño del Sistema Principal de Transmisión de su red de transmisión, en términos de los índices de confiabilidad, comportamiento de los niveles de tensión, presencia del efecto de parpadeo, y niveles de armónicas existentes; indicando los incumplimientos de los parámetros establecidos por esta norma. Los prestadores del Servicio de Transmisión también deberán informar a la ASEP el número y duración de las indisponibilidades de las instalaciones de la RTR de su propiedad, las compensaciones por indisponibilidad pagadas en el MER y el VEI recibido por dichas instalaciones.

Artículo 159 Los que prestan el Servicio Público de Transmisión, deberán mantener los registros detallados de las mediciones, y suministrar dicha información de acuerdo al procedimiento a establecer por la ASEP denominado Base Metodológica para el Control de la Calidad de Servicio Técnico de las Redes de Transmisión. Estos informes se presentarán según el calendario de puesta en vigencia contenido en el contrato de concesión y lo estipulado en este Reglamento. La ASEP hará público el contenido de los resultados de estos informes.

Artículo 160 Lo relativo al suministro de información sólo aplica a los prestadores del Servicio Público de Transmisión cuyas instalaciones forman parte del sistema de transmisión.

SECCIÓN VII.4.2 : INFORMACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD DE SERVICIO

Artículo 161 Los que prestan el Servicio Público de Transmisión elaborarán un Informe Diario que reportará las interrupciones del servicio ocurridas en las últimas 24 horas y que deberá ser entregado a la ASEP. El informe deberá incluir los siguientes puntos:

- a) Fecha, hora y duración de cada interrupción.
- b) MVA interrumpidos.
- c) Equipos afectados.
- d) Agentes del mercado afectados.
- e) Localización de la interrupción.
- f) Causa de la interrupción.

Este informe en su versión Preliminar deberá ser enviado por vía FAX o correo electrónico a la ASEP a las 7:30 de la mañana. El Informe definitivo deberá ser enviado dentro del mismo día. Cuando se trate de eventos de gran magnitud o eventos muy complejos donde se dificulte la entrega de

información dentro del mismo día, sea porque el volumen de información es muy grande o porque se requiere información adicional de otros Agentes distintos a los que prestan el Servicio Público de Transmisión, se otorgará un plazo excepcional de hasta cinco (5) días calendario para la entrega del Informe definitivo, siempre y cuando los que prestan el Servicio Público de Transmisión lo comuniquen a la ASEP el mismo día que entregaron el Informe Preliminar. Una copia del Informe Preliminar y del Informe definitivo deberá ser entregada a los Agentes afectados.

Artículo 162 Los que prestan el Servicio Público de Transmisión elaborarán un Informe de acuerdo al procedimiento que se indique en la Base Metodológica para el Control de la Calidad de Servicio Técnico de las Redes de Transmisión, que deberá ser acompañado de una declaración jurada por el representante legal de la empresa, donde éste certifica la veracidad de la información suministrada. El informe deberá incluir para cada punto de interconexión lo siguiente:

- a) Número total de interrupciones.
- b) MVA totales interrumpidos.
- c) Duración total acumulada de las interrupciones.
- d) Índices de confiabilidad FMIK y TTIK, a la fecha.
- e) Índices de confiabilidad FMIK y TTIK del año.
- f) Reducción tarifaria por incumplimiento de la norma.

Artículo 163 Los que prestan el Servicio Público de Transmisión deberán presentar un Informe de acuerdo al procedimiento que se indique en la Base Metodológica para el Control de la Calidad de Servicio Técnico de las Redes de Transmisión para cada una de las barras de las subestaciones de conexión (punto de interconexión) con las empresas distribuidoras y grandes clientes en el Sistema Principal de Transmisión, que incluya la siguiente información:

- a) Perfil de Tensión.
- b) Tensión máxima y mínima.
- c) Número de intervalos de 15 minutos fuera de los límites permitidos en las tensiones.
- d) Factores de potencias máximos y mínimos en los intervalos horarios de valle y resto.
- e) Número de intervalos de 15 minutos fuera de los límites permitidos en el factor de potencia.
- f) Porcentaje del tiempo fuera de los límites permitidos.
- g) Este informe deberá ser acompañado de una declaración jurada por el representante legal de la empresa, donde este certifica la veracidad de la información suministrada.

SECCIÓN VII.4.3 : INFORMACIÓN DEL EFECTO DE PARPADEO Y DE LAS ARMÓNICAS

Artículo 164 Los que prestan el Servicio Público de Transmisión deberán elaborar un Informe de acuerdo al procedimiento que se indique en la Base Metodológica para el Control de la Calidad de Servicio Técnico de las Redes de Transmisión que incluya la siguiente información:

- a) Nombre del agente del mercado.
- b) Localización y fecha de la medición exigida al agente del mercado.
- c) Porcentaje del tiempo para el que los criterios son excedidos.
- d) Recargo tarifario al agente del mercado por inyección de disturbios.

Este informe deberá ser acompañado de una declaración jurada por el representante legal de la empresa, donde este certifica la veracidad de la información suministrada.

TITULO VIII: RÉGIMEN TARIFARIO DE TRANSMISIÓN

CAPITULO VIII.1 : ASPECTOS GENERALES

Artículo 165 El régimen tarifario estará orientado, en el siguiente orden de prioridad, por los criterios de suficiencia financiera, eficiencia económica, equidad, simplicidad y transparencia tal como lo establece el Artículo 92 del Texto Único de la Ley 6.

Artículo 166 El régimen tarifario comprenderá lo establecido en el presente título y los procedimientos tarifarios siguientes:

- a) Por el uso y conexión del sistema de transmisión.
- b) Por uso de redes.
- c) Por el servicio de operación integrada.

Artículo 167 El régimen tarifario permanecerá inalterable hasta tanto se modifique el presente Reglamento. La aplicación del régimen tarifario en cada periodo tarifario y la correspondiente determinación de los parámetros necesarios permitirá definir las formulas tarifarias que se aplicarán en ese periodo tarifario.

Artículo 168 La Empresa de Transmisión deberá poner a disposición de los agentes los modelos de cálculo de los ingresos máximos permitidos y de los cargos por uso, así como los datos y software que permitan reproducir los cálculos tarifarios establecidos para el periodo vigente, así como las actualizaciones tarifarias anuales. Estos deberán estar disponibles para los agentes en la página web de ETESA.

Artículo 169 No tendrán asignados el Cargo por Uso del Sistema Principal de Transmisión, el Cargo por Conexión y el Cargo por Uso de Redes, los Usuarios que hayan instalado una planta o un grupo de plantas de generación conectadas en un mismo punto en la red de transmisión eléctrica, de acuerdo a lo siguiente:

- a) Los sistemas de centrales de mini-hidroeléctricas, los sistemas de centrales geotermoeléctricas y sistemas de centrales de otras fuentes nuevas, renovables y limpias con una capacidad instalada de hasta 10 MW, cuando vendan en forma directa o en el mercado ocasional en los términos de la Ley N° 45 de 4 de agosto de 2004.
- b) Los sistemas de pequeñas centrales de hidroeléctricas, los sistemas de centrales geotermoeléctricas y sistemas de centrales de otras fuentes nuevas, renovables y limpias con una capacidad instalada de más de 10 MW y hasta 20 MW, por los primeros 10 MW y por los primeros 10 años de operación comercial, en los términos de la Ley N° 45 de 4 de agosto de 2004.
- c) La ASEP procurará que en el proceso de otorgamiento de concesiones y licencias de generación, no sean divididas las instalaciones de generación para evitar los pagos por el servicio de transmisión.

En estos casos ETESA no podrá recuperar el Ingreso no facturado y no percibido a través de los usuarios del sistema de transmisión en los términos de la Ley N° 45 de 4 de agosto de 2004.

Los usuarios acogidos a la Ley N° 45 de 4 de agosto de 2004 son responsables de las inversiones en los equipamientos e instalaciones requeridas para llegar a vincularse al Sistema de Transmisión.

CAPITULO VIII.2 : SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

Artículo 170 El Régimen Tarifario del Servicio Público de Transmisión de Electricidad establece las reglas relativas a los procedimientos, metodologías, fórmulas, estructuras, opciones, valores y, en general, a todos los aspectos que determinan las tarifas. El régimen tarifario se aplica tanto para las instalaciones existentes del sistema de transmisión, como para las nuevas instalaciones que se incorporen.

Artículo 171 Las pérdidas de transmisión se determinarán y aplicarán a los usuarios de acuerdo a lo establecido en las reglas para el mercado mayorista de electricidad y los factores de pérdida deberán ser incluidos en el pliego tarifario de la transmisión.

Artículo 172 La Empresa de Transmisión deberá presentar, para aprobación de la ASEP, pliegos tarifarios de aplicación a los usuarios del sistema de transmisión de su propiedad siguiendo las metodologías, fórmulas y valores señalados en este Reglamento.

Artículo 173 La parte del equipamiento de conexión compuesto por aquellas líneas, equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares, que son necesarios para materializar la vinculación eléctrica de un usuario con el Sistema Principal de Transmisión, sólo podrá ser asignado como parte del Sistema Principal de Transmisión cuando sea usado por más de un usuario, y siempre que dicha asignación esté debidamente justificada en función al uso de dicho equipamiento en la red de transmisión.

Artículo 174 Los cargos por uso y conexión del sistema de transmisión, y el cargo por el servicio de operación integrada serán aplicados a los usuarios directos e indirectos del sistema de transmisión o de un equipamiento de la red de transmisión perteneciente a un usuario. Para tales efectos se deben tener las siguientes consideraciones:

- a) Cuando el usuario sea un distribuidor con una planta de generación propia con una capacidad instalada mayor a 5 MW vinculado eléctricamente a la Empresa de Transmisión Eléctrica a través de las instalaciones propias o de otros Usuarios o de otro Prestador del Servicio Público de Transmisión y que participe en el Mercado Mayorista de Electricidad con ventas en el Mercado Ocasional (sea ésta propia o de generadores, Autogeneradores y Cogeneradores que le vendan directamente su producción), asumirá los cargos que le correspondan como distribuidor y los asociados a esa generación.
- b) Cuando el usuario sea un generador, autogenerador o cogenerador con una capacidad instalada mayor a 5 MW vinculado eléctricamente a la Empresa de Transmisión Eléctrica a través de las instalaciones de otros Usuarios o de otro Prestador del Servicio Público de Transmisión y que participe en el Mercado Mayorista de Electricidad con ventas en el Mercado Ocasional, asumirá los cargos asociados a la generación considerada.
- c) Cuando el usuario sea un generador, autogenerador, cogenerador o un distribuidor que haya instalado un grupo de plantas de generación conectadas en un mismo punto en la red de transmisión con una capacidad individual menor a 5 MW, se tomará en consideración la suma de la capacidad del grupo.
- d) Cuando un cargo ha sido asignado a un usuario vinculado eléctricamente a la Empresa de Transmisión Eléctrica a través de las instalaciones de otros Usuarios o de otro Prestador del Servicio Público de Transmisión estos últimos no deberán tener ningún cargo asociado a dicho uso.
- e) Cuando el usuario sea un distribuidor con una planta de generación propia vinculado eléctricamente a la Empresa de Transmisión Eléctrica a través de instalaciones propias o de otros Usuarios o de otro Prestador del Servicio Público de Transmisión, que participe en el Mercado Mayorista de Electricidad con ventas en el Mercado Ocasional y que se autodespache, no pagará el cargo por el servicio de operación integrada.

CAPITULO VIII.3: RED DE TRANSMISIÓN ELECTRICA. EQUIPAMIENTO DE LOS USUARIOS.

Artículo 175 Cuando un generador, cogenerador o autogenerador esté conectado en cualquier tensión a la red de un distribuidor, o a otro generador, cogenerador o autogenerador o Gran Cliente conectado al Sistema Principal de Transmisión, el propietario de la red tendrá asignado un ingreso y se establecerá un cargo por uso de redes de acuerdo a lo establecido en el presente Reglamento. Este cargo al generador, cogenerador o autogenerador puede ser nulo en caso de que el incremento de flujo de carga producido por el usuario reduzca el flujo en la red del distribuidor y será independiente y adicional del que le corresponda si es usuario del sistema de transmisión

Artículo 176 Cuando un distribuidor esté conectado a un generador, a un cogenerador, a un autogenerador o Gran Cliente conectado al Sistema Principal de Transmisión, el propietario de la red tendrá asignado un ingreso y se establecerá un cargo por uso de redes de acuerdo a lo establecido en el presente Reglamento. Este cargo al distribuidor será independiente y adicional del que le corresponda si es usuario del sistema de transmisión.

Artículo 177 Cuando un distribuidor esté conectado a la red de otro distribuidor, se establecerá un cargo por uso de redes de acuerdo a la metodología establecida en el Régimen Tarifario de Distribución y Comercialización vigente.

Artículo 178 Cada usuario cuya red es usada por otro usuario en los términos del presente Capítulo deberá presentar, para aprobación de la ASEP, pliegos tarifarios de aplicación a sus usuarios siguiendo las metodologías, fórmulas y valores señalados en este Reglamento.

TITULO IX: PROCEDIMIENTO TARIFARIO POR EL USO Y CONEXIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

CAPITULO IX.1 : DETERMINACIÓN DE COSTOS EFICIENTES

SECCIÓN IX.1.1 : COSTOS EFICIENTES DE ADMINISTRACIÓN OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Artículo 179 Se seleccionará una o más empresas comparadoras con el fin de medir la eficiencia en la gestión de la Empresa de Transmisión, tal como lo establece el Artículo 96 del Texto Único de la Ley 6. Se definirán indicadores para la o las empresas comparadoras llamados Comparadores. Los Comparadores serán parte de los elementos para el cálculo del Ingreso Máximo Permitido de la Empresa de Transmisión. Los Indicadores que se aplican en un Periodo Tarifario permanecerán vigentes en los siguientes periodos tarifarios hasta que no haya indicaciones fehacientes de que se deben modificar, en cuyo caso se deberá efectuar un nuevo análisis de los mismos.

Artículo 180 Los indicadores de costos eficientes para el Sistema Principal de Transmisión y para el de Conexión utilizados para calcular el Ingreso Máximo Permitido de la Empresa de Transmisión son:

- a) Costos de operación y mantenimiento como porcentaje del activo fijo bruto eficiente del sistema principal de transmisión y de conexión, ($OMT\%^{M*}$), calculados sobre la base de los respectivos costos de la o las Empresas Comparadoras.
- b) Los costos de administración como porcentaje del activo fijo bruto eficiente del sistema principal de transmisión y de conexión, ($ADMT\%^{M*}$), calculados sobre la base de los respectivos costos de la o las Empresas Comparadoras.

Artículo 181 Los indicadores $OMT\%^{M*}$ y $ADMT\%^{M*}$ de la o las Empresas Comparadoras permanecerán constantes a lo largo de todo el período tarifario.

Artículo 182 Los activos eficientes para el cálculo de los costos de operación, mantenimiento y administración serán determinados a partir del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de los activos del sistema principal de transmisión y de conexión.

SECCIÓN IX.1.2 : COSTOS EFICIENTES DE LOS ACTIVOS DEL SISTEMA PRINCIPAL O DE LOS ACTIVOS DE CONEXIÓN NO EJECUTADOS POR ACUERDO ENTRE PARTES

Artículo 183 Los costos que se podrán activar para cada activo del Sistema de Transmisión a partir de la aplicación del presente Reglamento serán:

- a) Los costos obtenidos a través de un proceso de libre competencia que se consideren eficientes.
- b) Los costos regulados como eficientes por la ASEP para aquellas actividades realizadas por ETESA, como son: Diseño, Ingeniería, Administración e Inspección. Considerándose los siguientes parámetros para determinar los costos eficientes:
 - (i) Diseño: 3 % del costo base del equipamiento.
 - (ii) Ingeniería: 4 % del costo base del equipamiento.
 - (iii) Administración: 4 % del costo base del equipamiento.
 - (iv) Inspección: 5 % del costo base del equipamiento.
- c) Los costos de Indemnización por Servidumbres y por Mitigación del Impacto Ambiental.
- d) Los costos adicionales justificados.

