



RESOLUCIÓN CREE-148

RESULTADOS

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica aprobó el 20 de abril de 2016 el Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales, el cual se viene aplicando desde junio de ese mismo año a los consumos de energía eléctrica que tienen los clientes de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE). Dicho reglamento refleja la integración vertical que ha mantenido la ENEE.

Dado que el esquema de mercado previsto en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) requiere la escisión de la ENEE, se debe elaborar un nuevo esquema tarifario que refleje esa nueva estructura que debe prevalecer en el subsector eléctrico. En virtud de lo anterior, la CREE en cooperación con el Banco Mundial desarrollaron una propuesta para el reglamento de tarifas, el cual ya considera una estructura del mercado conforme a lo previsto en la LGIE.

Si bien la propuesta de este reglamento ha sido finalizada, la metodología para la determinación de las tarifas contenida en el mismo requiere que se lleven a cabo una serie de estudios preliminares, estudios que no se espera que finalicen en el corto plazo. Lo anterior implica que el Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales debe mantenerse en vigencia hasta que se obtengan los resultados de los estudios antes apuntados y se puedan determinar las tarifas con la metodología contenida en el nuevo reglamento de tarifas.

De conformidad con la Resolución CREE-073 del 28 de mayo de 2018, el Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales tiene vigencia hasta el 31 de mayo del 2020, por lo que, si fuera el caso, la vigencia de éste debe ser analizada en función del avance de los estudios que fueron indicados con anterioridad.

CONSIDERANDOS

Que mediante Decreto No. 404-2013, publicado en el Diario Oficial "La Gaceta" el veinte (20) de mayo del 2014, fue aprobada la Ley General de la Industria Eléctrica.

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica, el Estado supervisará la operación del

Subsector Eléctrico a través de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica.

Que de conformidad con la Ley General de Industria Eléctrica, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica adopta sus resoluciones por mayoría de sus miembros, los que desempeñarán sus funciones con absoluta independencia de criterio y bajo su exclusiva responsabilidad.

Que de conformidad con la Ley General de Industria Eléctrica, la Comisión Reguladora de Energía tiene la función de expedir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de dicha y el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico.

Que el Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, aprobado por el Presidente de la República y publicado en el Diario Oficial La Gaceta el 17 de noviembre de 2015, le otorga al Directorio de Comisionados la potestad para la toma de decisiones regulatorias, administrativas, técnicas, operativas, económicas, financieras y de cualquier otro tipo que sea necesario en el diario accionar de la Comisión.

Que en la Reunión Ordinaria CREE-045-2018 del 24 de junio de 2019, el Directorio de Comisionados acordó emitir la presente Resolución.

POR TANTO

La CREE en uso de sus facultades y de conformidad con lo establecido en el en Artículo 3, literal F, numeral romano III, Artículo 3, literal I, de la Ley General de la Industria Eléctrica, Artículo 4 del Reglamento Interno del Directorio de Comisionados de la CREE el Directorio de Comisionados de la CREE por unanimidad de votos de los Comisionados.

RESUELVE

- A) Aprobar en cada una de sus partes el Reglamento de Tarifas que forma parte integral de la presente Resolución.
- B) Publicar el mismo en el Diario Oficial La Gaceta.
- C) Comuníquese.

JOSÉ ANTONIO MORÁN MARADIAGA

OSCAR WALTHER GROSS CABRERA

GERARDO ANTONIO SALGADO OCHOA

24 J. 2019.



REGLAMENTO DE TARIFAS

TÍTULO 1. DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1. Objeto. El presente Reglamento de Tarifas (en adelante, este Reglamento) tiene por objeto establecer las metodologías, criterios y procedimientos necesarios para el cálculo tarifario en cumplimiento de lo dispuesto en la Ley General de la Industria Eléctrica (Decreto Legislativo 404-2013, Título VIII, en adelante la LGIE). En particular, este Reglamento establece la manera como se han de calcular los costos de generación, transmisión, operación del sistema, y distribución que entran en el cálculo de las tarifas a usuarios finales, y los cargos por el uso de redes.

Artículo 2. Autoridad. La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, en adelante la CREE, será la autoridad de aprobación y la responsable de fiscalizar el cumplimiento del presente Reglamento, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 3, inciso F de la LGIE.

Artículo 3. Acrónimos. A los efectos del presente Reglamento, se definen los siguientes acrónimos:

ARE	Activo Regulatorio Eléctrico
ARNE	Activo Regulatorio No Eléctrico
AT	Alta Tensión
AP	Alumbrado Público
BAR	Base de Activos Regulatoria de la Empresa Distribuidora o Empresa Transmisora.
BEP	Balance de Energía y Potencia
BT	Baja Tensión
CAOM	Costos de Administración, Operación y Mantenimiento
CDI	Costos por Deudores Incobrables
CP	Cargos por Peaje
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
CENS	Costo de la Energía no Suministrada
CBG	Costo Base de Generación
ECC	Estudios de Caracterización de Carga o Estudio de Caracterización de las Cargas
ED	Empresa Distribuidora
EOR	Ente Operador Regional
ET	Empresa Transmisora

FCD	Flujo de Caja Descontado
IA	Índice de Aprovechamiento
IPC	Índice de Precios al Consumidor publicado por el Banco Central de Honduras
IVT	Ingresos Variables del Sistema de Transmisión Principal
IQ	Índice de Calidad del Servicio
kV	Kilovoltio
kVar	Kilovar
kWh	Kilovatio-hora
L	Lempiras, moneda de curso legal en Honduras
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica
MEN	Mercado Eléctrico Nacional
MER	Mercado Eléctrico Regional
MT	Media Tensión
NT-CD	Norma Técnica de Calidad de la Distribución
NT-CT	Norma Técnica de Calidad de la Transmisión
ODS	Operador del Sistema de Honduras
PQN	Plan Quinquenal de Negocio
PR	Pérdidas Reconocidas
PRP	Precio de Referencia de la Potencia
RLGIE	Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica
RMER	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional
ROM	Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista
RT	Reglamento de Tarifas
RTR	Red Regional de Transmisión
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SPT	Sistema Principal de Transmisión
UC	Unidad constructiva
VAD	Valor Agregado de Distribución
VEC	Variable de Escala Compuesta
VNR	Valor Nuevo de Reemplazo
ZDT	Zonas de Distribución Típicas
W	Vatio

Artículo 4. Definiciones. Para los efectos de este reglamento los siguientes vocablos, frases, oraciones, ya sea en singular o en plural, en género masculino o femenino, tienen el significado abajo expresado, a menos que dentro del contexto donde se utilicen expresen otro significado.:

Acometida: Es el conjunto de elementos, materiales, y conductores que conectan a la red de distribución con el Punto de Entrega del Usuario.