CAPITULO IX.2 : INGRESOS PERMITIDOS POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN

Artículo 184 El ingreso permitido para la Empresa de Transmisión en el período tarifario, tiene en cuenta las actividades realizadas por la Empresa de Transmisión, que no correspondan a las actividades asignadas en el Texto Único de la Ley 6 (actividades no reguladas). De existir tales actividades que utilicen algunos activos de transmisión para otros fines, la Empresa de Transmisión deberá cumplir con lo siguiente:

- a) Establecer un acuerdo de uso o contrato de acceso entre ETESA y la empresa que hará uso de la infraestructura, el cual debe estar basado conforme lo dispuesto en los Decretos Ejecutivos No.138 de 15 de junio de 1998 por el cual se dictan las normas para la utilización de instalaciones dedicadas a la prestación de servicios públicos de telecomunicaciones, radio y televisión y el Decreto No. 23 relativo al uso de instalaciones de electricidad o cualquier otra reglamentación que surja al respecto.
- b) El acuerdo de uso deberá indicar como mínimo:
 - (i) Identificación del solicitante del servicio público y sus antecedentes que aseguren la solvencia de su servicio y compromisos.
 - (ii) Infraestructura a la que se requiere tener acceso.
 - (iii) Servicio que se prestará.
 - (iv) Descripción del equipamiento que utilizará para el acceso y uso compartido.
 - (v) La desconexión del servicio si las operaciones del cliente afectan negativamente o ponen en riesgo la calidad del servicio de ETESA.

- (vi) Precio que pagará el usuario por el uso compartido de la infraestructura. Este precio debe reflejar los costos de operación y mantenimiento y otros costos ocasionados por la introducción de otro operador en el uso de una determinada infraestructura, un margen de rentabilidad razonable acorde al servicio prestado y riesgos asumidos.
- c) Registrar el acuerdo del uso de la infraestructura de transmisión en la ASEP.
- d) ETESA no podrá dar acceso a la infraestructura si los estudios muestran que el servicio solicitado afecta las exigencias técnicas, de operación, administrativas y de seguridad y ambientales que se encuentren establecidas en el presente Reglamento de Transmisión y demás disposiciones legales vigentes.

Estos ingresos por actividades que utilicen algunos activos de transmisión para fines no regulados se considerarán parte del ingreso que perciba como una deducción en los requerimientos de Ingreso para la actividad regulada. Se tomarán en cuenta los ingresos por servicios de fibra óptica, una vez descontado el 10% de los ingresos que se destinarán a la Caja de Seguro Social según lo dispuesto en la Ley 51 de 27 de diciembre de 2005.

El valor del activo permitido que se asigna al servicio público de transmisión será determinado multiplicando el valor de todos los activos utilizados para actividades reguladas por un factor de ajuste según la siguiente fórmula:

$$FAACTST = (IPT / (IPT + 0.8INR))$$

Donde:

FAACTST: es el factor de ajuste.

IPT: el ingreso máximo permitido que tendría la Empresa de Transmisión con los activos totales en el caso de realizar sólo la actividad de transmisión sea de conexión (IPC) o del sistema principal (IPSP).

INR: el ingreso neto que derivaría de la utilización de las instalaciones de transmisión para actividades no reguladas en el período.

Previa solicitud justificada de ETESA se podrá modificar el factor que multiplica a los INR.

A partir del cálculo del factor de ajuste se deberá realizar el ajuste de los activos a asignar a la actividad de transmisión tomando en cuenta la siguiente fórmula:

$$ACTST = ACT * FAACTST$$

Donde:

ACTST: Valor ajustado de los activos ya sea del sistema principal o de conexión, según corresponda.

ACT: En cada caso los valores corresponderán al valor de los activos fijos brutos y netos utilizados para actividades reguladas sean de conexión o del sistema principal.

Con el valor de los activos brutos y netos ajustados finalmente se evaluarán los ingresos máximos permitidos de la actividad de transmisión.

Artículo 185 El Ingreso Permitido por la actividad de Transmisión en el periodo tarifario se determinará contemplando, por un lado, los activos del Sistema Principal y de Conexión existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y por el otro las inversiones efectivamente realizadas durante el periodo tarifario.

Así resultará:

$$\begin{aligned} IPT &= IPSP + IPC \\ IPSP &= IPSPE + IPSPA \end{aligned}$$

IPT: es el valor presente de los ingresos máximos permitidos de cada año (j) de la Empresa de Transmisión en el período tarifario.

IPSP: es el valor presente de los ingresos máximos permitidos de cada año (j) para cubrir los costos del sistema principal de transmisión en el período tarifario.

IPC: es el valor presente de los ingresos máximos permitidos para cada año (j), para cubrir los costos de conexión al sistema de transmisión en el período tarifario

IPSPE: Es valor presente de los Ingresos Máximos Permitidos de cada año (j), para cubrir los costos del sistema principal de transmisión existente al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior.

IPSPA: Es valor presente de los Ingresos Máximos Permitidos de cada año (j), para cubrir los costos de los activos del sistema principal de transmisión efectivamente incorporados durante el periodo tarifario. En oportunidad del estudio tarifario este valor se determinará, en forma preliminar como el IPSPApre, usando la misma metodología que se establece en el artículo 186 B, tomando como referencia los activos a incorporar según el Plan de Expansión aprobado. Sobre el IPSPApre no se calculará la Tarifa ya que es un valor indicativo.

SECCIÓN IX.2.1 : INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN.

Artículo 186 Ingreso Máximo Permitido para cubrir los costos del Sistema Principal de Transmisión.

El Ingreso Máximo Permitido a reconocer a la Empresa de Transmisión para cubrir los costos del sistema principal de transmisión en el año tarifario (j) se compondrá de dos términos, a saber:

IPSPEj: Ingreso Máximo Permitido, para el año tarifario (j) asociado con la base de capital de los activos existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior

IPSPA_j: Ingreso Máximo Permitido, para el año tarifario (j), asociado con la base de capital de los activos realmente incorporados entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, al IPSPA_j correspondiente al primer año tarifario de cada periodo tarifario, y solo para ese año dentro del periodo, se deberá agregar el IPSPA de los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario anterior al analizado. Este último término es un arrastre de un IPSPA no reconocido en el periodo tarifario anterior.

Artículo 186 A: Ingreso Máximo Permitido para cubrir costos del sistema principal de transmisión existente.

El cálculo del Ingreso Máximo Permitido, para el año calendario (i), asociado a los activos existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior (IPSPE_i) se realizará de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$\text{IPSPE}_i = \text{IPSPEGyDi} + \text{IPSPED}_i$$

Donde:

$$\text{IPSPEGyDi} = \text{ADMSPEGyD} + \text{OMSPEGyD} + \text{ACTBSPEGyDi} * \text{DEP}\% + \text{ACTBNEEGyDi} * \text{DEP}\% + (\text{ACTNSPEGyDi} + \text{ACTNNEEGyDi}) * \text{RRT} + \text{CEyCGCGyDi}$$

$$\text{IPSPED}_i = \text{ADMSPED} + \text{OMSPED} + \text{ACTBSPED}_i * \text{DEP}\% + \text{ACTBNEED}_i * \text{DEP}\% + (\text{ACTNSPED}_i + \text{ACTNNEED}_i) * \text{RRT} + \text{CEyCGCD}_i$$

IPSPE_i: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos del Sistema Principal de transmisión en el año calendario (i), considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior. Si bien los activos son los mismos para cada año (i) el IPSPE_i resultante será distinto. Se calculará una sola vez al momento de determinar las tarifas para el periodo tarifario.

IPSPEGyDi: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos del Sistema Principal de transmisión en el año calendario (i), considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior asignados a la Generación y a la Demanda. Se calculará una sola vez al momento de determinar las tarifas para el periodo tarifario.

IPSPED_i: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos del Sistema Principal de transmisión en el año calendario (i), considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior asignados totalmente a la Demanda. Se calculará una sola vez al momento de determinar las tarifas para el periodo tarifario.

En atención a que en la revisión tarifaria correspondiente al periodo tarifario de julio 2017 a junio 2021 se ha atrasado, y se conoce la terminación y entrada en operación de la Tercera Línea, ésta se considerará en el cálculo del IPSPED_i como existente, asignada a la Demanda.

ADMSPEGyD: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos de Administración, del Sistema Principal de transmisión y activos No Eléctricos asociados, de un año calendario, considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados a la Generación y a la Demanda. Se calculará una sola vez al momento de determinar las tarifas para el periodo tarifario y resultará el mismo valor para cada año calendario. Se obtiene de:

$$ADMSPEGyD = (ACTSPEGyDef + ACTNEEGyDef) * ADMT\%M^*$$

OMSPEGyD: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos de Operación y Mantenimiento del sistema principal de transmisión y activos No Eléctricos asociados, de un año calendario, considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados a la Generación y a la Demanda. Se calculará una sola vez al momento de determinar las tarifas para el periodo tarifario y resultará el mismo valor para cada año calendario. Se obtiene de:

$$OMSPEGyD = (ACTSPEGyDef + ACTNEEGyDef) * OMT\%M^*$$

ACTSPEGyDef: es el valor nuevo de reemplazo de los activos fijos eficientes del sistema principal de transmisión, existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, y que son asignados a la Generación y a la Demanda.

ACTNEEGyDef: es el valor nuevo de reemplazo de los activos No Eléctricos eficientes, existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, y que son asignados a la Generación y a la Demanda. Se calcula, para cada año calendario como:

$$ACTNEEGyDef = \%NE * ACTSPEGyDef$$

El porcentaje %NE, con un valor tope del 10%, se obtendrá de la relación entre el valor bruto de los Activos No Eléctricos con respecto al valor bruto de los Activos Eléctricos según los registros contables del último ejercicio económico aprobado de la Empresa de Transmisión.

ACTBSPEGyDi: es el valor bruto contable de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores brutos ACTBSPEGyDi(l) de cada componente (l) del sistema principal de transmisión considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, que son asignados a la Generación y a la Demanda, y que no se encuentren totalmente depreciados al comienzo del año calendario (i).

ACTBNEEGyDi: es el valor bruto contable de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTBNEEGyDi(l) correspondientes a cada componente (l) de los activos No Eléctricos, considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, que son asignados a la Generación y a la Demanda, y que no se encuentren totalmente depreciados al comienzo del año (i).

El porcentaje (%NE) obtenido de la relación entre el valor bruto de los Activos No Eléctricos con respecto al valor bruto de los Activos Eléctricos según los registros contables, considerando para ambos solo los activos existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, no deberá superar un valor tope del 10%. En caso de superarlo se ajustará el valor del ACTBNEEGyDi tal que el porcentaje resultante sea el 10%.

ACTNSPEGyDi es el valor neto contable para el año calendario (i) de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNSPEGyDi(l) correspondientes a cada componente (l) del sistema principal de transmisión considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados a la Generación y a la Demanda.

ACTNNEEGyDi: es el valor neto contable para el año calendario (i) de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNNEEGyDi(l) correspondientes a cada componente (l) de los activos No Eléctricos considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados a la Generación y a la Demanda. En caso que se haya ajustado el valor del ACTBNEEGyDi por exceder el porcentaje del 10%, el mismo porcentaje de ajuste se aplicará a ACTNNEEGyDi.

DEP%: Es la tasa lineal de depreciación en la vida útil del activo. Su valor dependerá del tipo de activo (sistema principal o No Eléctricos) pudiendo variar incluso dentro de ellos.

RRT: Es la tasa de rentabilidad regulada de la Empresa de Transmisión según lo establece el Artículo 96 del Texto Único de la Ley 6.

CEyCGCGyDi y CEyCGCDi: Estos términos considerarán, para cada año calendario i, los costos de los estudios que la Empresa de Transmisión debe contratar para desarrollar, cada cuatro años el PEST, según lo establecido en el Artículo 64 de este Reglamento; más los costos que se generen producto de la gestión de compra de suministro de energía y potencia para los agentes del mercado. En el caso de los costos necesarios para desarrollar el PEST cada cuatro años, estos deberán ser asignados, por partes iguales, en los años calendarios 2, 3 y 4 del periodo tarifario, de tal manera que el total sea luego trasladado a los Ingresos Permitidos por año tarifario. Estos costos se establecerán en el estudio tarifario y los mismos quedarán fijos durante el periodo tarifario.

El total de costos determinados por este concepto debe asignarse a la Generación y Demanda (CEyCGCGyDi) y solo a la Demanda (CEyCGCDi), en las proporciones que, en oportunidad de cada revisión tarifaria, dispondrá la ASEP.

ADMSPED: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos de Administración, del Sistema Principal de transmisión y activos No Eléctricos asociados, en un año calendario, considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados totalmente a la Demanda. Se calculará una sola vez al momento de determinar las tarifas para el periodo tarifario y resultará el mismo valor para cada año calendario. Se obtiene de:

$$\text{ADMSPED} = (\text{ACTSPEDef} + \text{ACTNEEDef}) * \text{ADMT}\%M^*$$

OMSPED: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos de Operación y Mantenimiento del sistema principal de transmisión y activos No Eléctricos asociados, en un año calendario, considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados totalmente a la Demanda. Se calculará una sola vez al momento de determinar las tarifas para el periodo tarifario y resultará el mismo valor para cada año calendario. Se obtiene de:

$$\text{OMSPED} = (\text{ACTSPEDef} + \text{ACTNEEDef}) * \text{OMT}\%M^*$$

ACTSPEDef: es el valor nuevo de reemplazo de los activos fijos eficientes del sistema principal de transmisión, existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, y que son asignados totalmente a la Demanda.

ACTNEEDef: es el valor nuevo de reemplazo de los activos No Eléctricos eficientes, existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, y que son asignados totalmente a la Demanda. Se calcula, para cada año calendario como:

$$\text{ACTNEEDef} = \%NE * \text{ACTSPEDef}$$

El porcentaje %NE, con un valor tope del 10%, se obtendrá de la relación entre el valor bruto de los Activos No Eléctricos con respecto al valor bruto de los Activos Eléctricos según los registros contables del último ejercicio económico aprobado de la Empresa de Transmisión.

ACTBSPEDi: es el valor bruto contable de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores brutos ACTBSPED (l) de cada componente (l) del sistema principal de transmisión considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, que son asignados totalmente a la Demanda. Todos ellos siempre que no se encuentren totalmente depreciados al comienzo del año (i).

ACTBNEEDi: es el valor bruto contable de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTBNEEDi(l) correspondientes a cada componente (l) de los activos No Eléctricos, considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, que son asignados totalmente a la Demanda. Todos ellos siempre que no se encuentren totalmente depreciados al comienzo del año calendario (i). El porcentaje (%NE) obtenido de la relación entre el valor bruto de los Activos No Eléctricos con respecto al valor bruto de los Activos Eléctricos según los registros contables, considerando para ambos solo los activos existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, que son asignados totalmente

a la Demanda no deberá superar un valor tope del 10%. En caso de superarlo se ajustará el valor del ACTBNEEDi tal que el porcentaje resultante sea el 10%.

ACTNSPEDI es el valor neto contable para el año calendario (i) de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNSPEDI(l) correspondientes a cada componente (l) del sistema principal de transmisión considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados totalmente a la Demanda.

ACTNNEEDi: es el valor neto contable para el año calendario (i) de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNNEEDi(l) correspondientes a cada componente (l) de los activos No Eléctricos considerando solo los activos Existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior y que son asignados totalmente a la Demanda. En caso que se haya ajustado el valor del ACTBNEEDi por exceder el porcentaje del 10%, el mismo porcentaje de ajuste se aplicará a ACTNNEEDi.

De darse la construcción de activos por mecanismos de financiamiento no convencionales, se evaluará el procedimiento necesario para incorporarlo en el cálculo.

Los activos a considerar en cada año calendario (i) serán los existentes considerando criterios de eficiencia.

A partir de los valores del Ingreso Máximo Permitido, por año calendario (i), asociados con la base de capital de los activos existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, tanto asignados a la Generación y a la Demanda (IPSPEGyDi) como totalmente a la demanda (IPSPEDI), resultarán los respectivos valores por año tarifario (j) a partir de:

$$\text{IPSPEGyDj} = (\text{IPSPEGyDi} + \text{IPSPEGyDi-1})/2$$

$$\text{IPSPEDj} = (\text{IPSPEDi} + \text{IPSPEDi-1})/2 + \text{CTPRj}$$

Siendo:

CTPRj: Es el Crédito Temporal Parcial por Restricción asignado totalmente a la demanda en el año tarifario (j). Aplica solo para el periodo tarifario entre el 01 de julio de 2017 y el 30 de junio de 2021. Tiene relación única y exclusivamente con una porción de los costos por generación obligada y por generación desplazada que ha debido afrontar la Empresa de Transmisión a consecuencia de la demora en la entrada en servicio de la Tercera Línea de Transmisión. La ASEP determinará, en oportunidad de la revisión tarifaria, los montos a incluir, los periodos tarifarios en los cuales será devuelto dicho crédito y la tasa de interés anual a reconocer.

Donde para un año tarifario (j) los años (i) e (i-1) son los años calendarios abarcados por tal año tarifario (j) que va del 1 de julio del año (i-1) al 30 de junio del año (i).