Activos Regulatorios: Son los activos de la Empresa Transmisora o de la Empresa Distribuidora que están afectados a la prestación de los servicios regulados que las mismas proveen.

Activos Regulatorios Eléctricos: Son activos que forman parte de la infraestructura de distribución o transmisión de energía eléctrica y su función está directamente asociada a la prestación del servicio.

Activos Regulatorios No Eléctricos: Son activos que no son parte de la infraestructura de distribución o transmisión de energía eléctrica, pero que son requeridos para cumplir con la prestación del servicio.

Agentes del Mercado Eléctrico Nacional: Las Empresas Generadoras, Empresas Distribuidoras y Empresas Comercializadoras, así como los Consumidores Calificados que cumplan con los requisitos fijados en este Reglamento y en el ROM.

Agentes del Mercado Eléctrico Regional o Agentes del MER: Son las personas naturales o jurídicas dedicadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad; así como grandes consumidores habilitados para participar en el MER.

Alta Tensión: tensión igual o superior a sesenta mil voltios

Alumbrado Público: Son las instalaciones eléctricas que forman parte del sistema de iluminación pública tales como postes, cables, luminarias, equipo de medición, entre otros.

Baja Tensión: tensión igual o inferior a 1000 voltios.

Base de Activos Regulatoria: Valor de los activos utilizados para la prestados del servicio por parte de la Empresa Distribuidora o Empresa Transmisora. Está compuesta por Activos Regulatorios Eléctricos y Activos no Eléctricos.

Base Blindada: Base de Activos Regulatoria al inicio de cada Ciclo Tarifario, que fue aprobada por la CREE, y cuyos activos no están sujetos a revisión en cuanto a cantidad ni en cuanto a su costo unitario.

Base Histórica: Base de Activos Regulatoria acumulados desde el inicio de operación de la Empresa Distribuidora o Empresa Transmisora.

Base Incremental: Base de Activos Regulatoria correspondiente a las inversiones realizadas en el Ciclo Tarifario inmediato anterior por la Empresa Distribuidora o la Empresa Transmisora.

Cálculo Tarifario: Conjunto de procedimientos para calcular las tarifas a Usuarios finales y cargos por uso de redes.

Calidad del Producto: Característica del servicio de suministro eléctrico que mide el grado de cumplimiento de los requisitos técnicos de la tensión tales como nivel de tensión, desbalance entre fases, frecuencia, distorsión armónica y *flicker*.

Calidad del Servicio: Característica del servicio de suministro eléctrico que engloba la Calidad del Producto y la Calidad del Servicio Técnico.

Calidad del Servicio Técnico: Característica del servicio de

suministro eléctrico que mide la confiabilidad o continuidad con que se proporciona el mismo.

Cargos por la Operación del Sistema: Cargos a percibir por el ODS para recuperar los costos de la operación del SIN y del MEN.

Cargos por Uso de la Red de Distribución: Cargos a recibir por el propietario de activos del sistema de distribución en caso de que dichos activos sean utilizados por otras personas o Agentes del Mercado Eléctrico Nacional.

Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión: Cargos a recibir por las Empresas Transmisoras por la utilización de los activos del Sistema Principal de Transmisión por Agentes del Mercado Eléctrico Nacional y por pagos por uso del Sistema Principal de Transmisión para transacciones MER, para las infraestructuras que son parte de la Red Regional de Transmisión (RTR).

Ciclo Tarifario: Corresponde al periodo transcurrido entre dos Cálculos Tarifarios consecutivos. El Ciclo Tarifario para distribución y para transmisión tendrá una duración de cinco años y tres años, respectivamente.

Costo Base de Generación: La proyección de los costos totales de compra de potencia y energía, hasta la entrada a la red de distribución, el cual es calculado por el ODS, que será ajustado trimestralmente y trasladado a tarifas, según la metodología que se establecerá en el Reglamento.

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica: Entidad de carácter técnico, creada por la LGIE cuyas funciones, definidas en el Artículo 3, literal F de dicha ley, a los efectos de este Reglamento incluyen definir la metodología para el cálculo de las tarifas de transmisión y distribución, vigilar su aplicación, aprobar, difundir y poner en vigencia las tarifas resultantes.

Consulta Pública: Procedimiento utilizado por la CREE para recibir observaciones y comentarios a sus propuestas por parte de los interesados en el funcionamiento del subsector eléctrico.

Consumidor Calificado: Aquél cuya demanda exceda el valor fijado por la CREE para considerarse como tal.

Consumo de Energía: Cantidad de energía eléctrica activa y reactiva (en kWh y kVarh) entregada por la Empresa Distribuidora al Usuario en un determinado lapso de tiempo.

Costo de la Energía no Suministrada: Es el costo causado a los Usuarios del servicio eléctrico por cada unidad de energía dejada de consumir por interrupciones del suministro. Será definido mediante una metodología aprobada por la CREE.

Costos Controlables: Corresponden a los costos de la cadena del subsector distribución que están bajo control de la Empresa Distribuidora.

Costos No Controlables: Corresponden a los costos de la

cadena del subsector eléctrico que están fuera del alcance de control de la Empresa Distribuidora. Abarcan los costos de generación, transmisión y operación del sistema y del mercado, así como también los cargos por servicios y regulatorio del MER.

Cuadro Tarifario: Conjunto de tarifas y tasas por servicios conexos tales como tasas de conexión, tasa de reconexión, entre otros, a ser aplicado por la Empresa Distribuidora conforme a las condiciones que apruebe la CREE.

Día: Se refiere a día calendario.

Empresa Distribuidora: Es la persona jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica, que opera en una zona autorizada por las leyes.

Empresa Comercializadora: Es una empresa, Agente del Mercado Eléctrico Nacional, que realiza la actividad de comercialización y que se encuentra desvinculada patrimonialmente de otros Agentes que realizan las actividades de generación, transmisión y distribución.

Empresa Transmisora: Es la persona jurídica, titular o poseedora de instalaciones de alta tensión destinadas a prestar el servicio de transporte de energía.

Energía No Suministrada: Es la energía no entregada a los Usuarios debido a eventos que afecten la disponibilidad de instalaciones de generación, transmisión y/o distribución, que se calcula con base en la metodología que establece la CREE.

Entrada del Servicio Eléctrico: Instalaciones de conexión que incluyen los accesorios y conductores entre la base del medidor y el punto de conexión de la Acometida.

Equipo de Medición: Instrumentos y accesorios destinados a la medición de la energía eléctrica en kWh y kVarh, potencia en kW y otros parámetros eléctricos.