A partir de ellos se determinará el Valor Presente Neto de cada uno IPSPEGyD e IPSPED para todo el periodo tarifario, así como un valor anual a partir de la anualización de los mismos (IPSPEGyDja e IPSPEDja).

En oportunidad de cada revisión tarifaria deberá presentarse el Ingreso Máximo Permitido por los activos existentes desagregado en IPSPEGyD e IPSPED y también por nivel de tensión.

El ingreso máximo permitido a la Empresa de Transmisión asociado a los costos de los activos existentes del sistema principal de transmisión se recuperará mediante el cargo por el uso del sistema principal de transmisión aplicando la tarifa correspondiente.

Artículo 186 B: Ingreso Máximo Permitido para cubrir los costos de los activos reales que han entrado en operación a partir del 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior.

El Ingreso Máximo Permitido, para el año tarifario (j), correspondiente a las inversiones realmente incorporadas entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior resultará de:

$$IPSPA_j = IPSPAGyD_j + IPSPAD_j + \Delta IPSPAGyD_j + \Delta IPSPAD_j$$

Donde:

$$IPSPAGyD_j = ADMSPAGyD_j + OMSPAGyD_j + ACTBSPAGyD_j * DEP\% + ACTBNEAGyD_j * DEP\% + (ACTNSPAGyD_j + ACTNNEAGyD_j) * RRT + CAGyD_j$$

$$IPSPAD_j = ADMSPAD_j + OMSPAD_j + ACTBSPAD_j * DEP\% + ACTBNEAD_j * DEP\% + (ACTNSPAD_j + ACTNNEAD_j) * RRT + CAD_j$$

$$\Delta IPSPAGyD_j = \Delta ADMSPAGyD_j + \Delta OMSPAGyD_j + \Delta ACTBSPAGyD_j * DEP\% + \Delta ACTBNEAGyD_j * DEP\% + (\Delta ACTNSPAGyD_j + \Delta ACTNNEAGyD_j) * RRT$$

$$\Delta IPSPAD_j = \Delta ADMSPAD_j + \Delta OMSPAD_j + \Delta ACTBSPAD_j * DEP\% + \Delta ACTBNEAD_j * DEP\% + (\Delta ACTNSPAD_j + \Delta ACTNNEAD_j) * RRT$$

IPSPA_j: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos del Sistema Principal de transmisión en el año tarifario (j) del actual periodo tarifario, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, al IPSPA_j correspondiente al primer año tarifario de cada periodo tarifario, y solo para ese primer año dentro del periodo, se deberá agregar los costos asociados con los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior. Este último término es un arrastre del periodo tarifario anterior debido a

costos no reconocidos. Se calculará al menos con tres meses de anticipación al inicio del año tarifario (j).

IPSPAGyDj: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos del Sistema Principal de transmisión en el año tarifario (j) del actual periodo tarifario, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que sean asignados a la Generación y a la Demanda. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, al IPSPAGyDj correspondiente al primer año tarifario de cada periodo tarifario, y solo para ese primer año dentro del periodo, se deberá agregar el IPSPAGyD de los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior. Este último término es un arrastre del periodo tarifario anterior debido a costos no reconocidos.

IPSPADj: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos del Sistema Principal de transmisión en el año tarifario (j) del actual periodo tarifario, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que sean asignados totalmente a la Demanda. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, al IPSPADj correspondiente al primer año tarifario de cada periodo tarifario, y solo para ese primer año dentro del periodo, se deberá agregar el IPSPAD de los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior. Este último término es un arrastre del periodo tarifario anterior debido a costos no reconocidos.

Δ IPSPAGyDj: es el valor del Ingreso Permitido a asignar al año tarifario (j), para cubrir los costos de aquellos activos del Sistema Principal de Trasmisión y activos No Eléctricos asociados, que hayan ingresado entre el 01 de Enero del año tarifario (j-2) y el 31 de diciembre del año tarifario (j-1), que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda, y por el periodo que media entre su fecha de ingreso y el 30 de Junio del año tarifario anterior (j-1). A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, al Δ IPSPAGyDj correspondiente al primer año tarifario de cada periodo tarifario, y solo para ese primer año dentro del periodo, se deberá agregar el Δ IPSPAGyDj de los activos ingresados entre el 01 de Enero del año tarifario (j-2) y el 31 de diciembre del año tarifario (j-1), que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda y por el periodo que media entre su fecha de ingreso y el 30 de Junio del año tarifario anterior (j-1). Este último término es un arrastre del periodo tarifario anterior debido a costos no reconocidos.

Este adicional será actualizado entre su fecha de ingreso y el 30 de Junio del año tarifario anterior (j-1), utilizando una tasa mensual proporcional a la Tasa de Interés (TI%).

TI% será una tasa de interés anual promedio de los seis meses anteriores a la fecha del cálculo del IPSPA que estén disponibles, publicados por la Superintendencia de Bancos para los préstamos comerciales de la banca local y extranjera a un (1) año en el país.

Δ IPSPADj : es el valor del Ingreso Permitido a asignar al año tarifario (j), para cubrir los costos de aquellos activos del Sistema Principal de Trasmisión y activos No Eléctricos asociados, que hayan ingresado entre el 01 de Enero del año tarifario (j-2) y el 31 de diciembre del año tarifario (j-1), que hayan sido asignados totalmente a la Demanda, y por el periodo que media entre su fecha de ingreso

y el 30 de Junio del año tarifario anterior (j-1). A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, al Δ IPSPAGyDj correspondiente al primer año tarifario de cada periodo tarifario, y solo para ese primer año dentro del periodo, se deberá agregar el Δ IPSPAGyDj de los activos ingresados entre el 01 de Enero del año tarifario (j-2) y el 31 de diciembre del año tarifario (j-1), que hayan sido asignados totalmente a la Demanda y por el periodo que media entre su fecha de ingreso y el 30 de Junio del año tarifario anterior (j-1). Este último término es un arrastre del periodo tarifario anterior debido a costos no reconocidos.

Este adicional será actualizado entre su fecha de ingreso y el 30 de Junio del año tarifario anterior (j-1), utilizando una tasa mensual proporcional a la Tasa de Interés (TI%).

TI% será una tasa de interés anual promedio de los seis meses anteriores a la fecha del cálculo del IPSPA que estén disponibles, publicados por la Superintendencia de Bancos para los préstamos comerciales de la banca local y extranjera a un (1) año en el país.

En atención a que la Tercera Línea de Transmisión se ha considerado como activo existente, esta no debe ser incluida en el cálculo de las inversiones adicionales (IPSPADi).

Todas las nuevas inversiones se asignarán totalmente a la demanda, excepto las correspondientes a Planta General, comunicaciones y aquellas que sean ampliaciones o repotenciaciones de activos existentes, las cuales se asignarán a Generación y Demanda en la misma proporción utilizada en el cálculo de los cargos de transmisión.

CAGyDj y CADj: Son los costos de generación obligada u otros costos adicionales del Mercado Mayorista de Electricidad relacionados a la aplicación del criterio de seguridad n-1 adoptado en el Artículo 89 de este Reglamento, que se hayan dado entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior, que fueron requeridos cuando el equipamiento de transmisión eficiente estaba indisponible y cumplió con los niveles de confiabilidad establecidos.

Solo se trasladará este costo a la tarifa cuando la restricción es causada por la ausencia de una línea de transmisión cuyo diferimiento fue programado de esa forma por considerarse que económicamente era mejor y esta haya sido previamente autorizada por la ASEP.

La Empresa de Transmisión deberá presentar los cálculos que los determinaron.

Adicionalmente se incluyen los costos de libranzas asociados, sobrecostos de operación en la construcción de los proyectos definidos y aprobados en el Plan de Expansión hasta un valor máximo y que hayan sido realmente incurridos. Este valor máximo es el que fue considerado por la Empresa de Transmisión como tal, en la evaluación económica de la alternativa de expansión de transmisión que resultó elegida. En tal sentido dichos costos deberán ser identificados por la Empresa de Transmisión en el Plan de Expansión anualmente.

El total de costos incurridos para este concepto, debe ser distribuido entre la Generación y Demanda (CAGyD j) y la Demanda (CADj), en las proporciones que determine la ASEP.

ADMSPAGyDj: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos de Administración, del Sistema Principal de transmisión y activos No Eléctricos asociados, correspondientes al año tarifario

j, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, al ADMSPAGyDj correspondiente al primer año tarifario de cada periodo tarifario, y solo para ese primer año dentro del periodo, se deberá agregar el ADMSPAGyD de los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda. Este último término es un arrastre de un ADMSPAGyD no reconocido en el periodo tarifario anterior. Se obtiene de:

$$\text{ADMSPAGyDj} = (\text{ACTSPAGyDefi} + \text{ACTNEAGyDefi}) * \text{ADMT}\%M^*$$

OMSPAGyDj: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos de Operación y Mantenimiento del sistema principal de transmisión y activos No Eléctricos asociados, correspondientes al año tarifario j, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, al OMSPAGyDj correspondiente al primer año tarifario de cada periodo tarifario, y solo para ese primer año dentro del periodo, se deberá agregar el OMSPAGyD de los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior. Este último término es un arrastre de un OMSPAGyD no reconocido en el periodo tarifario anterior. Se obtiene de:

$$\text{OMSPAGyDj} = (\text{ACTSPAGyDefj} + \text{ACTNEAGyDefj}) * \text{OMT}\%M^*$$

ACTSPAGyDefj: es el valor nuevo de reemplazo de los activos fijos eficientes del sistema principal de transmisión, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda.

ACTNEAGyDefj: es el valor nuevo de reemplazo de los activos No Eléctricos eficientes del sistema principal de transmisión, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda. Se calcula, para cada año tarifario como:

$$\text{ACTNEAGyDefj} = \%NE * \text{ACTSPAGyDefj}$$

El porcentaje %NE, con un valor tope del 10%, se obtendrá de la relación entre el valor bruto de los Activos No Eléctricos con respecto al valor bruto de los Activos Eléctricos según los registros contables del último ejercicio económico aprobado de la Empresa de Transmisión. De no disponerse de los registros contables aprobados del último ejercicio podrá utilizarse, para la determinación del (%NE) información oficial certificada de la Empresa de Transmisión o los valores equivalentes del VNR para ambos tipos de activos, determinados en oportunidad del estudio tarifario.

ACTBSPAGyDj: es el valor bruto de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores brutos ACTBSPAGyDj(l) de cada componente (l) del sistema principal de transmisión, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, se deberá agregar un cargo por depreciación, y solo para ese primer año dentro del periodo, correspondiente a los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda. Este último término es un arrastre de un cargo por depreciación anual no reconocido en el periodo tarifario anterior.

ACTBNEAGyDj: es el valor bruto de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTBNEAGyDj(l) correspondientes a cada componente (l) de los activos No Eléctricos, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que sean asignados a la Generación y a la Demanda. El porcentaje (%NE) obtenido de la relación entre ACTBNEAGyDj con respecto a ACTBSPAGyDj, no deberá superar un valor tope del 10%. En caso de superarlo se ajustará el valor del ACTBNEAGyDj tal que el porcentaje resultante sea el 10%. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, se deberá agregar un cargo por depreciación, y solo para ese primer año dentro del periodo, correspondiente a los activos No Eléctricos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda. Este último término es un arrastre de un cargo por depreciación anual no reconocido en el periodo tarifario anterior.

ACTNSPAGyDj es el valor neto para el año tarifario (j) de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNSPEGyDj(l) correspondientes a cada componente (l) del sistema principal de transmisión, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que sean asignados a la Generación y a la Demanda. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, se deberá agregar un cargo por rentabilidad, y solo para ese primer año dentro del periodo, correspondiente a los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda. Este último término es un arrastre de un cargo por rentabilidad anual no reconocido en el periodo tarifario anterior.

ACTNNEAGyDj: es el valor neto para el año tarifario (j) de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNNEAGyDj(l) correspondientes a cada componente (l) de los activos No Eléctricos considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda. En caso que se haya ajustado el valor del ACTBNEAGyDj por exceder el porcentaje del 10%, el mismo porcentaje de

ajuste se aplicará a ACTNNEAGyDj. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, se deberá agregar un cargo por rentabilidad, y solo para ese primer año dentro del periodo, correspondiente a los activos no eléctricos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior. Este último término es un arrastre de un cargo por rentabilidad anual no reconocido en el periodo tarifario anterior.

Los distintos componentes necesarios para el cálculo de los adicionales Δ IPSPAGyDj se determinarán en forma similar a los correspondientes de IPSPAGyDj contemplando los activos del Sistema Principal de Transmisión y activos No Eléctricos asociados, que hayan ingresado entre el 01 de Enero del año tarifario (j-2) y el 31 de diciembre del año tarifario (j-1) y que hayan sido asignados a la Generación y a la Demanda, y por el periodo que media entre su fecha de ingreso y el 30 de Junio del año tarifario anterior (j-1) y proporcionándolos a la longitud de periodo.

ADMSPADj: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos de Administración, del Sistema Principal de transmisión y activos No Eléctricos asociados, correspondientes al año tarifario j, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados totalmente a la Demanda. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, al ADMSPADj correspondiente al primer año tarifario de cada periodo tarifario, y solo para ese primer año dentro del periodo, se deberá agregar el ADMSPAD de los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior. Este último término es un arrastre de un ADMSPAD no reconocido en el periodo tarifario anterior. Se obtiene de:

$$\text{ADMSPADj} = (\text{ACTSPADefj} + \text{ACTNEADefj}) * \text{ADMT}\%M^*$$

OMSPADj: es el valor del Ingreso Permitido para cubrir los costos de Operación y Mantenimiento del sistema principal de transmisión y activos No Eléctricos asociados, correspondientes al año tarifario j, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados totalmente a la Demanda. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, al OMSPADj correspondiente al primer año tarifario de cada periodo tarifario, y solo para ese primer año dentro del periodo, se deberá agregar el OMSPAD de los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior. Este último término es un arrastre de un OMSPAD no reconocido en el periodo tarifario. Se obtiene de:

$$\text{OMSPADj} = (\text{ACTSPADefj} + \text{ACTNEADefj}) * \text{OMT}\%M^*$$

ACTSPADefj: es el valor nuevo de reemplazo de los activos fijos eficientes del sistema principal de transmisión, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del

último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que sean asignados totalmente a la Demanda.

ACTNEADefj: es el valor nuevo de reemplazo de los activos No Eléctricos eficientes del sistema principal de transmisión, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados totalmente a la Demanda. Se calcula, para cada año tarifario como:

$$\text{ACTNEADefj} = \%NE * \text{ACTSPADefj}$$

El porcentaje %NE, con un valor tope del 10%, se obtendrá de la relación entre el valor bruto de los Activos No Eléctricos con respecto al valor bruto de los Activos Eléctricos según los registros contables del último ejercicio económico aprobado de la Empresa de Transmisión. De no disponerse de los registros contables aprobados del último ejercicio podrá utilizarse, para la determinación del (%NE) información oficial certificada de la Empresa de Transmisión o los valores equivalentes del VNR para ambos tipos de activos, determinados en oportunidad del estudio tarifario.

ACTBSPADj: es el valor bruto de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores brutos ACTBSPADj(l) de cada componente (l) del sistema principal de transmisión, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados totalmente a la Demanda. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, se deberá agregar un cargo por depreciación, y solo para ese primer año dentro del periodo, correspondiente a los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados totalmente a la Demanda. Este último término es un arrastre de un cargo por depreciación anual no reconocido en el periodo tarifario anterior.

ACTBNEADj: es el valor bruto de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTBNEADj(l) correspondientes a cada componente (l) de los activos No Eléctricos, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados totalmente a la Demanda. El porcentaje (%NE) obtenido de la relación entre ACTBNEADj con respecto a ACTBSPADj, no deberá superar un valor tope del 10%. En caso de superarlo se ajustará el valor del ACTBNEADj tal que el porcentaje resultante sea el 10%. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, se deberá agregar un cargo por depreciación, y solo para ese primer año dentro del periodo, correspondiente a los activos No Eléctricos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados totalmente a la Demanda. Este último término es un arrastre de un cargo por depreciación anual no reconocido en el periodo tarifario anterior.

ACTNSPADj: es el valor neto para el año tarifario (j) de los activos fijos del sistema principal de transmisión a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNSPEDj(l) correspondientes a cada componente (l) del sistema principal de transmisión, considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que sean asignados totalmente a la Demanda. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, se deberá agregar un cargo por rentabilidad, y solo para ese primer año dentro del periodo, correspondiente a los activos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido totalmente asignados a la demanda. Este último término es un arrastre de un cargo por rentabilidad anual no reconocido en el periodo tarifario anterior.