Esquema de Ajustes Tarifarios: Conjunto de procedimientos para ajustar en forma periódica las tarifas de las Empresas Distribuidoras y de la Empresas Transmisoras.

Estructura Tarifaria: Conjunto de modalidades tarifarias aplicadas a la facturación de la Empresa Distribuidora que refleja una diferenciación relativa de los costos regulatorios entre los diferentes grupos de Usuarios y tipos de consumo.

Factor K: Corresponde al factor de ajuste para compensar la diferencia entre la tarifa promedio que resulta de los ingresos efectivamente devengados por la Empresa Distribuidora y la tarifa máxima promedio aprobada por la CREE.

Factor X: Corresponde al factor de eficiencia productiva previsto a lo largo del Ciclo Tarifario. El Factor X es determinado por la CREE en ocasión de cada Cálculo Tarifario.

Fecha de Referencia: Fecha de inicio del Ciclo Tarifario.

Ingresos Variables del Sistema Principal de Transmisión:

Ingresos adicionales de la Empresa Transmisora obtenidos como resultado de las transacciones en el Mercado de Oportunidad con precios nodales en cada hora. Su monto es la diferencia de la suma del precio nodal multiplicado por la cantidad de energía retirada en ese nodo y la suma del precio nodal multiplicado por la cantidad de energía inyectada en ese nodo, aplicado a todos los nodos del Sistema Principal Transmisión. Estos ingresos variables reflejan el incremento de costos del despacho debido a las pérdidas y a las congestiones en el Sistema Principal Transmisión.

Kilovar-hora: Es una unidad de energía reactiva equivalente a mil volt-amperio reactivos-hora.

Kilovatio: Es el equivalente a mil vatios.

Kilovatio-hora: Es una unidad de energía eléctrica en formas de unidades de potencia por tiempo, equivalente a mil vatios-hora.

Media Tensión: tensión igual o superior a trece mil ochocientos voltios e inferior a sesenta mil voltios.

Mercado Eléctrico Regional: Es la actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo, regulada por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional y el RMER.

Mercado de Oportunidad Regional: Ámbito organizado para la realización de intercambios de energía a nivel regional con base en ofertas de oportunidad u ofertas de flexibilidad asociadas a contratos, y otro tipo de ofertas que permita el RMER.

Mercado de Oportunidad: Es el conjunto de transacciones de compra-venta de electricidad a corto plazo, no contempladas en el Mercado de Contratos.

Nivel Tarifario: Representa el costo eficiente reconocido por la CREE que resulta de agregar los costos de las actividades de generación, transmisión, operación, distribución, comercialización y otros costos relacionados con la prestación del servicio eléctrico.

Peaje de Transmisión: Es la parte de los Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión cuyo pago es realizado por los Agentes, en función de su potencia máxima.

Plan Quinquenal de Negocio: Plan de negocio que debe presentar la Empresa Distribuidora en ocasión del Cálculo Tarifario.

Planificación de Largo Plazo: Programación indicativa de la operación del SIN que el ODS efectúa con un horizonte plurianual con la periodicidad fijada en el ROM.

Precio de Referencia de la Potencia: Costo marginal de la inversión requerida para instalar y conectar a la red una unidad de generación cuya tecnología permita cubrir los picos de demanda al menor costo, junto con los costos fijos

de operación y mantenimiento de la misma. Este precio, ajustado con un factor que mide el riesgo de faltantes de potencia en el sistema, se utiliza para las transacciones de desvíos de potencia y será calculado anualmente por la CREE.

Punto de Entrega: Es el punto físico donde los conductores de Entrada del Servicio Eléctrico se conectan a la red de una Empresa Distribuidora.

Servicio Eléctrico: Es el suministro de potencia, energía eléctrica y servicios conexos que se presta al Usuario mediante redes de distribución en condiciones reguladas por las leyes, reglamentos, normas técnicas y procedimientos del subsector eléctrico, y sus actualizaciones futuras.

Servicios Complementarios: Servicios requeridos para el funcionamiento del sistema eléctrico en condiciones de calidad, seguridad, confiabilidad y menor costo económico, que serán gestionados por el ODS de acuerdo a lo establecido en el ROM.

Sistema Principal de Transmisión: Es aquel formado por las instalaciones de transmisión que permiten el intercambio bidireccional de electricidad y la libre comercialización de la energía eléctrica en cualquier nodo del Sistema Interconectado Nacional, pudiendo ser utilizado por cualquiera de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, y que es pagado por todos los Agentes Compradores.

Sistemas Aislados: Aquellos sistemas eléctricos que no operan conectados al SIN.

Tarifa: Es el precio que pagan los Usuarios de la Empresa Distribuidora, diferenciando las demandas por grupos de categorías, niveles de tensión de suministro, uso por bloques horarios, entre otros aspectos.

Tasa de Actualización: Es la tasa anual de costo del capital, determinada por la CREE, que se usa para el cálculo de las tarifas.

Unidad Constructiva: Cada uno de los conjuntos de equipos en que puede descomponerse la red de la Empresa Distribuidora y de la Empresa Transmisora a los fines del cálculo de su Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)

Usuario Autoprodutor: Aquel Usuario que instala dentro de su domicilio un equipo de generación de energía eléctrica principalmente para su propio consumo y puede inyectar excedentes de energía a la red de la Empresa Distribuidora o a la red de transmisión. Los límites de inyección, los

requerimientos para su conexión, tarifa, facturación, liquidación, medición, monitoreo y demás aspectos, serán regulados por la CREE mediante una Norma Técnica y a través de las disposiciones establecidas en otros reglamentos.

Usuario: Persona natural o jurídica titular de un Contrato de Suministro de energía eléctrica.

Valor Agregado de Distribución: Es el Costo Medio de Capital, Operación y Mantenimiento de una red de distribución, referenciado a una empresa eficiente, operando en un área con una determinada densidad de carga y Usuarios.

Valor Nuevo de Reemplazo: es el costo eficiente de renovar las obras e instalaciones físicas de distribución o transmisión para prestar el mismo servicio con la tecnología y precios actuales.

Vatio (W): El Vatio (W) es la potencia eléctrica producida por una diferencia de potencial de un voltio y una corriente eléctrica de 1 amperio.

Zona de Operación: Es la zona geográfica en donde la Empresa Distribuidora goza de exclusividad conforme se establece en el Reglamento de la LGIE.

TÍTULO 2. PROCEDIMIENTO GENERAL DE TARIFAS DE UNA EMPRESA DISTRIBUIDORA

CAPÍTULO 1. CONSIDERACIONES GENERALES

Artículo 5. El objetivo de este título es establecer la metodología de cálculo para determinar el Nivel Tarifario que permite remunerar la actividad de distribución y comercialización de energía eléctrica de una Empresa Distribuidora, la Estructura Tarifaria y el Esquema de Ajustes Tarifarios.