ACTNNEADj: es el valor neto para el año tarifario (j) de los activos No Eléctricos a costo original, calculado como la suma de los valores ACTNNEADj(l) correspondientes a cada componente (l) de los activos No Eléctricos considerando solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 01 de Enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido asignados totalmente a la Demanda. En caso que se haya ajustado el valor del ACTBNEADi por exceder el porcentaje del 10%, el mismo porcentaje de ajuste se aplicará a ACTNNEADj. A partir del periodo tarifario que inicia el 01 de Julio de 2021, se deberá agregar un cargo por rentabilidad, y solo para ese primer año dentro del periodo, correspondiente a los activos no eléctricos ingresados entre el 01 de Enero del último año tarifario del penúltimo periodo tarifario y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior y que hayan sido totalmente asignados a la Demanda. Este último término es un arrastre de un cargo por rentabilidad anual no reconocido en el periodo tarifario anterior.

Los distintos componentes necesarios para el cálculo de los adicionales Δ IPSPADj se determinarán en forma similar a los correspondientes de IPSPADj contemplando los activos del Sistema Principal de Trasmisión y activos No Eléctricos asociados, que hayan ingresado entre el 01 de Enero del año tarifario (j-2) y el 31 de diciembre del año tarifario (j-1) y que hayan sido asignados totalmente a la Demanda, y por el periodo que media entre su fecha de ingreso y el 30 de Junio del año tarifario anterior (j-1) y proporcionándolos a la longitud de periodo.

De darse la construcción de activos por mecanismos de financiamiento no convencionales, se evaluará el procedimiento necesario para incorporarlo en el cálculo.

Previo al inicio de cada año tarifario (j) del periodo tarifario, se determinarán los valores de los Ingresos Máximos Permitidos (IPSPAGyDj e IPSPADj), para el año tarifario (j).

En oportunidad de cada revisión tarifaria deberá presentarse el Ingreso Máximo Permitido desagregado en IPSPAGyD e IPSPAD y también por nivel de tensión.

Respecto de las inversiones en el periodo, la Empresa de Transmisión deberá presentar, en forma oportuna, la documentación que sustenta el costo de las mismas así como la certificación de que ha entrado en operación y que éstas corresponden con los proyectos aprobados oportunamente en el Plan de Expansión por la ASEP.

La Empresa de Transmisión deberá presentar los procedimientos, metodologías empleadas y cálculos realizados respecto al Ingreso Máximo Permitido por las nuevas inversiones para la aprobación de la ASEP.

Para el siguiente periodo tarifario los activos incorporados dentro del periodo actual pasarán a formar parte de los activos existentes y su tratamiento tarifario será de acuerdo a la metodología establecida el artículo 197 Ítem A.

Artículo 186 C: Generalidades

Cuando el Estado desarrolle proyectos estratégicos cuyos activos son cedidos a la Empresa de Transmisión, éstos formarán parte del Sistema Principal de Transmisión a partir de la fecha de entrada en operación y éstos deberán ser identificados a fin de que sobre ellos no se aplique rentabilidad ni depreciación y se consideren tales activos a los efectos de la determinación de los costos eficientes de Administración y Operación y Mantenimiento.

El ingreso permitido a la Empresa de Transmisión asociado a los costos del sistema principal de transmisión se recuperará mediante el cargo por el uso del sistema principal de transmisión aplicando la tarifa correspondiente.

SECCIÓN IX.2.2 : INGRESO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DE CONEXIÓN AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN.

Artículo 187 Los ingresos máximos permitidos a la Empresa de Transmisión para recuperar los costos de conexión al sistema de transmisión en el año calendario (i) se calcularán de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$IPC_i = ADMCT_i + OMTCT_i + ACTCT_i * DEP\% + ACTNCT_i * RRT$$

Donde:

IPC_i es el valor de los ingresos permitidos para cubrir los costos de conexión al sistema principal de transmisión en el año calendario (i) del período tarifario.

$DEP\%$ y RRT son las variables previamente definidas.

$ADMCT_i$: es el valor de los ingresos permitidos por costos de administración de las conexiones al sistema de transmisión en el año calendario (i) del período tarifario.

$ADMCT_i$ se obtiene de:

$$ADMCT_i = ACTCT_{efi} * ADMT\%^{M*}$$

$OMTCT_i$: es el valor de los ingresos permitidos por costos de operación y mantenimiento de las conexiones al sistema de transmisión en el año calendario (i) del período tarifario. El valor de $OMTCT$ se obtiene de la siguiente expresión:

$$OMTCT_i = ACTCT_{efi} * OMT\%^{M*}$$

ACTCTefi: es el valor bruto de los activos fijos eficientes de conexión, calculado en cada año calendario (i) como la suma del valor nuevo de reemplazo ACTCTm de las instalaciones eficientes correspondientes a cada componente (m) en cada año, donde m se extiende a todos los activos utilizados para la conexión de los agentes al sistema principal de transmisión.

ACTCTi: es el valor bruto de los activos fijos de conexión a costo original, correspondientes al año calendario (i), calculado como la suma de los valores ACTCTm correspondientes a cada componente (m) en cada año, donde m se extiende a todos los activos utilizados para la conexión de los agentes al sistema principal de transmisión.

ACTNCTi: es el valor neto de los activos fijos de conexión a costo original, correspondientes al año calendario (i), calculado como la suma de los valores ACTNCTm correspondientes a cada componente (m) en cada año, donde m se extiende a todos los activos utilizados para la conexión de los agentes al sistema principal de transmisión.

Los activos a considerar en cada año calendario (i) serán los existentes considerando los criterios de eficiencia, más aquellos cuya incorporación está prevista en el PEST aprobado por la ASEP a la fecha de cálculo del ingreso máximo permitido. Para estos propósitos se revisarán las fechas indicadas en el Plan de Expansión a efectos de utilizar la fecha prevista más actualizada a la fecha de cálculo del IPC.

Cuando el Estado desarrolle proyectos estratégicos de conexión cuyos activos sean cedidos a la Empresa de Transmisión, los activos asociados formarán parte del Sistema de Conexión a partir de la fecha de entrada en operación y estos deberán ser identificados a fin de que sobre ellos no se aplique rentabilidad ni depreciación y se consideren tales activos a los efectos de la determinación de los costos eficientes ADMCTi y OMTCTi.

IPC se calculará como el Valor Presente Neto de los valores anuales IPCj correspondientes al año tarifario j, siendo:

IPCj= La suma de los IPCs de cada semestre que corresponde al año tarifario j.

O en el caso que no se cuente con una subdivisión semestral se calculará así:

$$IPCj = (IPCi + IPCi-1)/2$$

Donde para un año tarifario j, el año calendario (i) y el año i-1 son los años calendarios abarcados por tal año tarifario.

CAPITULO IX.3 : CARGOS POR EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN

SECCIÓN IX.3.1 : CRITERIOS GENERALES PARA EL DISEÑO DE LOS CARGOS POR EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN

Artículo 188 Las tarifas por el acceso y uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional de transmisión, se dividirán en cargos por conexión y uso de las redes de transmisión, tal como lo establece el artículo 97 del Texto Único de la Ley 6.

- a) Los cargos por conexión reflejarán los costos de los activos necesarios con el nivel de confiabilidad requerido en las normas para conectar cada cliente al sistema principal de transmisión cuando ésta no es propiedad del usuario.
- b) Los cargos por uso del sistema principal de transmisión reflejarán los costos que se le asignan a cada usuario por el uso del sistema principal de transmisión con el nivel de calidad requerido en las normas de acuerdo a la evaluación realizada para el período tarifario.
- c) Los cargos por uso de redes a usuarios que requieran utilizar redes propiedad de otro usuario y que formen parte de la red de transmisión eléctrica se determinarán con la misma metodología que se aplica para el sistema principal de transmisión.
- d) Si los usuarios del sistema de transmisión que requieran conectarse a la red de transmisión eléctrica construyen a su cargo las instalaciones de transmisión necesarias para su conexión que no estén indicadas en el plan de expansión de la red de transmisión, de acuerdo a lo establecido por el Decreto Ejecutivo No 22 del 19 de junio de 1998, podrán requerir una remuneración por tales instalaciones de ser solicitadas por otro usuario. En dicha instancia, se evaluará la eficiencia de tales instalaciones y se asignará un régimen tarifario equivalente al que le corresponde a la Empresa de Transmisión Eléctrica para las instalaciones del sistema principal de transmisión, del que formarán parte, con un costo de capital equivalente al valor nuevo de reemplazo de las instalaciones correspondientes. Se definirá como instalaciones eficientes las mínimas necesarias para el cumplimiento de los requerimientos de servicio. La transferencia al sistema principal de transmisión de un equipamiento de un usuario que se haya autorizado como Conexión será restringida a aquel equipamiento que es estricta y directamente necesario para transmitir la energía de otro usuario del Sistema de Transmisión.

Los equipamientos de conexión que son propiedad de otros usuarios y que por su función deben formar parte del Sistema Principal de Transmisión deberán ser adquiridos por ETESA a un costo eficiente, descontando la depreciación equivalente al tiempo de uso. El financiamiento de la adquisición se realizará a un costo de capital igual a la tasa de rentabilidad regulatoria reconocida a ETESA. La ASEP mediará de no haber acuerdo entre las partes. Los equipamientos de conexión que son aquellas líneas, equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares, que son necesarios para materializar la vinculación eléctrica de un usuario con el Sistema Principal de Transmisión permanecerán como parte del sistema conexión.

- e) Si el usuario solicita a la Empresa de Transmisión Eléctrica que realice las inversiones necesarias para la conexión, ésta tiene la opción de desarrollar tales ampliaciones o adiciones, previo acuerdo con los respectivos usuarios.
- f) Cuando la Empresa de Transmisión Eléctrica realice la inversión y construcción de las instalaciones para conectar a un usuario al Sistema Principal de Transmisión, ésta estará obligada a aplicar el cargo por conexión de las instalaciones correspondientes establecido en el pliego tarifario vigente.
- g) Cuando se produzcan nuevas conexiones o desconexiones a la red de transmisión, la clasificación de los activos existentes entre conexión y pertenecientes al sistema principal podrá ser modificada a partir del nuevo período tarifario de acuerdo con la nueva función que

desempeñe el activo. Esto no aplica para las instalaciones o equipamientos del Sistema Principal de Transmisión, aprobados en el Plan de Expansión.

- h) Si en el transcurso de un período ingresa un usuario no programado, pagará un cargo por uso del Sistema Principal de Transmisión determinado a partir del cargo de la zona correspondiente al que se le sumará el correspondiente cargo por conexión. De estar en la programación del período debe estar incluido en el cálculo tarifario, debiendo abonar durante los años tarifarios que le falten de ese período un cargo que tendrá en cuenta su uso del Sistema de Transmisión durante un lapso menor al del período tarifario.
- i) Cuando se considere el ingreso de un equipamiento en el medio de un año tarifario, el ingreso tarifario que se reconocerá en ese período será el del equipamiento multiplicado por la proporción de tiempo que estará en servicio respecto al período anual.
- j) La metodología de cálculo de los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión se basa en el principio de un sistema de tarificación nodal-zonal, que refleja el uso que cada agente hace de cada equipamiento, obteniéndose un cargo que es la suma de los cargos por el uso de cada equipamiento de la red.
- k) La metodología de cálculo se aplicará a través de un modelo matemático que deberá representar adecuadamente el Sistema Principal de Transmisión. El modelo deberá tener la configuración del sistema principal de transmisión existente o programado en el período tarifario, donde la capacidad de generación y la demanda utilizados para el cálculo deben ser representativas de las condiciones de operación del Sistema Interconectado Nacional.
- l) Los cargos serán calculados para el período tarifario y establecidos para cada año tarifario (j) del período.
- m) El Cargo por Uso Esporádico será igual al Cargo por Uso zonal por unidad de energía calculado según el Paso 7 del Artículo 197 de este Reglamento.
- n) El cargo por uso del Sistema Principal de Transmisión que se le asignará a cada agente consumidor será en proporción a la energía consumida y a la demanda máxima anual no coincidente de cada punto de interconexión. La información de la demanda máxima anual no coincidente deberá ser suministrada por cada agente consumidor a solicitud de la Empresa de Transmisión en un plazo de 10 días hábiles de presentada la solicitud. Para los propósitos de la definición de la demanda máxima anual no coincidente, debe tenerse en consideración que:
 - (i) Cuando las líneas de interconexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) asociadas a una zona nodal, permiten transferencias de carga entre sí, o sea es una configuración mallada, o se realizan transferencias de carga entre subestaciones y entre líneas alimentadoras de las distribuidoras asociadas a la referida zona hasta un nivel de media tensión, se considerara la demanda máxima anual no coincidente del grupo de subestaciones y/o líneas alimentadoras.
 - (ii) Cuando la línea de interconexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) asociada a una zona nodal, es independiente o radial y además no se realizan

transferencias de carga entre subestaciones y entre líneas alimentadoras de las distribuidoras asociadas a la referida zona, su demanda máxima deberá ser considerada independiente de otras.

- (iii) En la facturación del primer mes posterior a un año tarifario se verificará si la demanda máxima anual no coincidente real del agente consumidor superó la demanda prevista. De ser así se aplicará un cargo adicional en ese mes para cubrir la diferencia. De ser menor no corresponderá ningún ajuste.
- o) El cargo por uso del Sistema Principal de Transmisión que se le asignará a cada agente productor será en proporción a la energía generada y a la capacidad instalada del mismo.
- p) En el caso de autogeneradores y cogeneradores, en la facturación del primer mes posterior a un año tarifario se verificará la máxima potencia inyectada real. Si la máxima potencia inyectada superó la máxima potencia prevista, se aplicará un cargo adicional en ese mes para cubrir la diferencia. Si por el contrario la máxima potencia inyectada resultó menor que la máxima potencia prevista, no corresponderá ningún ajuste.
- q) El uso del Sistema Principal de Transmisión durante el periodo de pruebas de conexión de nuevas instalaciones, debe ser remunerado por medio del pago de los cargos correspondientes. Dichos pagos abonarán al IMP aprobado a ETESA.

Artículo 189 En el caso de los generadores que les corresponda el pago a través del cargo por uso esporádico se considerará lo siguiente:

- a) Según lo establecido en la Ley No 45 de 4 de agosto de 2004, los usuarios que hayan instalado una planta o un grupo de plantas de generación eólica o solar conectadas en un mismo punto en la red de transmisión eléctrica, pagarán el cargo por uso de acuerdo a la zona donde está conectada la planta o el grupo de plantas de generación de la siguiente forma:
 - El generador eólico o solar cuya capacidad instalada sea de hasta 10 MW no paga el cargo por uso esporádico independientemente de la energía inyectada a la red de transmisión.
 - El generador eólico o solar cuya capacidad instalada es más de 10 MW y hasta 20 MW, pagará el cargo por uso esporádico sólo por la energía inyectada a la red de transmisión en cada hora por encima de los 10 MWh, y aquellos cuya capacidad instalada sea mayor a 20 MW pagará el cargo por uso esporádico por toda la energía inyectada a la red de transmisión
 - El ingreso recibido por estos generadores abonará al IMP aprobado a ETESA.
- b) En las transacciones con agentes de países del MER y con agentes de otros países, tanto las importaciones como las exportaciones pagarán el cargo por uso esporádico de acuerdo a la zona en donde estén inyectando o retirando energía. Para la aplicación de este numeral debe considerarse que:

- Las importaciones serán consideradas como una generación conectada en la zona en donde inyecten energía y las exportaciones serán consideradas como una demanda conectada a la zona en donde retiran energía.
- Los ingresos que se acrediten por este concepto se deberán asignar de acuerdo a lo establecido en este Reglamento.

SECCIÓN IX.3.2 : CARGOS INICIALES, CARGOS REALES Y AJUSTE DE LOS CARGOS

Artículo 190 Debido a los supuestos contenidos en los cálculos de los cargos de transmisión al inicio del periodo tarifario, los cargos se determinarán de forma inicial (preliminar) al momento del estudio tarifario y de forma definitiva al momento de la facturación mensual a los agentes.

Cargos Iniciales por Activos Existentes (CUSPTE_i)

Al inicio de un período tarifario se determina el Ingreso Permitido para cubrir los costos del sistema principal de transmisión tanto para todo el periodo como para cada año tarifario “j”, correspondiente a los activos existentes al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior (IPSPE_j), el cual permanece constante durante todo el período, tanto en sus componentes asignadas a la Generación y a la Demanda como la totalmente a la Demanda (IPSPEG_{yDj} e IPSPED_j).

Con esos valores de Ingreso Permitido por activos existentes se calculan los cargos iniciales, para cada año tarifario “j”, por uso del sistema principal de transmisión (CUSPTE_{i,j}), tanto para los generadores como para la demanda según corresponda, acorde al Artículo 197 de este Reglamento – Ítem A (por Seguimiento Eléctrico y Estampilla Postal). Estos cargos CUSPTE_{i,j} no varían durante todo el período.

Cargos Reales por Activos Existentes (CUSPTE_{real})

A partir de los valores de Ingreso Permitido por activos existentes (IPSPEG_{yDj} e IPSPED_j), los cuales no cambian respecto al cálculo inicial, proporcionándolos para obtener sus correspondientes valores mensuales, dentro de cada año tarifario “j” del período, transcurrido cada mes “m” y conocidos los datos del despacho de generación-demanda real ejecutado para el mes en cuestión, se recalculan los cargos (CUSPTE_{real,j,m}) siguiendo el procedimiento establecido en el Artículo 197 del presente Reglamento – Ítem A; considerando como mínimo nueve (9) escenarios típicos representativos de horas de pico, valle y resto para días hábiles, sábado y domingo. Se asignará una duración Te a cada escenario representativo de manera tal que en conjunto de forma anual sumen el total de 8760 horas.

Mensualmente, la Empresa de Transmisión publicará en su Sitio de Internet los valores de los cargos CUSPTE_{real,j,m} para conocimiento de todos los agentes.

Cargos Reales por Inversiones Adicionales (CUSPTA_{real})

Al inicio de cada año tarifario “j” de un período, se cuenta con los valores de Ingreso Permitido correspondientes a los activos realmente ingresados al sistema posteriormente al 31 de diciembre del último año tarifario del periodo tarifario anterior, los cuales permanecen fijos durante ese año tarifario “j”, tanto en sus componentes asignadas a la Generación y a la Demanda como totalmente a la Demanda (IPSPAG_{yDj} e IPSPAD_j).

Con esos valores de Ingreso Permitido se calculan los cargos adicionales por uso del sistema principal de transmisión debidos a nuevas inversiones (CUSPTAreal_j), tanto para los generadores como para la demanda según corresponda, acorde al Artículo 197 del presente Reglamento – Ítem B (solo por Estampilla Postal), en base a la capacidad instalada de los generadores y a la demanda máxima anual no coincidente.

Facturación Mensual

Dentro de los 30 días del mes siguiente, la Empresa de Transmisión facturará a cada agente los cargos por uso del sistema principal de transmisión correspondientes al mes “m” anterior transcurrido, con los valores reales del post-despacho de energía generada y consumida, por los generadores y la demanda, respectivamente, y con los respectivos valores de capacidad instalada y demanda máxima anual no coincidente, de la siguiente forma:

$$\text{Monto Total}_{a,j,m} = \text{Monto}_a \text{CUSPTEi}_{j,m} \pm \text{Ajuste}_a \text{CUSPTereal}_{j,m} + \text{Monto}_a \text{CUSPTAreal}_{j,m}$$

Donde:

Cargo Total $_{a,j,m}$: es el monto total de la facturación del agente “a”, correspondiente al año tarifario “j” para el mes “m”.

Monto $_{a} \text{CUSPTEi}_{j,m}$: es el monto de dinero resultante para el agente “a” de aplicar los cargos iniciales (CUSPTEi_j), en el año tarifario “j” correspondiente al mes “m” transcurrido. Esto es, aplicando los cargos CUSPTEi_j sobre los datos reales de energía generada o consumida, según corresponda, en el mes “m” por el agente “a”, para los cargos de Seguimiento Eléctrico por unidad de energía, y los respectivos datos de capacidad instalada y demanda máxima anual no coincidente para los cargos de Estampilla Postal mensualizados; esto último es, los cargos anuales por unidad de potencia proporcionales a doce montos iguales (12 meses del año).

Ajuste $_{a} \text{CUSPTereal}_{j,m}$: es el monto de dinero resultante de la diferencia entre el monto CUSPTEi_{j,m} y el monto de aplicar los cargos reales (CUSPTereal_{j,m}) actualizados, para el agente “a” en el año tarifario “j” correspondientes al mes “m”; a partir de los datos reales de energía generada o consumida, según corresponda, en el mes “m” por el agente “a”, para los cargos por Seguimiento Eléctrico, y los respectivos datos de capacidad instalada y demanda máxima anual no coincidente para los cargos por Estampilla Postal mensualizados.

Monto $_{a} \text{CUSPTAreal}_{j,m}$: es el monto de dinero resultante para el agente “a” de aplicar los cargos por nuevas inversiones (CUSPTAreal_j) en el año tarifario “j” correspondientes al mes “m”; cuyos cargos CUSPTAreal_j son aplicados sobre los datos de capacidad instalada y demanda máxima anual no coincidente, según corresponda, y mensualizando estos cargos anuales por Estampilla Postal (en doce montos iguales).

Cada monto debe aparecer de forma individualizada en la factura e indicar los cargos y los valores de energía, capacidad instalada y demanda máxima utilizados para su determinación.

Adicional por Cargos Regionales

Adicionalmente en la facturación mensual, se calculará para las demandas (cada agente consumidor “k”) el crédito correspondiente al 95% de los ingresos que recibió la Empresa de Transmisión por los cargos regionales. Este crédito se sumará al Cargo Total $a_{j,m}$ resultante del punto anterior de este Artículo. Este crédito se calculará como:

$$CIREG_{k,j,m} = IREG_{j,m} * 0.95 * \frac{E_{k,j,m}}{\sum_k E_{k,j,m}}$$

Donde:

CIREG: es el crédito que le corresponde a cada demanda “k”, debido a los ingresos regionales recibidos por la Empresa de Transmisión de parte del MER, en el año tarifario “j” correspondiente al mes “m” anterior transcurrido.

IREG: son los ingresos regionales recibidos por la Empresa de Transmisión de parte del MER, en el año tarifario “j” correspondiente al mes “m”.

E [MWh]: es la energía consumida por la demanda “k”, en el año tarifario “j” y mes “m” en cuestión, excluyendo la energía correspondiente a las transacciones regionales.

Artículo 191 Cada mes del año tarifario “j”, la Empresa de Transmisión deberá calcular un ajuste a los cargos reales por activos existentes (CUSPTereal_j), el cual se tendrá en cuenta en la facturación mensual a los agentes.

Debido a que los cargos calculados son dados a valores del Ingreso Permitido en el año de referencia “0” del estudio tarifario (fecha base de cálculo), los mismos se ajustarán según la variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC) mediante:

$$CUSPTereal_{j,m} = [0.33 + 0.67 (IPC_{jm} / IPC_0)] * CUSPTereal_{j,m,0}$$

Donde:

CUSPTereal_{j,m}: es el cargo real por activos existentes del SPT para el año tarifario “j” ajustado por variación del IPC, actualizado a valores del año tarifario “j”.

CUSPTereal_{j,m,0}: es el cargo real por activos existentes del SPT para el año tarifario “j”, con valores a la fecha base del cálculo.

IPC₀: es el Índice de Precios al Consumidor a la fecha base del cálculo publicado por la Contraloría General de la República.

IPC_{jm}: es el Índice de Precios al Consumidor de cada mes del año tarifario “j” publicado por la Contraloría General de la República. En caso de que no se encuentre publicado el IPC_{jm} se utilizará el inmediato anterior que esté disponible.

Ajuste de los Cargos de Conexión

Al inicio de cada año tarifario “j”, excepto el primero de cada periodo, para el caso de los cargos correspondientes al Sistema de Conexión, estos deberán reajustarse según:

$$\text{Cargo}_{j,j} = [0.33 + 0.67 (\text{IPC}_j / \text{IPC}_0)] * \text{Cargo}_{j,0}$$

Donde:

$\text{Cargo}_{j,j}$: es el cargo tarifario para el año tarifario “j”, actualizado al año tarifario “j”.

$\text{Cargo}_{j,0}$: es el cargo tarifario determinado a la fecha base del cálculo para el año tarifario “j”.

IPC_j : es el Índice de Precios al Consumidor a Diciembre de año tarifario “j-1” publicado por la Contraloría General de la República.

IPC_0 : es el Índice de Precios al Consumidor a la fecha base del cálculo publicado por la Contraloría General de la República.

SECCIÓN IX.3.3 : CARGOS POR CONEXIÓN

Artículo 192 Los cargos por conexión en aquellas conexiones propiedad de la Empresa de Transmisión se definirán por equipamiento típico “et” (CX_{et}) y serán determinados a partir de los ingresos máximos permitidos por cada conexión:

- a) CXS34.5 campo de salida de 34.5 kV (Balboas/salida).
- b) CXS115 campo de salida de 115 kV (Balboas/salida).
- c) CXS230 campo de salida de 230 kV (balboas/salida).
- d) CXTR transformador reductor (Balboas/MVA).
- e) CXL115 KV línea de 115 kV (Balboas/Km).
- f) CXL230 línea de 230 kV (Balboas/Km).

En el caso de que en algunas de las conexiones definidas existan equipamientos de características diferenciadas podrá realizarse la división correspondiente.

Artículo 193 Los cargos por conexión de cada equipamiento típico se determinaran con el siguiente procedimiento:

- a) Se determinará el ingreso máximo permitido por cargos de conexión asociado al valor nuevo de reemplazo para el año calendario (i) (IPC_{vnr_i}) según la siguiente fórmula:

$$\text{IPC}_{vnr_i} = \text{ADMCT}_i + \text{OMTCT}_i + \text{ACTCTef}_i * \text{DEP}\% + \text{ACTCTef}_i * \text{RRT}$$

Siendo IPC_i , $ADMCT_i$, $OMTCT_i$, $ACTCTef_i$, $DEP\%$ y RRT las variables definidas anteriormente.

- b) Se determina el valor presente del ingreso máximo permitido por cargos de conexión asociado al valor nuevo de reemplazo para el período tarifario (IPC_{vnr}) y el valor presente del ingreso máximo permitido por cargos de conexión para el periodo tarifario (IPC).
- c) Se determina el coeficiente de adaptación de los activos para el período definido como:

$$FA = IPC / IPC_{vnr}$$

- d) Se determina el valor de los cargos de conexión CX_{cxj} para cada tipo de conexión “cx” utilizando la siguiente fórmula:

Para las instalaciones consideradas en el cálculo tarifario:

$$CX_{cxj} = (ADMCT_{cxj} + OMTCT_{cxj} + ACTCTef_{cxj} * DEP\% + ACTCTef_{cxj} * RRT) * FA$$

Para las instalaciones que se incorporan:

$$CX_{cxj} = (ADMCT_{cxj} + OMTCT_{cxj} + ACTCTef_{cxj} * DEP\% + ACTCTef_{cxj} * RRT)$$

Siendo $ADMCT_{cxj}$, $OMTCT_{cxj}$, $ACTCTef_{cxj}$ las mismas variables definidas anteriormente, pero referidas a cada uno de los equipamientos unitarios para los que se calcula el cargo de conexión.

- e) El valor anual de los cargos de conexión anteriormente calculado se ajustará finalmente deduciendo los ingresos autorizados regionales del año para cada conexión, de acuerdo con la información suministrada oficialmente por la CRIE.

Artículo 194 Los cargos por conexión a la red de transmisión en cada año calendario (i) se calcularán sobre la base de los activos de conexión puesto a disposición por la Empresa de Transmisión y serán pagados por los usuarios vinculados por esa conexión.

Artículo 195 De haber un equipamiento de conexión compartido o de existir una conexión que no ha sido definida como del sistema principal, cada usuario **u** del mismo abonará una proporción ($PROP_{ui}$) del cargo total por conexión del equipamiento en función a su potencia requerida para cada año tarifario (i) determinando como:

a) $PROP_{ui} = C_{instui} / (\sum_g C_{instgi} + \sum_m P_{madi})$ Para un generador.

b) $PROP_{ui} = P_{madi} / (\sum_g C_{instgi} + \sum_m P_{madi})$ Para una demanda.

Donde:

C_{instui} [MW]: la capacidad instalada del generador “g” en el año tarifario “i”.

P_{madi} [MW]: la demanda máxima anual no coincidente de las demandas “d” en el año tarifario “i”.

$\sum_g C_{instgi}$: la sumatoria de la capacidad instalada de cada uno de los generadores “g” que es usuario de la conexión en el año tarifario “i”.

$\sum_m P_{madi}$: la sumatoria de la demanda máxima anual no coincidente de cada una de las demandas “d” que son usuarias de la conexión en el año tarifario “i”.

c) De ser un equipamiento que está sobredimensionado para el uso presente la sumatoria $\sum_g C_{instgi}$ y $\sum_m P_{madi}$ será igual a la capacidad nominal sin sobredimensionamiento de ese equipamiento.

Artículo 196 El cargo por conexión de cada usuario será:

$$CXCONE_{ui} = (CXS34.5 * Nro34.5 * PROP_{cx_{ui}} + CXS115 * Nro115 * PROP_{cx_{ui}} + CXS230 * Nro230 \text{ kV} * PROP_{cx_{ui}} + CXTR * MVA_{CON} * PROP_{cx_{ui}} + CXL115 \text{ kV} * LONG115CON * PROP_{cx_{ui}} + CXL230 * LONG230CON * PROP_{cx_{ui}})$$

Siendo:

$PROP_{cx_{ui}}$: la proporción del cargo total por conexión por cada equipamiento de conexión involucrado “cx” que el usuario **u** debe abonar el año “i”.

Nro34.5: el número de salidas de 34.5 kV en la conexión del usuario **u**

Nro115: el número de salidas de 115 kV en la conexión del usuario **u**

Nro230: el número de salidas de 230 kV en la conexión del usuario **u**

MVA_{CON}: la potencia del transformador de la conexión del usuario **u** en MVA

LONG115CON: la longitud en km de la línea de 115 kV de la conexión del usuario **u**

LONG230CON: la longitud en km de la línea de 230 kV de la conexión del usuario **u**

SECCIÓN IX.3.4 : CARGO POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

Artículo 197 El Cargo por Uso del Sistema Principal de Transmisión (CUSPT) se asignará a los agentes mediante la aplicación de las metodologías del seguimiento eléctrico y de estampilla postal. El método del seguimiento eléctrico se aplica para asignar la parte de los cargos asociados a la capacidad utilizada de las instalaciones, mediante un cargo por unidad de energía. El método de estampilla postal se aplica para asignar la parte de los cargos asociados a la capacidad remanente de las instalaciones, mediante un cargo por unidad de potencia. La metodología de cálculo de los CUSPT se compone de los siguientes pasos.

Ítem A: Cargos por Activos Existentes (CUSPTE)

Paso 1: Construcción, para cada año tarifario, del modelo de la red de transmisión.

Esta tendrá la misma estructura del Sistema de Transmisión existente más todos aquellos equipos de transmisión cuya entrada en servicio esté comprometida durante el período para el que se realiza el cálculo tarifario. Los ingresos de equipamientos se considerarán que están todo el mes si ingresan

antes del día 15 del mismo. Si entra en servicio después del día 15, se considerará como ingresando al mes siguiente.

Paso 2: Realización de los flujos de potencia de referencia para escenarios típicos de generación y demanda.

Para el cálculo a realizar al inicio de un periodo tarifario y para cada año tarifario “j” se adoptarán escenarios en base a datos estimados que serán definidos por la Empresa de Transmisión de acuerdo con la modelación utilizada normalmente para el cálculo del despacho de mediano plazo. Se asignará una duración T_e a cada escenario, de forma tal que en conjunto sumen el total de 8760 horas del año.

Los flujos de potencia en cada línea se obtendrán con un modelo de flujo de potencia de corriente continua “DC Load Flow”, que permite determinar la distribución de flujos de potencia activa por cada línea de la red. La demanda y la generación de los usuarios del Sistema de Transmisión deberán representarse individualmente.

Paso 3: El equipamiento del Sistema Principal de Transmisión se divide en dos tipos: “Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda” y “Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda”.

El “Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda” es aquel que se ha asignado exclusivamente a la demanda, en relación con el IPSPED.

El “Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda” comprende el resto de los activos que forman parte del Sistema Principal de Transmisión que están en servicio en cada año del periodo tarifario, en relación con el IPSPEGyD, cuyos cargos se asignan a la generación y a la demanda de acuerdo a los siguientes porcentajes:

$$\%ASIGP(G) = 70\%$$

$$\%ASIGP(D) = 30\%$$

Donde:

$\%ASIGP(D)$: Porcentaje del cargo del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda que se asigna a la demanda.

$\%ASIGP(G)$: Porcentaje del cargo del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda que se asigna a la generación.