Artículo 6. La determinación de las tarifas o cargos por uso de la red de distribución implica el desarrollo de las siguientes actividades:

- Determinación del Nivel Tarifario;
- Determinación de la Estructura Tarifaria; y
- Definición del Esquema de Ajuste Tarifarios.

Artículo 7. El Cálculo Tarifario y el Costo Base de Generación se presentarán en dólares estadounidenses y se expresarán en Lempiras al tipo de cambio del día anterior a la fecha de aprobación.

CAPÍTULO 2. PROCEDIMIENTO FORMAL DE CÁLCULO TARIFARIO

Artículo 8. Objetivo. El objetivo del procedimiento formal de Cálculo Tarifario es definir la organización general, metodologías, las tareas y los plazos de ejecución necesarios para la realización del procedimiento de Cálculo Tarifario.

Artículo 9. Principios rectores. El procedimiento de Cálculo Tarifario se regirá por los principios de transparencia, previsibilidad y participación ciudadana, los que tendrán los siguientes alcances:

- a. *Transparencia:* La CREE facilitará y promoverá el acceso, la publicidad y la divulgación de información no confidencial aportada en el procedimiento de Cálculo Tarifario, guiándose por una comunicación transparente de sus actos;
- b. *Previsibilidad.* La CREE promoverá la estabilidad y buscará que las adecuaciones que resulten necesarias sean el resultado de enfoques técnicos consistentes y adoptados de acuerdo a procesos de decisión participativos y transparentes;
- c. *Participación ciudadana.* La CREE impulsará que todas las personas interesadas en los resultados del proceso de Cálculo Tarifario tengan la oportunidad de ser oídas y de aportar su punto de vista previo a lo que determine la CREE.

Artículo 10. Inicio del procedimiento de Cálculo Tarifario. Con una antelación no menor a ocho (8) meses de la Fecha de Referencia, la Empresa Distribuidora deberá presentar a la CREE para su aprobación los siguientes estudios, con sus respectivas memorias de cálculo:

- a. **Inventario de Activos Regulatorios:** recopilación de los activos en operación agrupados en Unidades Constructivas, y su conciliación con los registros contables, detallando sus características y georreferencia;
- b. **Estudio de Costos de Unidades Constructivas.** El estudio debe permitir la valorización a Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de los activos reportados en el Inventario de Activos Regulatorios.
- c. **Estudio de Caracterización de la Demanda (ECD).** El estudio debe proveer la información necesaria para identificar las curvas de cargas típicas de las

diferentes clases de usuarios y conocer el consumo mensual de energía de cada clase de usuario a lo largo del año.

- d. **Balance de Energía y Potencia (BEP).** El BEP deberá ser elaborado para el día de máxima demanda de la Empresa Distribuidora, en el año previo a la Fecha de Referencia. El BEP deberá mostrar los valores óptimos a reconocer a la Empresa Distribuidora en cuanto a la energía y la potencia ingresados a la red de MT, las pérdidas técnicas en MT, la energía y la potencia suministradas y facturadas a Usuarios servidos en MT, la energía y la potencia ingresadas a los transformadores MT/BT, las pérdidas técnicas en dichos transformadores, la energía y la potencia ingresadas a BT, las pérdidas técnicas y no técnicas en BT y la energía y la potencia suministradas y facturadas en BT.
- e. **Propuesta de Zonas de Distribución Típicas (ZDT)** para su Zona de Operación. El estudio debería identificar los criterios para la clasificación de las localidades en las ZDT definidas, de acuerdo a lo que se establece en el CAPÍTULO 3 de este Título.

Artículo 11. Publicación de los estudios presentados por la Empresa Distribuidora. En un lapso de siete días, la CREE publicará en su sitio web los estudios presentados por la Empresa Distribuidora de acuerdo al Artículo 10.

Artículo 12. Análisis de los estudios requeridos para el Cálculo Tarifario. La CREE realizará el análisis de los estudios requeridos en el Artículo 10 y lo publicará en su sitio web en un lapso no superior a 30 días. Con base en su análisis, la CREE podrá solicitar a la Empresa Distribuidora correcciones y/o modificaciones, las cuales la Empresa Distribuidora deberá responder y presentar en un lapso no superior a 15 días.

Artículo 13. Presentación del Plan Quinquenal de Negocio (PQN), propuesta de Estructura Tarifaria e Información adicional para el Cálculo Tarifario. Una vez cerrado el período de análisis de los estudios requeridos en el Artículo 10, con una antelación no menor a cinco (5) meses de la Fecha de Referencia, la Empresa Distribuidora deberá presentar a la CREE para su análisis y aprobación los siguientes documentos:

- a. Propuesta de Plan Quinquenal de Negocios;
- b. Propuesta de Estructura Tarifaria; e,

- c. Información adicional para el Cálculo Tarifario.

Artículo 14. Publicación del Plan Quinquenal de Negocios, propuesta de Estructura Tarifaria. La CREE publicará en su sitio web los documentos con los estudios requeridos en el Artículo 13, para recibir observaciones de personas interesadas durante un lapso de 30 días.

Artículo 15. Información adicional a suministrar por la Empresa Distribuidora en la aplicación para el Cálculo Tarifario. Al momento de hacer su presentación para el Cálculo Tarifario, la Empresa Distribuidora deberá presentar la siguiente información:

- a. Evolución histórica, al menos los últimos cinco años, del número de usuarios en la Zona de Operación, abierta por tipo de usuarios;
- b. Evolución histórica, al menos los últimos cinco años, de la energía facturada en la Zona de Operación, abierta por tipo de usuarios y por nivel de tensión;
- c. Evolución histórica de la extensión de la Red de Distribución, abierta por nivel de tensión;
- d. Evolución histórica de la Calidad del Servicio;
- e. Evolución histórica de las pérdidas de energía;
- f. Impuestos y cargos específicos vigentes.

Artículo 16. Publicación del análisis de la CREE del Plan Quinquenal de Negocios y propuesta de Estructura Tarifaria. En un plazo no mayor a 30 días a partir de la fecha límite para recibir observaciones y comentarios al Plan Quinquenal de Negocios y a la propuesta de Estructura Tarifaria, la CREE publicará en su sitio web su análisis de ambos documentos.

Artículo 17. Publicación de la Nota Técnica Preliminar con el cálculo del Precio Máximo (P_0), Factor X y Estructura Tarifaria. En un lapso de 15 días luego de vencido el plazo establecido en el Artículo 16, la CREE publicará la Nota Técnica Preliminar con el Cálculo del Precio Máximo (P_0), Factor X, y Estructura Tarifaria, la que será puesta en Consulta Pública por un plazo de 30 días, luego del cual se celebrará una audiencia pública a fin de dar oportunidad a los interesados de que presenten sus puntos de vista.