Paso 4: Determinación del costo unitario de los elementos que forman parte del sistema principal de transmisión.

- a) El ingreso máximo permitido que cubre los costos del Sistema Principal de Transmisión correspondientes al Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda (IPSPEGyD_j) y al Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda (IPSPED_j), aprobados por la ASEP y determinados para cada año tarifario “j”, serán divididos en las proporciones que correspondan a cada nivel de tensión.
- b) Para cada año “j” del periodo tarifario, se calcula el costo equivalente por unidad de longitud de las líneas del Sistema Principal de Transmisión que pertenecen al nivel de tensión “v”, como:

$$CUP_{vj} = IPSPEgyD_{vj} / \sum_{l=1}^{nLP} (LO_{lj})$$

$$CUD_{vj} = IPSPTD_{vj} / \sum_{l=1}^{nLD} (LO_{lj})$$

Donde:

nLP: Cantidad de líneas del SPT correspondientes al Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda

nLD: Cantidad de líneas del SPT correspondientes al Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda

CUP_{vj}: Es el costo unitario anual, asociado a las líneas correspondientes al nivel de tensión “v” del año tarifario “j” correspondientes al Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda.

CUD_{vj}: Es el costo unitario anual, asignado a las líneas correspondientes al nivel de tensión “v” del año tarifario “j” correspondientes al Equipamiento Principal Asignado totalmente a la demanda.

LO_{lj}: Es la longitud de la línea “l”, en el año tarifario “j”.

Paso 5: Determinación de los porcentajes de uso de las líneas del SPT que realiza la generación y la demanda ubicada en cada nodo del sistema mediante el Método del Seguimiento Eléctrico.

El método del seguimiento eléctrico determina, a partir de los resultados de un flujo de potencia, la distribución de la potencia inyectada por cada uno de los generadores y la retirada por cada una de las demandas en cada una de las líneas de la red aplicando conceptos básicos de la electrotecnia como son la primera Ley de Kirchhoff, las transformaciones equivalentes de circuitos lineales y el principio de superposición, de acuerdo con el siguiente procedimiento:

- a) La corriente que circula por cada línea y por cada carga del sistema se expresa como la suma de varios componentes que provienen de cada uno de los generadores del sistema, siendo el número de incógnitas del problema:

$$n_x = (n_l + n_c) * n_g$$

Donde:

n_x: Cantidad de corrientes incógnita

n_l: Cantidad de líneas del SPT

n_c: Cantidad de nodos de carga

n_g: Cantidad de puntos de inyección

Cada una de estas incógnitas representa la corriente, saliente de un nodo, que circula por una línea o carga, proveniente de un determinado punto de inyección.

- b) Por cada nodo de la red se construye un circuito equivalente de acuerdo a los siguientes pasos:

- Las corrientes incógnitas que se inyectan al nodo, son modeladas por fuentes de corriente.
- Las líneas cuyas corrientes son salientes al nodo, se reemplazan por impedancias equivalentes cuyos valores son calculados en función de la tensión de la barra y la corriente por cada línea.
- Se plantean las ecuaciones para resolver cada uno de los circuitos equivalentes aplicando el principio de superposición. A partir de este planteo, cada corriente incógnita saliente de un nodo N se expresa en forma general de la siguiente manera (los subíndices de las corrientes indican la línea o carga por la cual circula; y los superíndices indican de cual punto de inyección proviene la corriente):

$$I_l^g = \sum_{m=1}^{n_{iny}} \frac{Z_{EQUIV_N}}{Z_l} * I_m^g \quad (A)$$

Donde:

l : Índice correspondiente a las líneas o cargas salientes al nodo N

g : índice correspondiente a los puntos de inyección

n_{iny} : Número de inyecciones de corriente (proveniente de líneas o de puntos de inyección) que tiene el nodo del que sale la corriente I_l^g

I_l^g : Corriente por la línea o carga “ l ” proveniente del punto de inyección g

Siendo: $Z_l = \frac{V_n}{\sqrt{3} * I_l}$

$$Z_{EQUIV} = \frac{1}{\sum_{l=1}^{n_{sal}} (1/Z_l)}$$

Donde:

n_{sal} : Número de cargas o líneas cuyas corrientes son salientes al nodo N

V_n : Tensión del nodo del que sale la corriente I_l

I_l : Corriente total por la línea “ l ”

Planteando para cada corriente incógnita una ecuación del tipo de la ecuación (A), se obtiene un sistema lineal de n_i ecuaciones, donde la matriz de coeficientes $[C]$ está representada por los coeficientes Z_{EQUIV}/Z_l y el vector de términos independientes por las inyecciones de los generadores.

El porcentaje de participación de un generador “ g ” en el uso de una línea “ l ” se determina mediante la siguiente ecuación:

$$\%USO_{gl}(G) = \frac{I_l^g}{I_l} * 100$$

El porcentaje de participación de una demanda “k” el uso de una línea “l” se determina mediante la siguiente ecuación:

$$\%USO_{kl}(D) = \sum_{g=1}^{n_g} \text{cinv}_l^{k,g} * \frac{I_l^g}{I_l} * 100$$

Donde:

$\text{cinv}_l^{k,g}$: Elemento de la matriz inversa de [C] que identifica la fila de la demanda “k” y la columna de la línea “l”, correspondientes al generador “g”.

Paso 6: Se determina el cargo nodal correspondiente a la generación de cada nodo “g” y la demanda de cada nodo “k” del Sistema de Transmisión que permite recuperar el costo asociado a la utilización de cada línea del Sistema Principal de Transmisión, en el año tarifario “j”:

- Para el Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda:

$$CNODP_{gj}(G) = \sum_e \sum_{l=1}^{n_{LP}} [T_e / 8760 * CUAP_{lej} * LO_{lj} * \%USO_{lkej}(G) * \%ASIGP(G)]$$

$$CNODP_{kj}(D) = \sum_e \sum_{l=1}^{n_{LP}} [T_e / 8760 * CUAP_{lej} * LO_{lj} * \%USO_{lkej}(D) * \%ASIGP(D)]$$

- Para el Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda:

$$CNODD_{kj}(D) = \sum_e \sum_{l=1}^{n_{LD}} [T_e / 8760 * CUAD_{lej} * LO_{lj} * \%USO_{lkej}(D)]$$

$$CUAP_{lej} = CUP_{vj} * ABS(F_{lej}) / FMAX_l$$

$$CUAD_{lej} = CUD_{vj} * ABS(F_{lej}) / FMAX_l$$

Donde:

$CNODP_{gj}(G)$: Es el cargo que le corresponde a la generación del nodo “g”, correspondiente al Equipamiento Principal del Sistema de Transmisión Asignado a Generación y Demanda en el año tarifario “j”.

$CNODP_{kj}(D)$: Es el cargo que le corresponde a la demanda del nodo “k”, correspondiente al Equipamiento Principal del Sistema de Transmisión Asignado a Generación y Demanda en el año tarifario “j”.

$CNODD_{kj}(D)$: Es el cargo que le corresponde a la demanda del nodo “k”, correspondiente al Equipamiento Principal del Sistema de Transmisión Asignado Totalmente a la Demanda en el año tarifario “j”.

$CUAP_{lej}$: Es el costo unitario adaptado correspondiente a la línea “l” del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda, en el estado operativo “e” del año tarifario “j”.

$CUAD_{lej}$: Es el costo unitario adaptado correspondiente a la línea “l” del Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda, en el estado operativo “e” del año tarifario “j”.

T_e : Es la duración [h] asignada a cada estado operativo “e”.

$\%USO_{lgej}(G)$: Es el porcentaje de uso que realiza la generación del nodo “g”, de la línea “l” del Equipamiento Principal en el estado operativo “e” del año tarifario “j”.

$\%USO_{lkej}(D)$: Es el porcentaje de uso que realiza la demanda del nodo “k”, de la línea “l” del Equipamiento Principal en el estado operativo “e” del año tarifario “j”.

$ABS()$: Es la función matemática que indica el valor absoluto del argumento perteneciente a esa función

$F_{lej}[MW]$: Es el máximo Flujo de Potencia Activa en la línea “l” de todos los estados operativos “e” del año tarifario “j”.

$FMAX_l[MW]$: Es la capacidad de transferencia máxima de la línea “l”.

Paso 7: Determinación de los Cargos por Uso zonales por unidad de energía asignados por el Método de Seguimiento Eléctrico.

a) A los fines del cálculo de los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión, los nodos que forman el Sistema de Transmisión serán agrupados en zonas. Los cargos correspondientes a cada zona resultarán de la suma de los cargos nodales correspondientes a todos los nodos pertenecientes a una misma zona.

• Para el Equipamiento Principal Asignado a la Generación y Demanda:

$$CZONP_{zj}(G) = \sum gz (CNODP_{gzj}(G))$$

$$CZONP_{zj}(D) = \sum kz (CNODP_{kzj}(D))$$

• Para el Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la demanda:

$$CZOND_{zj}(D) = \sum kz (CNODD_{kzj}(D))$$

Donde:

gz, kz : Es cada uno de los nodos “g” o “k” del Sistema de Transmisión de Electricidad pertenecientes a la zona “z”.

$CZONP_{zj}(G)$: Son los cargos zonales, para la generación, correspondiente al Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda en el año tarifario “j”.

$CZONP_{zj}(D)$: Son los cargos zonales, para la demanda, correspondiente al Equipamiento Principal Asignado a la Demanda en el año tarifario “j”.

$CZOND_{zj}(D)$: Son los cargos zonales, para la demanda, correspondiente al Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda en el año tarifario “j”.

b) Los cargos zonales por uso del Sistema Principal de Transmisión, por unidad de energía, resultan de las siguientes expresiones:

- Para el Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda:

$$CXUSOPS_{zj}(G) = CZONP_{zj}(G) / \sum_{gz} [E_{gzj}(G)]$$

$$CXUSOPS_{zj}(D) = CZONP_{zj}(D) / \sum_{kz} [E_{kzj}(D)]$$

- Para el Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda:

$$CXUSODS_{zj}(D) = CZOND_{zj}(D) / \sum_{kz} [E_{kzj}(D)]$$

Donde:

$CXUSOPS_{zj}(G)$: Es el cargo por uso por unidad de energía del Equipamiento Principal Asignado a la Generación y Demanda del SPT, asignado por el método de Seguimiento Eléctrico, correspondiente a los generadores que se encuentran en la zona “z” válidos para el año tarifario “j”.

$CXUSOPS_{zj}(D)$: Es el cargo por uso por unidad de energía del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda del SPT, asignado por el método de Seguimiento Eléctrico, correspondiente a las demandas que se encuentran en la zona “z” válidos para el año tarifario “j”.

$CXUSODS_{zj}(D)$: Es el cargo por uso por unidad de energía del Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda del SPT, asignado por el método de Seguimiento Eléctrico, correspondiente a las demandas que se encuentran en la zona “z” válidos para el año tarifario “j”.

$E_{gzj}(G)[MWh]$: Es la energía producida por cada uno de los generadores “g” ubicados en la zona “z”, en el año tarifario “j”, excluyendo la energía comprometida en transacciones regionales.

$E_{kzj}(D)[MWh]$: Es la energía consumida por cada una de las demandas “k” ubicadas en la zona “z”, en el año tarifario “j”, excluyendo la energía correspondiente a transacciones regionales.

Paso 8: Determinación de los Cargos por Uso por unidad de potencia asignados por el Método de Estampilla Postal.

- a) El Costo Reconocido del equipamiento del Sistema Principal de Transmisión se determina de acuerdo con las siguientes expresiones:

$$CRECP_j = \sum_{l=1}^{nLP} (LO_{lj} * CUP_{vj})$$

$$CRECD_j = \sum_{l=1}^{nLD} (LO_{lj} * CUD_{vj})$$

Donde:

CRECP_j: Costo Reconocido del equipamiento que forma parte del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda del SPT en el año tarifario “j”.

CRECD_j: Costo Reconocido del equipamiento que forma parte del Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda del SPT en el año tarifario “j”.

- *Para el Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda:*

$$CRECPE_j(G) = CRECP_j * \%ASIGP(G) - \sum_z CZONP_{zj}(G)$$

$$CRECPE_j(D) = CRECP_j * \%ASIGP(D) - \sum_z CZONP_{zj}(D)$$

- *Para el Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda:*

$$CRECDE_j(D) = CRECD_j - \sum_z CZOND_{zj}(D)$$

Donde:

CRECPE_j(G): Costo Reconocido del equipamiento que forma parte del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda del SPT, en el año tarifario “j”, asignado por Estampilla Postal, correspondiente a los generadores.

CRECPE_j(D): Costo Reconocido del equipamiento que forma parte del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda del SPT, en el año tarifario “j”, asignado por Estampilla Postal, correspondiente a las demandas.

CRECDE_j(D): Costo Reconocido del equipamiento que forma parte del Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda del SPT, en el año tarifario “j”, asignado por Estampilla Postal, correspondiente a las demandas.

- b) Los cargos por uso del Sistema Principal de Transmisión, por unidad de potencia, asignados por el método de Estampilla Postal, resultan de las siguientes expresiones:

- *Para el Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda:*

$$CXUSOPE_j(G) = CRECPE_j / \sum_g Cinst_{gj}$$

$$CXUSOPE_j(D) = CRECPE_j / \sum_d Pma_{dj}$$

- Para el Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la demanda:

$$CXUSODE_j(D) = CRECDE_j / \sum_d Pma_{dj}$$

Donde:

$CXUSOPE_j(G)$: Es el cargo por uso del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda del SPT, asignado por el método de Estampilla Postal, correspondiente a los generadores, válidos para el año tarifario "j". El cargo se expresa por unidad de capacidad instalada del grupo generador.

$CXUSOPE_j(D)$: Es el cargo por uso del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda del SPT, asignado por el método de Estampilla Postal, correspondiente a las demandas, válidos para el año tarifario "j". El cargo se expresa por unidad de potencia máxima anual no coincidente de la demanda.

$CXUSODE_j(D)$: Es el cargo por uso del Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda del SPT, asignado por el método de Estampilla Postal, correspondiente a las demandas, válidos para el año tarifario "j". El cargo se expresa por unidad de potencia máxima anual no coincidente de la demanda.

g: Es cada uno de los generadores que se encuentran vinculados al Sistema de Transmisión de Electricidad que no están sujetos al pago de los cargos por uso esporádico y cuya capacidad instalada es mayor a 5 MW, siendo por lo tanto usuarios del Sistema de Transmisión.

d: Es cada una de las demandas correspondientes a distribuidores y/o grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión.

$Cinst_{gj}$ [MW]: Es la capacidad instalada de cada uno de los generadores "g" en el año tarifario "j".

Pma_{dj} [MW]: Es la demanda máxima anual no coincidente de cada una de las demandas "d" en el año tarifario "j".

Paso 9: Componentes del cargo por Zona

El Cargo de cada Zona, para generación y demanda, es la suma del Cargo por Energía determinado en base al método del Seguimiento Eléctrico, y el Cargo por Potencia determinado por el método de Estampilla Postal. Esto es:

- Para la Generación:

$$CUSPTE_j(G) = CXUSOPS_{zj}(G) + CXUSOPE_j(G)$$

- Para la Demanda:

$$CUSPTE_j(D) = CXUSOPS_{zj}(D) + CXUSODS_{zj}(D) + CXUSOPE_j(D) + CXUSODE_j(D)$$

Paso 10: Cálculo de los cargos reales mensuales para facturación

A los fines de la facturación para cada agente, como se detalla en el Artículo 190 del presente Procedimiento, transcurrido un mes “m” se recalculan los cargos reales por activos existentes (CUSPTEReal_{j,m}), en relación con el IPSPED_j y el IPSPEGyD_j, siguiendo los Pasos del 2 al 9 de este Artículo, teniendo en cuenta de forma proporcional las horas del mes en cuestión mediante la duración Te de los escenarios típicos representativos.

Ítem B: Cargos por Inversiones Adicionales (CUSPTA)

En cada año tarifario “j”, para calcular los cargos por nuevas inversiones (CUSPTAreal_j) se tendrá en cuenta, por un lado, el “Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda” en relación con el IPSPAD_j y, por otro lado, el “Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda” en relación con el IPSPAGyD_j, cuyos cargos se asignan a la generación y a la demanda de acuerdo con:

$$\%ASIGP(G) = 70\%$$

$$\%ASIGP(D) = 30\%$$

Luego, los cargos se calculan de la siguiente manera.