Artículo 18. Publicación del Análisis de las observaciones

recibidas y Nota Técnica Final del cálculo del Precio Máximo, Factor X y Estructura Tarifaria. En un lapso de 30 días luego de vencido el plazo establecido en el Artículo 17, la CREE publicará el Informe con el análisis de las observaciones recibidas y la Nota Técnica Final con el cálculo del P_0 , Factor X, y la Estructura Tarifaria.

CAPÍTULO 3. PLAN QUINQUENAL DE NEGOCIO

Artículo 19. Contenido del Plan Quinquenal de Negocios. El Plan Quinquenal de Negocios debe contener, como mínimo, la siguiente información:

- i. **Plan de Inversiones:** La Empresa Distribuidora debe presentar un Plan de Inversiones para el Ciclo Tarifario indicando para cada año los proyectos de inversión que se realizarán, considerando los siguientes tipos de proyectos:
 - a. **Tipo I:** proyectos de inversión para ampliación de capacidad a través del reemplazo de activos existentes;
 - b. **Tipo II:** proyectos de inversión para atender nuevas demandas, sin reemplazo de activos existentes;
 - c. **Tipo III:** proyectos de inversión para reemplazar activos existentes, sin aumento de capacidad del sistema;
 - d. **Tipo IV:** proyectos de inversión motivados en la mejora de la calidad del servicio y/o reducción de pérdidas.

La Empresa Distribuidora debe asignar cada uno de los proyectos de inversión a los tipos señalados anteriormente. Deberá presentar también un cronograma general de las inversiones a realizar y su localización.

- ii. **Proyecciones de los costos operacionales y calidad del servicio,** incluyendo el valor esperado de las indemnizaciones por mala calidad de servicio conforme la NT-CD, desagregado por ZDT, y pérdidas de energía; la información referida a costos operacionales deberá estar discriminada por origen y destino del gasto:
 - a. **Origen del gasto:** personal, servicios de terceros, materiales y repuestos, seguros, impuestos, otros gastos;

b. **Destino del gasto:** administración, atención comercial, operación y mantenimiento.

iii. **Proyección de demanda** para el próximo Ciclo Tarifario, la que deberá incluir, como mínimo, la siguiente información:

- a. Evolución histórica de la demanda de energía, potencia y número de usuarios por categoría tarifaria.
- b. La situación de los fundamentos económicos de Honduras y su vinculación con la demanda de energía eléctrica;
- c. El crecimiento vegetativo previsto para el mediano plazo y conexión de nuevos usuarios ampliaciones de usuarios existentes;
- d. Las políticas de acceso universal a la energía eléctrica;
- e. Las políticas de eficiencia energética; y
- f. Penetración de Usuarios Autoprodutores.

Artículo 20. Criterios Generales para la elaboración del Plan de Inversiones: Los criterios generales que la Empresa Distribuidora debe aplicar para la formulación y presentación del Plan de Inversiones son los siguientes:

- a) El horizonte de planeación del Plan de Inversiones es de cinco años;
- b) El Plan de Inversiones debe ser integral y en ese sentido debe incluir todos los niveles de tensión del sistema que opera la Empresa Distribuidora;
- c) La identificación, evaluación de alternativas, priorización y ejecución de los proyectos de inversión es responsabilidad de la Empresa Distribuidora;
- d) En el Plan de Inversiones se debe analizar, cuantificar y valorar las necesidades de los usuarios y de la demanda a atender por la Empresa Distribuidora, así como las diferentes alternativas consideradas para la solución de las necesidades identificadas;

e) Todos los proyectos incluidos en el Plan de Inversiones deben permitir el cumplimiento de las metas propuestas por la Empresa Distribuidora en el Ciclo Tarifario;

f) Las metas que formule la Empresa Distribuidora para la expansión, reposición, calidad del servicio y reducción y mantenimiento de los niveles de pérdidas deben ser alcanzables en el Ciclo Tarifario;

g) El Plan de Inversiones deben ser flexible y adaptable a la evolución de la demanda, además debe considerar los riesgos potenciales y las acciones para mitigarlos;

h) El Plan de Inversiones debe identificar y valorar los beneficios esperados y los costos asociados; los proyectos deben contar con una relación beneficio - costo superior a uno, con base en los criterios y metodología definidos por la Empresa Distribuidora para la evaluación de sus proyectos.

i) El Plan de Inversiones debe ser económicamente eficiente y conducir a garantizar la prestación del servicio al menor costo económico;

j) El Plan de Inversiones no debe incluir activos empleados exclusivamente para la prestación del servicio de alumbrado público.

Artículo 21. Empresa Distribuidora sin Plan de Inversiones Aprobado: En el caso que la Empresa Distribuidora no cuente con plan de inversiones aprobado, se le reconocerá el mínimo entre 1% de la Base Regulatoria del período t-1 y el porcentaje de inversiones anuales realizadas en el período anterior.

CAPÍTULO 4. CRITERIOS PARA DETERMINAR LAS ZONAS DE DISTRIBUCIÓN TÍPICAS

Artículo 22. Definición. Las ZDT corresponden a zonas de distribución dentro de la Zona de Operación que se diferencian entre sí por su densidad de demanda de energía y su densidad de usuarios.

Artículo 23. Número de ZDT. El número de ZDT no podrá ser menor a tres (3) ni superior a cinco (5), el que se definirá con base en los criterios de zonificación.

Artículo 24. Criterios de Zonificación. Los criterios para la zonificación estarán basados en un análisis estadístico de grupos (*clusters*) con base en tres indicadores de densidad:

- $I_1 = \frac{\text{Potencia máxima demandada en la localidad (MW)}}{\text{longitud de la red de MT (km)}}$
- $I_2 = \frac{\text{Número total de clientes de MT y BT (clientes)}}{\text{longitud de la red de MT y BT (km)}}$
- $I_3 = \frac{\text{Número total de clientes en BT (clientes)}}{\text{número de subestaciones (subestaciones)}}$

CAPÍTULO 5. METODOLOGÍA TARIFARIA

Artículo 25. Remuneración de la actividad de la Empresa Distribuidora. Los ingresos requeridos por los servicios de distribución y comercialización de la Empresa Distribuidora son recuperados a través de tarifas a Usuarios y cargos por uso de la red de distribución.

Artículo 26. Costos No Controlables. Para los fines de la tarifa de distribución, los costos de generación, transmisión y operación del sistema, así como los cargos del MER por servicios, transmisión o regulatorios que sean trasladables a la demanda, son considerados como Costos No Controlables por la Empresa Distribuidora, por lo que son tratados como trasladables a la tarifa de los usuarios y, cuando corresponda, al cargo por el uso de redes de distribución.

Artículo 27. Valor Agregado de Distribución. El Valor Agregado de Distribución (VAD) se calcula como el valor de los Costos Controlables inherentes a las actividades de distribución y comercialización, referenciado a una empresa eficiente, que corresponde ser reconocido en las tarifas y en los cargos por el uso de la red de distribución. Los Costos Controlables asociados al VAD son los siguientes:

- Los costos asociados a dar servicio al Usuario, independientes de su demanda de potencia y energía;
- Los costos de operación y mantenimiento de distribución, los cuales incluirán, entre otros: (i) el costo de las pérdidas reconocidas de potencia y energía en las redes, y (ii) el valor esperado de las indemnizaciones que la Empresa Distribuidora deberá pagar si la Calidad del Servicio que ofrece

corresponde exactamente a la establecida en la norma técnica de calidad de distribución.

- Anualidad de las inversiones de distribución, calculadas con base en el VNR, su vida útil, y la Tasa de Actualización que la CREE establezca.

Artículo 28. Enfoque metodológico. La metodología tarifaria para la determinación del VAD es mediante un esquema de precio máximo de distribución (P_0) considerando el Plan Quinquenal de Negocio (PQN) que debe presentar la Empresa Distribuidora.

Artículo 29. Incentivo regulatorio. La determinación del P_0 implica el cálculo del ingreso medio, unitario o monómico que la Empresa Distribuidora está autorizada a recibir como remuneración máxima por el desarrollo de su actividad regulada. En el Cálculo Tarifario, la CREE establecerá los siguientes parámetros:

- Precio máximo de distribución (P_0), siendo éste el valor inicial del nivel tarifario para el primer año del Ciclo Tarifario para el que se realiza el Cálculo Tarifario;
- Factor de Eficiencia Productiva (Factor X), que es utilizado en los ajustes anuales de tarifas de acuerdo a lo que se establece en el CAPÍTULO 9 y siguientes.

Artículo 30. Determinación del Precio Máximo de Distribución (P_0). El P_0 es el valor agregado de distribución unitario máximo permitido o precio máximo por el servicio de distribución de energía eléctrica, que resulta del cociente entre el valor presente del flujo de los ingresos requeridos para el próximo Ciclo Tarifario y el valor presente del flujo de la energía distribuida al mercado correspondiente.

$$P_0 = \frac{BARN_0 - \frac{BARN_5}{(1+TA)^5} + \sum_{t=1}^5 \frac{Inv_t}{(1+TA)^t} - \sum_{t=1}^5 \frac{T \times D_t}{(1+TA)^t} + \sum_{t=1}^5 \frac{(1-T) \times CO_t}{(1+TA)^t} + \sum_{t=1}^5 \frac{(1-T) \times OCOP_t}{(1+TA)^t}}{\sum_{i=1}^5 \frac{(1-T) \times ED_i}{(1+TA)^t}}$$

Donde:

P_0 : precio máximo para el inicio del próximo Ciclo Tarifario

$BARN_0$: base Activos Regulatoria Neta a inicio del Ciclo Tarifario

$BARN_5$: base Activos Regulatoria Neta al final del Ciclo Tarifario, que incluye las inversiones que se proyectan realizar durante el Ciclo Tarifario

- Inv_t: inversiones proyectadas a ser realizadas en el año t del Ciclo Tarifario
- TA: tasa de actualización regulatoria, real después de impuestos
- D_t: depreciación contable para el año t
- T: tasa de impuesto sobre la renta
- CO_t: CAOM y costos reconocidos de deudores incobrables (CDI) proyectados para el año t del Ciclo Tarifario
- OCOP_t: otros costos operacionales proyectados para el año t del Ciclo Tarifario
- ED_t: energía proyectada para distribuir, para Usuarios y Consumidores Calificados, en el año t del Ciclo Tarifario

Artículo 31. Remuneración de los Activos Regulatorios.

La remuneración de los Activos Regulatorios se compone de los siguientes conceptos:

- a. **BAR neta al inicio del Ciclo Tarifario (BARN₀).** La BAR neta al inicio del Ciclo Tarifario, BARN₀, determina el valor de los Activos Regulatorios que será remunerado en el próximo Ciclo Tarifario.
- b. **Incorporación de las inversiones proyectadas en el P₀ (Inv_t)** Las inversiones que se proyectan realizar en el próximo Ciclo Tarifario, conforme el Plan Quinquenal de Negocios, forman parte del cálculo de las tarifas máximas, pero no son incorporadas a la BAR hasta tanto la CREE determine la efectiva realización de las mismas en ocasión del siguiente Cálculo Tarifario.
- c. **Valor de la BAR neta al final del Ciclo Tarifario (BARN₅).** A los efectos del cálculo de P₀, la BAR neta al final del Ciclo Tarifario incluye tanto el valor residual de la base inicial como el de las inversiones proyectadas, netas de depreciaciones, a ser realizadas dentro del Ciclo Tarifario. Este término es incluido en la fórmula para tomar en consideración el valor remanente de los activos que será recuperado en futuros Ciclos Tarifarios.
- d. **Depreciaciones (D_t).** Las depreciaciones de los activos son consideradas en la fórmula del P₀,

en la diferencia $BARN_0 - \frac{BARN_5}{(1+TAR)^5}$. Dado que las depreciaciones representan una reducción en la base imponible, las mismas son consideradas a los fines de reducir el valor de tarifa máxima por causa del escudo fiscal $(-\sum_{i=1}^5 \frac{T \times D_i}{(1+TAR)^i})$.

Artículo 32. Costos Operacionales Eficientes. Los costos operacionales eficientes se componen de los siguientes conceptos:

- a. **Costos de Administración, Operación y Mantenimiento propiamente dichos (CO_t):** Corresponden a los costos eficientes de administración, operación y mantenimiento (CAOM), y los costos reconocidos por deudores incobrables (CDI); estos costos son proyectados en el Plan Quinquenal de Negocios con base en la evolución de la escala del subsector de distribución de energía eléctrica y las ganancias previstas derivadas de economías de escala y de densidad.
- b. **Otros Costos Operacionales (OCOP_t).** Los Otros Costos Operacionales a ser incorporados en la determinación de tarifas son los costos reconocidos de pérdidas de potencia y energía (PR), y las indemnizaciones por mala calidad del servicio hasta los valores meta definidos por la CREE (IQ); estos costos son proyectados en el Plan Quinquenal de Negocios con base en la senda de convergencia de las pérdidas hacia la meta de eficiencia y como un porcentaje de indemnizaciones esperadas.