- Para el Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda:

$$CPE_j(G) = (IPSPAGyD_j * \%ASIGP(G)) / \sum g Cinst_{gj}$$

$$CPE_j(D) = (IPSPAGyD_j * \%ASIGP(D)) / \sum d Pma_{dj}$$

- Para el Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda:

$$CDE_j(D) = IPSPAD_j / \sum d Pma_{dj}$$

Donde:

CPE_j(G): Cargo por unidad de potencia reconocido del equipamiento que forma parte del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda del SPT, en el año tarifario “j”, asignado por Estampilla Postal, correspondiente a los generadores.

CPE_j(D): Cargo por unidad de potencia reconocido del equipamiento que forma parte del Equipamiento Principal Asignado a Generación y Demanda del SPT, en el año tarifario “j”, asignado por Estampilla Postal, correspondiente a las demandas.

$CDE_j(D)$: Cargo por unidad de potencia reconocido del equipamiento que forma parte del Equipamiento Principal Asignado Totalmente a la Demanda del SPT, en el año tarifario “j”, asignado por Estampilla Postal, correspondiente a las demandas.

g: Es cada uno de los generadores que se encuentran vinculados al Sistema de Transmisión de Electricidad que no están sujetos al pago de los cargos por uso esporádico y cuya capacidad instalada es mayor a 5 MW, siendo por lo tanto usuarios del Sistema de Transmisión.

d: Es cada una de las demandas correspondientes a distribuidores y/o grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión.

$Cinst_{gj}$ [MW]: Es la capacidad instalada de cada uno de los generadores “g” en el año tarifario “j”.

Pma_{dj} [MW]: Es la demanda máxima anual no coincidente de cada una de las demandas “d” en el año tarifario “j”.

Finalmente, a los fines de la facturación para cada agente, como se detalla en el Artículo 190 de este Procedimiento, los cargos mensuales por nuevas inversiones ($CUSPTAreal_{j,m}$) resultan ser:

- $CUSPTAreal_{j,m}(G) = CPE_j(G) / 12$
- $CUSPTAreal_{j,m}(D) = (CPE_j(D) + CDE_j(D)) / 12$

CAPITULO IX.4 : ZONAS TARIFARIAS PARA DETERMINAR LOS CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

Artículo 198 Las zonas tarifarias deberán permanecer sin cambios excepto cuando una ampliación de mercado adiciona nuevos nodos que no pueden ser representados razonablemente por las zonas existentes. Estas son las siguientes:

ZONAS DE CARGOS POR USO DEL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

1	Desde la frontera con Costa Rica hasta S/E PROGRESO y hasta donde la línea de transmisión de 230 kV atraviesa el Río Escarrea (cerca de Concepción).
---	--

2	De norte a sur, desde donde la línea de transmisión en 230 kV que une las S/E Fortuna y S/E Changuinola atraviesa el límite provincial entre las provincias de Bocas del Toro y Chiriquí, hasta donde una línea ficticia paralela a la línea en 230 kV que une las S/E Llanos Sánchez, S/E Veladero, S/E Mata de Nance y S/E Progreso, que deja las mencionadas subestaciones inmediatamente al sur de la misma, corta las líneas en 230 kV que vinculan las S/E Veladero con S/E Guasquitas y S/E Mata de Nance con S/E Fortuna.
3	Zona 3: Desde la S/E Caldera hasta donde la línea en 115 kV que une las S/E Caldera y S/E Mata de Nance atraviesa el poblado de Dolega.
4	De oeste a este. Desde donde la línea de transmisión en 230 kV que une las S/E Mata de Nance y S/E Progreso atraviesa el río Escarrea, hasta donde la línea de transmisión en 230 kV que une las S/E Veladero y S/E Llanos Sánchez atraviesa el río San Pedro.
	De norte a sur. Desde donde una línea ficticia paralela a la línea en 230 kV que une las S/E Llanos Sánchez, S/E Veladero, S/E Mata de Nance y S/E Progreso, que deja las mencionadas subestaciones inmediatamente al sur de la misma, corta las líneas en 230 kV que vinculan las S/E Veladero con S/E Guasquitas y S/E Mata de Nance con S/E Fortuna, y desde donde la línea en 115 kV que une las S/E Mata de Nance y S/E Caldera atraviesa el poblado de Dolega.
5	Desde la S/E LLANO SANCHEZ hasta donde la línea transmisión de 230 kV atraviesa el Río San Pedro (entre Soná y Santiago).
	Desde la S/E LLANO SANCHEZ hasta donde la línea transmisión de 230 kV atraviesa el límite provincial entre Coclé y Panamá.
6	Desde la S/E CHORRERA hasta donde la línea transmisión de 230 kV atraviesa el límite provincial entre Coclé y Panamá.
	Desde la S/E CHORRERA hasta donde la línea transmisión de 230 kV atraviesa el Canal de Panamá.
7	Desde la S/E PANAMÁ hasta donde la línea transmisión de 230 kV atraviesa el Canal de Panamá.
	Desde la S/E PANAMÁ hasta donde la línea transmisión de 115 kV atraviesa el límite provincial entre Colón y Panamá.
	Desde la S/E PANAMÁ hasta donde la línea transmisión de 230 kV atraviesa el Río Mamoní (cerca de Chepo).

8	Por el Oeste, desde la S/E BAYANO hasta donde la línea transmisión de 230 kV atraviesa el Río Mamoní (cerca de Chepo); y por el Este, desde la S/E BAYANO hasta el límite provincial entre Panamá y Darién.
9	Desde la S/E BAHÍA LAS MINAS, hasta el límite provincial entre Colón y Panamá.
10	Zona 10: Desde donde la línea de transmisión en 230kV que une las S/E Fortuna y S/E Changuinola atraviesa el límite provincial entre Bocas del Toro y Chiriquí, hasta donde la línea de transmisión en 230kV que sale de la S/E Changuinola, se dirige hacia Costa Rica y atraviesa el límite de la frontera con dicho país..

TITULO X: PROCEDIMIENTO TARIFARIO POR USO DE REDES E INSTALACIONES PROPIEDAD DE OTROS AGENTES

CAPITULO X.1 : INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA LA DETERMINACIÓN DEL CARGO POR USO DE REDES

Artículo 199 Cuando el acceso de un generador o distribuidor a las instalaciones de un distribuidor requiere que se realicen ampliaciones, éstas deberán ser asumidas en los términos y condiciones que rijan para nuevos clientes del distribuidor de acuerdo a lo establecido en el artículo 41 del Decreto Ejecutivo N° 22 del 19 de junio de 1998.

Artículo 200 Cuando un generador, distribuidor o Gran Cliente acceda a las instalaciones de un agente del mercado que forman parte de la Red de Transmisión, se le asignará al agente del mercado un ingreso máximo permitido basado en los equipamientos afectados y con la misma metodología que se aplica a la Empresa de Transmisión Eléctrica, considerando como el valor de los activos a remunerar:

- a) El costo de construcción si el equipamiento se compró por un proceso competitivo. En este caso se aplicarán las mismas fórmulas tarifarias establecidas para la determinación del Ingreso Máximo Permitido de la Empresa de Transmisión, tomando en consideración los parámetros eficientes o comparadores y rentabilidad que se utilizaron para la Empresa de Transmisión.
- b) El valor presente del pago anual (canon) convenido con el suministrador del equipamiento, si éste se adquirió por un proceso competitivo de construcción, financiamiento, operación y mantenimiento, descontada a la tasa de rentabilidad aplicada a la Empresa de Transmisión Eléctrica en el período tarifario correspondiente. En este caso se considerará que el valor resultante es equivalente al que hubiese correspondido de haber empleado las fórmulas tarifarias establecidas para la determinación del Ingreso Máximo Permitido de la Empresa de Transmisión Eléctrica.

- c) El valor nuevo de reemplazo utilizado en el cálculo tarifario o el mejor presupuesto que pueda hacer la Empresa de Transmisión con el acuerdo de la ASEP cuando el usuario construyó el equipamiento a su cargo o lo compró por su cuenta. En este caso se aplicarán las fórmulas tarifarias establecidas para la determinación del Ingreso Máximo Permitido de la Empresa de Transmisión, tomando en consideración los parámetros eficientes o comparadores y rentabilidad que se utilizaron para la Empresa de Transmisión Eléctrica.

Artículo 201 La ASEP aprobará el cálculo del Ingreso Máximo Permitido correspondiente ante cada solicitud de acceso o ante una conexión existente a la fecha de entrada en vigencia del régimen tarifario.

CAPITULO X.2 : CARGO POR USO DE REDES E INSTALACIONES PROPIEDAD DE OTROS AGENTES

Artículo 202 El procedimiento a seguir es el siguiente:

- a) Para efectos de identificar los equipamientos afectados éstos se determinarán de acuerdo al uso exclusivo o compartido que tengan los equipos. Cuando existan equipamientos de conexión compartidos cada usuario “u” abonará una proporción (PROP_{ui}) del cargo total de los equipamientos de acuerdo a la potencia (demanda o capacidad) máxima requerida para cada año tarifario (i).

Independientemente de si la potencia es inyectada o extraída del equipamiento o equipamientos, la proporción de cada usuario será determinada como:

$$\text{PROP}_{ui} = \text{PC}_{ui} / (\Sigma \text{G}_{ui} + \Sigma \text{D}_{ui})$$

Donde:

PROP_{ui} = es la proporción del usuario “u” para el año tarifario “i”.

PC_{ui} = demanda máxima anual no coincidente del usuario “u” en el año tarifario “i”, o capacidad instalada del generador “g” en el año tarifario “i”.

ΣG_{ui} = Sumatoria de las capacidades instaladas de cada uno de los usuarios generadores en el año tarifario “i”.

ΣD_{ui} = Sumatoria de las demandas máximas anuales no coincidentes de cada uno de los usuarios consumidores en el año tarifario “i”.

En caso de equipamientos sobredimensionados, es decir, cuando se determine que existe un equipo de menor capacidad y costo, que pueda efectuar la misma función, la proporción del cargo, se calculará en base al costo del equipamiento menor, tomando como referencia los costos de un equipamiento similar de ETESA.

- b) El cálculo de los cargos se podrá simplificar tanto como sea necesario en función de las características del usuario y de la red de transmisión involucrada respetando los conceptos de la metodología aplicada a la Empresa de Transmisión Eléctrica, con los siguientes criterios:

- i) El cargo por el Uso de Redes y/o de instalaciones propiedad de otros agentes se determinará para los usuarios que existan aplicando los mismos criterios, sin tener en cuenta el momento en que cada uno se conectó al sistema.
- ii) El Ingreso Máximo Permitido (IMP) será estimado considerando:
 - ii.1) El Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) utilizado en el cálculo tarifario para el mismo tipo de equipamiento.
 - ii.2) La relación entre la capacidad requerida y la nominal del equipamiento. La capacidad requerida es la capacidad técnica y económicamente adaptada a los requerimientos del Sistema Interconectado Nacional.
 - ii.3) Idénticos parámetros eficientes de operación y mantenimiento, administración y mantenimiento, depreciación y rentabilidad que se utilizan para ETESA.
- c) A los fines de determinar el cargo por uso de redes y/o de instalaciones propiedad de otros agentes, se considerarán los valores de Ingreso Máximo Permitido correspondientes a este equipamiento multiplicado por la relación entre la capacidad requerida (capacidad técnica y económicamente adaptada a los requerimientos del Sistema Interconectado Nacional) y la nominal del equipamiento, cuando el equipamiento fue instalado por el usuario por su decisión.

Para la conexión de generación eólica o similar, el uso esporádico tendrá un costo horario equivalente al de una inyección o extracción equivalente permanente en el mismo nodo. El cargo mensual correspondiente al nodo de inyección/extracción de la generación/demanda por unidad de potencia [MW] dividido entre 730 horas y entre 0.60 será el cargo esporádico por unidad de energía [MWh] aplicado a esa generación/demanda esporádica.

- d) En el caso de un agente conectado a la red de un distribuidor, además del cargo por uso de redes, éste deberá pagar un cargo por pérdidas en la red de distribución cuando el usuario ocasione un incremento positivo de las pérdidas de energía en dicha red. El costo económico de este incremento se valorará al precio reconocido al distribuidor por el costo de abastecimiento. La determinación del incremento será realizada en función de la capacidad horaria de cada generador de inyectar energía a la red. Para este propósito se establecerá una metodología uniforme de detalle para que sea aplicada por los agentes, la que será aprobada por la ASEP.

Artículo 203 Cada solicitud de acceso ante un agente deberá ser objeto de un cálculo de Ingreso Máximo Permitido y de un cargo por uso de redes, los cuales deberán ser presentados al ESRP para su aprobación a más tardar dentro de los treinta (30) días posteriores a su recepción.

Artículo 204 Cada solicitud de aprobación de un cargo por uso de redes deberá ser presentada ante la ASEP con la debida sustentación, incluyendo los cálculos basados en la metodología para el Ingreso Máximo Permitido y la metodología para los cargos por uso. Una vez aprobados los cargos serán facturados directamente por los propietarios de las instalaciones a sus usuarios como cargo por uso de redes.

TITULO XI: PROCEDIMIENTO TARIFARIO DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA

CAPITULO XI.1 : FÓRMULAS PARA EL CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO AL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA

Artículo 205 Se deberá seleccionar una empresa comparadora con el fin de medir la eficiencia en la gestión del CND mediante indicadores, tal como lo establece el Artículo 101 de la Ley N° 6 del 3 de Febrero de 1997.

Artículo 206 Los Indicadores que se aplican en un Periodo Tarifario permanecerán vigentes en los siguientes periodos tarifarios hasta que no haya indicaciones fehacientes de que se deben modificar los mismos, en cuyo caso se deberá efectuar un nuevo análisis de los mismos.

Artículo 207 Los indicadores de costos eficientes para el cálculo del Ingreso Máximo Permitido de la Empresa de Transmisión por el servicio de operación integrada (SOI) relacionados con el CND para un año tarifario “j” (IPCNDj), serán calculados sobre la base de los respectivos costos de operación y mantenimiento de una Empresa Comparadora específica para esta actividad que son:

- a) La cantidad eficiente de personal y su relación salarial.
- b) La relación porcentual de otros gastos con respecto al costo salarial.

Los indicadores de costo eficiente señalados en los literales a) y b) se utilizarán para determinar el ingreso meta eficiente del Centro Nacional de Despacho (IPCNDM*). Este valor será constante a lo largo de todo el periodo.

Artículo 208 Las inversiones requeridas por el CND serán reconocidas como gastos y recuperadas en el periodo tarifario como parte del IPCND. Las mismas serán reconocidas de dos formas, a saber:

- i) Las inversiones menores, en base a un monto establecido en el Plan de inversiones presentado.
- ii) Las inversiones que superen el monto establecido para inversiones menores deberán tener una pre-aprobación mediante una metodología equivalente a la aprobación del Plan de Expansión de Corto Plazo. El Plan de inversiones requeridas del CND deberá contener:
 - a) Requerimientos de servicios que se incorporarán.
 - b) Plan de Inversiones del CND: son las inversiones programadas en un horizonte de 5 años. Por cada inversión a ejecutar se deben elaborar los siguientes informes:
 - i) Un estudio que justifique la inversión con la indicación de la fecha de compra y operación.
 - ii) Los costos estimados y su justificación mediante una comparación con costos de mercado (“benchmarking”).
 - iii) Estimación de los beneficios que se obtendrán y riesgos que se evitarán como resultado de la incorporación de la inversión. La inversión deberá asociarse a uno o más procesos que realiza el CND.

Artículo 209 El Ingreso Permitido por el servicio de hidrometeorología (IPHM) será fijado contemplando lo dispuesto en el artículo 71 del Texto Único de la Ley 6.

Artículo 210 El valor presente del Ingreso Permitido por el Servicio de Operación Integrada (IPSOI) a la fecha base de cálculo será igual a:

$$\text{IPSOI}_j = \text{IPHM}_j + \text{IPCND}_j$$

Donde:

IPHM_j: Es el ingreso asignado al servicio de Hidrometeorología para el año tarifario “j”.

IPCND_j: Es el ingreso asignado al Centro Nacional de Despacho para el año tarifario “j”.

CAPITULO XI.2 : CARGOS POR EL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA

Artículo 211 El Ingreso Permitido por el Servicio de Operación Integrada IPSOI se distribuirá como un cargo distribuido entre toda la capacidad instalada, en el caso de los generadores incluidos aquellos beneficiarios de la Ley 45, y toda la demanda máxima anual no coincidente, en el caso de los agentes consumidores. El cargo por el servicio de operación integrada se establecerá como un cargo para cada año del período tarifario y se aplicará a la capacidad instalada en el caso de los generadores, incluidos aquellos generadores beneficiarios de la Ley 45, y a la demanda máxima anual no coincidente en el caso de los grandes clientes conectados al sistema principal de transmisión y distribuidores. Este cargo debe tener identificado la porción que corresponde al componente de Hidrometeorología y al componente que corresponde al CND. Estos cargos serán calculados anualmente, durante el último mes del año tarifario anterior.