Artículo 33. Energía proyectada para distribuir (ED_t).

El denominador de la fórmula de cálculo del P₀ es el valor presente de la energía a ser distribuida en el próximo ciclo tarifario conforme las proyecciones del Plan Quinquenal de Negocios aprobado por la CREE.

Artículo 34. Escudo fiscal. En la determinación del P₀ se considera también el efecto de la aplicación de los impuestos sobre la renta a las partidas tanto de Costos Operacionales como la de Otros Costos Operacionales.

CAPÍTULO 6. COSTOS OPERACIONALES

Artículo 35. Costos operacionales eficientes. Los costos operacionales eficientes corresponden a la suma de los CAOM eficientes y los Costos por Deudores Incobrables (CDI) eficientes:

$$CO = CAOM + CDI$$

Donde:

CO: *Costos operacionales eficientes*

CAOM: *Costos de administración operación y mantenimiento eficientes*

CDI: *Costos por deudores incobrables eficientes.*

Artículo 36. Costos de Administración, Operación y Mantenimiento (CAOM). Los costos de administración, operación y mantenimiento eficientes que serán reconocidos en el Cálculo Tarifario deben guardar la debida consistencia con lo propuesto en el Plan Quinquenal del Negocio (PQN). Los mismos deben considerar la separación de actividades entre distribución y comercialización.

Artículo 37. Análisis de costos eficientes. La información suministrada por la Empresa Distribuidora (histórica y proyecciones) será sometida a un análisis de eficiencia por parte de la CREE, la que tomará en consideración, al menos, los siguientes aspectos:

- Identificación de los costos asociados a las actividades reguladas y a las actividades de comercialización prestadas en competencia.
- Exclusión de los costos de actividades no reguladas, y de los costos que no sean considerados prudentes.
- Análisis crítico de la evolución histórica de los costos de la Empresa Distribuidora *vis-à-vis* la evolución de la escala del negocio.
- Determinación de costos unitarios eficientes a partir de referencias internacionales.
- Determinación de la elasticidad escala del negocio a ser usada, determinada también a partir de referencias internacionales.

El análisis a realizar deberá permitir determinar el nivel eficiente de Costos Operacionales que será aceptado en el Flujo de Caja Descontado (FCD) para cada año del Plan Quinquenal de Negocios, con el que se determinará el P_0 .

En la medida en que los costos operacionales considerados en cada año del Flujo de Caja Descontado deben incluir las ganancias de economías de escala, las mismas deberán ser descontadas del Factor X calculado con base en la productividad total de los factores.

Artículo 38. Otros Costos Operacionales. El cálculo del VAD debe incluir también los denominados Otros Costos Operacionales:

- Costo de las pérdidas reconocidas (PR) de potencia y de energía en las redes.
- Valor esperado de las indemnizaciones (IQ) que la Empresa Distribuidora deberá pagar si la calidad del servicio que ofrece corresponde exactamente a la norma.

$$OCOP = PR + IQ$$

Donde:

OCOP: *Otros costos operacionales*

PR: *costo de las pérdidas reconocidas de potencia y energía*

IQ: *valor de las indemnizaciones por calidad del servicio.*

Artículo 39. Pérdidas Reconocidas. El procedimiento para el cálculo de las pérdidas reconocidas de potencia y energía consiste en definir para la Empresa Distribuidora un porcentaje meta de pérdidas al final del Ciclo Tarifario y una trayectoria anual de convergencia hacia dicho valor meta.

Artículo 40. Valor esperado de las indemnizaciones por mala calidad de servicio. La CREE revisará y aprobará la propuesta de valor esperado de las indemnizaciones por mala calidad de servicio conforme la NT-CD que debe presentar la Empresa Distribuidora.

CAPÍTULO 7. REMUNERACIÓN DE LOS ACTIVOS REGULATORIOS

Artículo 41. Remuneración de los Activos Regulatorios. La remuneración de los Activos Regulatorios se determina a partir de los siguientes componentes:

- Base de activos regulatoria neta al inicio del Ciclo Tarifario:** corresponde a los activos regulatorios

al comienzo del Ciclo Tarifario anterior más las inversiones y deducidas las bajas de activos y depreciaciones incurridas durante dicho Ciclo Tarifario.

b. Inversiones proyectadas en el Ciclo Tarifario bajo análisis: son las inversiones prudentes y eficientes que se proyecta realizar en cada uno de los cinco años del próximo Ciclo Tarifario, conforme lo establecido en el Plan Quinquenal de Negocios aprobado por la CREE.

c. Valor residual de la inversión: es la base de activos neta al final Ciclo Tarifario bajo análisis, la que se obtiene depreciando la base de activos neta al inicio del Ciclo Tarifario, más las inversiones incrementales netas de depreciaciones, por un período de cinco años.

Artículo 42. Principios para la aprobación de las inversiones previstas en el Plan Quinquenal de Negocios.

El proceso de aprobación de las inversiones previstas en el Plan Quinquenal de Negocios por parte de la CREE deberá guiarse por los siguientes principios:

- Prudencia en las inversiones;
- Eficiencia de costos unitarios; y
- Cumplimiento de metas físicas y financieras determinadas en el Plan Quinquenal de Negocios.

En la medida que las inversiones realizadas cumplan con los principios de prudencia y eficiencia de costos corresponde su inclusión en la Base Blindada.

CAPÍTULO 8. EVALUACIÓN DEL MERCADO PROYECTADO

Artículo 43. La evaluación de la proyección de la demanda (energía, potencia, número de usuarios, penetración de Usuarios Autoprodutores) del mercado incluida en el Plan Quinquenal de Negocios será realizada por la CREE de manera de verificar la necesaria consistencia de los distintos componentes del Plan Quinquenal de Negocios propuesto por la Empresa Distribuidora.

Artículo 44. Planes de eficiencia energética. En la evaluación de la proyección de mercado la CREE dará especial atención a la adecuada inclusión de los planes o programas de eficiencia energética que sean definidos por la Secretaría de Energía.

CAPÍTULO 9. FACTOR X DE EFICIENCIA

Artículo 45. La CREE deberá calcular, para cada Ciclo Tarifario, un Factor X de eficiencia que tomará en consideración la tendencia prevista del incremento de eficiencia operativa a lo largo del Ciclo Tarifario. El Factor X se mantendrá inalterado durante todo el Ciclo Tarifario.

Artículo 46. El cálculo del Factor X debe considerar los siguientes aspectos:

- Tendencia histórica de la productividad largo plazo de la o las Empresa Distribuidora de energía eléctrica;
- Patrones internacionales de productividad en el subsector de distribución de energía eléctrica; y
- Economías de escala.