Además, se considerará lo siguiente:

- a) Las nuevas instalaciones de generación que estén en periodo de pruebas de conexión pagarán el cargo por los servicios de operación integrada. Este ingreso abonará al IMP aprobado.
- b) Los agentes que pagan por el Uso Esporádico de Transmisión tendrán, además, un cargo por el Servicio de Operación Integrada (SOI). El cargo mensual correspondiente a generación/demanda del SOI por unidad de potencia (MW) dividido entre 730 horas y entre 0.60 será el cargo esporádico por unidad de energía (MWh) aplicado a esa generación/demanda esporádica. El ingreso recibido por estos agentes abonará al IMP aprobado.
- c) En el caso de las transacciones con agentes de países del MER y con agentes de otros países, tanto para las importaciones como las exportaciones, se pagará el cargo SOI según se describe en el literal anterior. El 95 % de los ingresos así producidos serán asignados a la demanda como una reducción tarifaria a los usuarios finales y el resto será asignado al CND.

Artículo 212 La calidad de servicio que presta el CND debe ser consistente con los niveles que brinda la o las Empresas Comparadoras. Es responsabilidad del CND concretar todas las gestiones relacionadas con su plan de inversiones, incorporación de personal y capacitación del mismo previstas en el cálculo del Ingreso Permitido, para cumplir con sus funciones establecidas en la Ley 6, el reglamento de la Ley 6 y demás normativas vigentes.

Artículo 213 Los cargos anuales por este servicio, descritos en el Artículo 211, correspondientes al CND y al servicio de Hidrometeorología, serán facturados mensualmente considerando la 12 av parte del monto total.

En cada año tarifario de cada periodo tarifario, excepto en el primero del periodo tarifario 2017-2021, se realizará un ajuste del Ingreso asignado al Centro Nacional de Despacho y al servicio de Hidrometeorología comparando el ingreso originalmente asignado con respecto al que le hubiera correspondido en función del total de remuneraciones pagadas e inversiones realmente concretadas. A partir de ello resultará:

$\Delta IPCND_j$: Es el ajuste al ingreso asignado al Centro Nacional de Despacho (IPCND) determinado por las diferencias entre el Ingreso facturado y el real del año tarifario (j-1) para el CND.

$\Delta IPHM_j$: Es el ajuste al ingreso asignado al servicio de Hidrometeorología (IPHM) determinado por las diferencias entre el Ingreso facturado y el real del año tarifario (j-1) para el servicio de Hidrometeorología.

Para tal fin se calculará la diferencia entre el Ingreso facturado correspondiente al año anterior y su valor actualizado real, tanto para el IPCND como para el IPHM, calculándolo de igual manera, considerando el gasto anual real en personal y las inversiones realmente realizadas, así:

- El gasto anual en personal debe ser el realmente pagado. Este gasto incluye los salarios brutos, sobretiempos y vacaciones del personal en funciones. En caso de que el monto del gasto de personal haya superado el previsto en el estudio tarifario para el año en cuestión, para que pueda ser considerado deberá justificarse y solicitar la aprobación y no objeción de la ASEP.
- Se utilizarán los proyectos y montos de las inversiones realmente ejecutadas respecto al plan reconocido en la revisión tarifaria. En el caso de haber ejecutado una inversión originalmente no prevista, su incorporación en el ajuste del Ingreso Máximo deberá contar con la aprobación o no objeción de la ASEP.

El ajuste al Ingreso Permitido así determinado ($\Delta IPCND_j$ e $\Delta IPHM_j$) será asignado a la demanda y a la generación de acuerdo a lo establecido en el Artículo 211 y se denominará Ajuste IPSOI diferenciándolo en sus componentes del CND y del servicio de Hidrometeorología.

En cada periodo tarifario, excepto en el 2017-2021, el Ajuste IPSOI determinado en el primer año tarifario, corresponde a los cálculos de los $\Delta IPCND_j$ e $\Delta IPHM_j$ del cuarto año tarifario del periodo tarifario anterior.

El cálculo del Ajuste IPSOI deber ser presentado por ETESA a la ASEP con la debida sustentación a más tardar en el mes de marzo de cada año para la aprobación previa a la facturación en el año tarifario siguiente.

Facturación Mensual

Dentro de los 30 días del mes siguiente, la Empresa de Transmisión facturará a cada agente los cargos por el servicio de operación integrada manteniendo en forma separada el monto por la aplicación del cargo tarifario por el SOI y por el Ajuste IPSOI, tanto para el CND como para el servicio de Hidrometeorología de forma separada.

Cada monto debe aparecer de forma individualizada en la factura e indicar los cargos y los valores de capacidad instalada y demanda máxima utilizados para su determinación.

Artículo 214 Al inicio de cada año tarifario “j”, excepto el primero de cada período, la Empresa de Transmisión deberá calcular un ajuste a los cargos tarifarios del SOI que comprenderá:

Dado que los cargos así calculados vienen dados a valores del año de referencia “0” del estudio tarifario (fecha base de cálculo), los mismos se ajustarán según la variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC) mediante:

$$Cargoj,j = [0.33 + 0.67 (IPC_j / IPC_0)] * Cargoj,0$$

Donde:

Cargoj,j: es el cargo tarifario correspondiente al SOI (tanto lo correspondiente al CND y al servicio de Hidrometeorología) para el año tarifario “j”, ajustado por la variación del IPC, actualizado a valores del año tarifario “j”.

Cargoj,0: es el cargo tarifario correspondiente al SOI (tanto lo correspondiente al CND y al servicio de Hidrometeorología) determinado a la fecha base del cálculo para el año tarifario “j”.

IPC₀ : es el Índice de Precios al Consumidor a la fecha base del cálculo publicado por la Contraloría General de la República.

IPC_j : es el Índice de Precios al Consumidor a Diciembre del año tarifario “j-1” publicado por la Contraloría General de la República.

CAPITULO XI.3 : AUDITORÍAS DEL CND

Artículo 215 Las auditorias que realice la ASEP del servicio del CND deberá proveer:

- a) Una revisión y evaluación objetiva e independiente de las actividades del CND y de los informes emitidos.
- b) Una evidencia razonable del cumplimiento de las obligaciones legales por parte del CND y de la fiscalización a los agentes del Mercado en el cumplimiento del SOI.
- c) La adecuación de, al menos, los siguientes procesos:

- (i) La organización de la base de datos
- (ii) La planificación de la operación
- (iii) La programación de la operación del sistema
- (iv) La operación en tiempo real
- (v) El análisis post operativo
- (vi) Las transacciones económicas
- (vii) El sistema de información

Los sub-procesos nacionales y regionales se presentarán en el documento que establece el Ingreso Máximo Permitido del CND, los cuales pueden ser modificados si se introducen nuevos procesos.

Artículo 216 Las auditorías realizadas por la ASEP podrán ser:

- a) Ordinarias: Aquellas realizadas para evaluar el cumplimiento de objetivos.
- b) Extraordinarias: ante la presunción de incumplimientos o ineficiencias sectoriales importantes que las justifican.

Artículo 217 La calificación de los procesos o tareas auditadas deberá consistir en definir las cómo:

- a) Sin observaciones: cuando el proceso o tarea cumple con los objetivos reglamentarios establecidos.
- b) Con observaciones: cuando el proceso o tarea no cumple con los objetivos reglamentarios establecidos. En este último caso, el Auditor debe adicionar una calificación relacionada con la magnitud del defecto:
 - (i) Defecto crítico: cuando el defecto produce o puede producir, condiciones de riesgo de incumplimiento sustantivo de los objetivos reglamentarios. Esta calificación declarará inhábil al proceso/tarea para realizar las funciones asignadas.
 - (ii) Defecto mayor: cuando el defecto sin ser crítico produce o puede producir, condiciones de riesgo de afectación importante a alguno de los objetivos reglamentarios. Esta calificación declarará que el proceso/tarea debe ser modificado sustancialmente para realizar adecuadamente las funciones asignadas.
 - (iii) Defecto menor: cuando el defecto no produce una afectación significativa en los objetivos reglamentarios, pero puede producir una desviación de los requisitos establecidos, con un pequeño efecto reductor sobre los objetivos o sobre la eficiencia de la gestión. Esta calificación declarará que el proceso/tarea debe tener modificaciones menores para realizar adecuadamente las funciones asignadas.
 - (iv) Sin opinión: cuando ETESA no ha suministrado información que permita emitir una opinión respecto al proceso o tarea incumpliendo sus obligaciones legales.

TITULO XII: INGRESOS POR ACTIVIDADES COMPLEMENTARIAS DE LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN

Artículo 218 Los costos relacionados con los estudios básicos realizados por la Empresa de Transmisión para identificar posibilidades de desarrollos hidroeléctricos o geotermoeléctricos serán financiados por el presupuesto nacional, previa aprobación de la ASEP y la Secretaría Nacional de Energía, y posteriormente serán cobrados a las empresas que desarrollen los respectivos proyectos de generación de acuerdo al artículo 71 del Texto Único de la Ley 6 ordenado por el Artículo 9 de la Ley 58 del 30 de Mayo de 2011. Los costos de los estudios básicos no forman parte de los Ingresos Máximos Permitidos de la Empresa de Transmisión.

Artículo 219 En los casos en los que se instale equipamiento de conexión en la red de transmisión por otros agentes, la empresa de transmisión deberá ser reconocida por los costos de supervisión de la construcción de esas instalaciones de conexión a incorporar de acuerdo a lo establecido en el artículo 40 del Decreto Ejecutivo No. 22 del 19 de junio de 1998. Estos costos de supervisión serán del 5% del valor de los activos reconocidos y se facturarán directamente al agente por la Empresa de Transmisión Eléctrica.

TITULO XIII: SEPARACIÓN DE ACTIVIDADES

CAPITULO XIII.1 : SEPARACIÓN DE LAS DIFERENTES ACTIVIDADES DE ETESA

Artículo 220 Las diferentes actividades de ETESA deben tener la siguiente separación:

- a) Contable: el servicio de transmisión, el CND, Hidrometeorología, Planificación del Sistema de Transmisión, y actividades no reguladas.
- b) Independencia funcional: CND.

CAPITULO XIII.2 : SEPARACIÓN DEL CND

Artículo 221 La Gestión de la operación integrada prestada por el CND, dependencia de la Empresa de Transmisión de acuerdo al Artículo 61 del Texto Único de la Ley 6, deberá tener una estructura funcionalmente independiente que permita llevar una adecuada separación contable de los ingresos y costos correspondientes a este servicio y asegurar su independencia del resto de las actividades de la empresa para cumplir las funciones establecidas en el Artículo 60 de dicha Ley que puedan abarcar al agente transportista.

Artículo 222 La estructura funcionalmente independiente del CND deberá estar caracterizada por:

- a) La separación contable: Cuentas separadas dentro de la estructura contable de ETESA
- b) Definición del criterio de asignación de costos entre actividades que respondan a una asignación de costos eficientes.

- c) La persona responsable de la dirección del CND no podrá participar en otras actividades de ETESA que no sean las que les corresponda por sus funciones del CND, ni directamente ni indirectamente.
- d) ETESA deberá asegurarse que los intereses profesionales de la persona responsable del CND son considerados razonablemente de modo que sea capaz de una acción independiente.
- e) La dirección del CND tendrá los derechos de decisión necesarios, e independientes del resto de las actividades de ETESA, respecto a sus actividades de coordinación del Mercado y el Sistema. Esto no se opone a la necesaria existencia de mecanismos de coordinación apropiados para asegurar que tanto en el aspecto económico, como en el de responsabilidades económicas ETESA pueda definir los lineamientos a los que se debe sujetar el accionar del CND. En particular, esto permitirá a ETESA aprobar el plan financiero anual, o cualquier instrumento equivalente del CND y límites globales de contratación y niveles salariales y cantidad de personal. No permitirá al resto de ETESA dar instrucciones que afecten decisiones diarias, mucho más cuando estas puedan afectar de manera directa o indirecta los intereses comerciales de ETESA.
- f) EL CND deberá establecer un programa de cumplimiento de las exigencias de disponer de una funcionalidad independiente para el CND y las metodologías de supervisión que empleará al respecto. Este programa deberá ser presentado a la ASEP antes del 15 de diciembre de cada año. El programa definirá las obligaciones y derechos específicos de los funcionarios del CND para alcanzar el objetivo requerido. Anualmente ETESA deberá emitir antes del 30 de enero del año posterior un informe sobre el cumplimiento de los objetivos de independencia funcional, que será informado a la ASEP y publicado.

Artículo 223 EL CND deberá mantener la confidencialidad de la información sensible comercialmente obtenida en el curso de desarrollo de su servicio incluso para las otras áreas de ETESA. ETESA deberá recibir la misma información que recibe el resto de los agentes.

Artículo 224 Para facilitar el cumplimiento de sus obligaciones, ETESA deberá asegurar que el CND dispone de sistemas, equipamiento, medios, instalaciones, personal, información y de recursos necesarios para la dirección eficaz y un adecuado funcionamiento del servicio.

TITULO XIV: SISTEMA DE LIQUIDACIÓN Y COBRANZA

Artículo 225 ETESA es la responsable de hacer las notas de débito (o facturas o créditos de corresponder) y recabar los pagos por los siguientes servicios prestados:

- a) Cargo por Conexión.
- b) Cargo por Uso del Sistema Principal de Transmisión.
- c) Cargos por los Servicios de Operación Integrada.
- d) Cargos por Interconexión.

Artículo 226 Las pérdidas de transmisión así como la generación obligada requerida serán liquidados dentro del Sistema de Transacciones realizado por el CND.

Artículo 227 Las facturas comerciales de los cargos resultantes de las tarifas por el servicio de despacho, operación integrada y administración del CND y el servicio de Transmisión se realizan mensualmente.

Artículo 228 Los Usuarios tienen el derecho de presentar reclamos a las transacciones informadas por ETESA, con la correspondiente justificación, dentro de un plazo de 15 días de recibida la factura por parte de ETESA. Transcurrido dicho plazo, aquellos datos que no sean observados serán considerados como aceptados por los Usuarios y no se podrán presentar reclamos posteriores.

Artículo 229 En tanto los reclamos sean resueltos, los Usuarios deben realizar los pagos de acuerdo a los valores indicados en la Factura, excepto si los mismos son de un monto extraordinario con respecto a los pagos habituales considerando que este sea más de un 20% del promedio de sus tres facturas anteriores, en cuyo caso la ASEP deberá decidir si procede realizar el pago completo, un pago parcial o esperar la resolución del reclamo.

Artículo 230 ETESA deberá analizar los reclamos dentro de un plazo no mayor que 15 días, y realizar los ajustes que correspondan. De no surgir acuerdo con el Usuario que presenta el reclamo, ETESA debe elevar el reclamo a la ASEP, incluyendo la justificación que presentó el Usuario y el motivo de su rechazo por parte de ETESA. La ASEP decidirá en un término no mayor de 20 días hábiles e informará a ETESA para que lo tenga en cuenta en su facturación.

Artículo 231 ETESA debe incluir los reclamos resueltos como ajustes en las facturas correspondientes al mes en que fue resuelto.

Artículo 232 Todos los Usuarios asumen la obligación de pago en los tiempos y formas que se establezcan.

Artículo 233 Todos los Usuarios deberán integrar un depósito por un monto igual a un mes de los cargos asociados. Dicho monto estará dedicado a cubrir incumplimientos de pago.

Artículo 234 Si durante la operación comercial de un Usuario se registran casos de morosidad y/o falta de pago, la ASEP podrá requerir incrementar el monto en su depósito de garantía a dos o más meses de servicio.

Artículo 235 Ante una condición de mora y falta de pago, ETESA podrá elevar su reclamo a la ASEP, quien evaluará y definirá la sanción a aplicar de acuerdo a la gravedad del incumplimiento, pudiendo incluir intereses punitivos, interrupción del suministro y/o pérdida de la condición de Usuario.

Artículo 236 Las deudas con la Empresa de Transmisión sufrirán un recargo por los saldos en mora pasados treinta (30) días o más de la fecha de emisión de la factura. Estos intereses serán calculados, con base en los días transcurridos desde la fecha de vencimiento de la factura hasta la fecha en que se realizó el pago, a una tasa de interés anual promedio de seis (6) meses anteriores sobre préstamos comerciales de la banca local y extranjera a un (1) año en el país. La tasa de interés anual será el promedio de las tasas del semestre inmediatamente anterior que esté disponible, sobre la base de la información oficial, suministrada por la Superintendencia de Bancos de Panamá. A esta tasa se le añadirá un punto.