Artículo 47. La determinación del Factor X consta de tres etapas:

- a. Etapa 1:** cálculo de las ganancias de productividad derivadas de la Productividad Total de los Factores (PTF). La PTF se calcula para cada año con base en la fórmula del índice de Törnqvist:

$$\Delta PTF = \frac{PTF_t}{PTF_{t-1}} = \frac{\prod_{i=1}^n \left(\frac{Y_{it}}{Y_{it-1}} \right)^{\frac{S_{it}+S_{it-1}}{2}}}{\prod_{j=1}^m \left(\frac{X_{jt}}{X_{jt-1}} \right)^{\frac{E_{jt}+E_{jt-1}}{2}}}$$

Donde:

Y_{it} representa los productos i a ser considerados en el año t : número total de Usuarios, Los productos i a ser considerados son la energía facturada por nivel de tensión (GWh), el número total de usuarios y la extensión total de la red (km);

X_{it} representa los insumos i a ser considerados en el año t : corresponden a los costos operacionales y anualidad del capital;

S_{it} y E_{jt} son las participaciones del producto i en el valor agregado de los productos y la participación del insumo j en los insumos totales.

- b. Etapa 2:** para obtener la PTF se considera la media geométrica de la productividad de los cinco años previos a la Fecha de Cierre:

$$\overline{\Delta PTF} = \sqrt[5]{\prod_{t=1}^5 PTF_t / PTF_{t-1}} - 1$$

- c. **Etapa 3:** para obtener el Factor X se ajusta la PTF por las ganancias de economías escala, es decir, se debe descontar de la PTF las ganancias de economías asociadas a la escala que ya fueron incluidas en el flujo de fondos de costos considerados en el cálculo del P_0 .

La formulación matemática para el cálculo de la PTF ajustada por la ganancia de escala es la siguiente:

$$Factor\ X = \overline{\Delta PTF} + \left(1 - \frac{1}{\varepsilon}\right) \times \partial y$$

Donde:

$\overline{\Delta PTF}$:	productividad media definida en la etapa 2;
ε	es la elasticidad de escala a ser determinada por la CREE en ocasión del Cálculo Tarifario
∂y	es la variación porcentual de los productos o escala de la empresa en el período bajo consideración.

Por último, se fija un límite inferior y un límite superior para la aplicación del Factor X:

- Límite Inferior = 0.5%
- Límite Superior = 1.5%

CAPÍTULO 10. FISCALIZACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DEL PLAN QUINQUENAL DE NEGOCIOS

Artículo 48. Monitoreo del Plan Quinquenal de Negocios.

Durante el Ciclo Tarifario la CREE realizará un monitoreo del cumplimiento de la Empresa Distribuidora del Plan Quinquenal de Negocios aprobado. La CREE publicará en su sitio web avances anuales en la implementación del Plan Quinquenal de Negocios, sin perjuicio de la información que también deba publicar la Empresa Distribuidora.

El cumplimiento del Plan de Inversiones previsto en el Plan Quinquenal de Negocios aprobado será fiscalizado en forma anual con base en información trimestral que deberá reportar la Empresa Distribuidora a la CREE. Los lineamientos para el seguimiento del Plan de Inversiones son los siguientes:

- En forma anual la Empresa Distribuidora deberá presentar un informe sobre la ejecución del Plan de Inversiones, en el cual se presente el avance de cada uno de los proyectos y los ajustes realizados.
- En forma anual la Empresa Distribuidora deberá contratar la realización de una verificación de la ejecución del Plan de Inversiones. El costo de la verificación se reconocerá en los costos del Plan Quinquenal de Negocios.
- La firma será seleccionada de una lista que la CREE establezca para tal fin y contratada por la Empresa Distribuidora a través de un proceso competitivo.
- Cuando de las verificaciones se concluya que los proyectos de inversión no se han ejecutado de acuerdo a lo reportado, se procederá a ajustar el nivel tarifario autorizado conforme al procedimiento que este Reglamento establece.
- La CREE podrá solicitar la realización de verificaciones extraordinarias o contratar las que considere necesarias.

En forma adicional se prevé la inclusión de un Índice de Ajuste por ejecución del plan de inversiones, este índice surge como el cociente entre la inversión realizada y la proyectada en los dos primeros años de cada ciclo tarifario, si el cociente es mayor a 0.8 se reconocerá la totalidad de la inversión proyectada en el plan del negocio, pero si es menor a 0.8 se reconoce el porcentaje realmente invertido.

Artículo 49. Difusión del Plan Quinquenal de Negocios.

La Empresa Distribuidora deberá implementar una estrategia de comunicación para difundir a sus Usuarios el Plan Quinquenal de Negocios incluyendo el Plan de Inversiones, las metas de expansión, reposición, calidad de servicio y reducción de pérdidas de energía. La estrategia de comunicación deberá contener, como mínimo, los siguientes elementos:

- Elaboración de un informe anual, en lenguaje sencillo, con las metas, inversiones e indicadores de ejecución el Plan de Inversiones aprobado por la CREE;
- Desarrollo y mantenimiento de un sitio web con la información asociada al Plan de Inversiones;

- c. Publicación anual en un diario de circulación nacional de un resumen de las metas propuestas y el avance del Plan de Inversiones;

Artículo 50. Ajustes en el Plan de Inversiones. En el caso que la Empresa Distribuidora prevea o realice inversiones que no estaban contempladas en el Plan Quinquenal de Negocios, las mismas podrán ser incorporadas en el mismo en substitución de otra u otras, en la medida que la Empresa Distribuidora junto con la información trimestral incluya la justificación correspondiente y la CREE verifique que se cumplan los criterios de prudencia y eficiencia en el costo de acuerdo a lo establecido en el siguiente artículo. En caso de aprobar modificaciones, la CREE emitirá la resolución correspondiente del Plan Quinquenal de Negocios aprobado luego de la revisión, conforme los principios establecidos.

Artículo 51. Incorporación a la BAR de inversiones no previstas en el Plan Quinquenal de Negocios. Las inversiones realizadas y que no estaban contempladas en el Plan Quinquenal de Negocios deberán ser informadas a la CREE en un plazo no mayor a 30 días. Estas inversiones serán incluidas en la Base si cumplen los criterios de pertinencia, prudencia y razonabilidad de costos. Existen dos formas para incluir las inversiones realizadas no previstas en el Plan Quinquenal de Negocios en el Cálculo Tarifario:

- Si el monto de inversiones realizadas no previstas es menor que el monto de las inversiones previstas no realizadas, el monto de las inversiones realizadas se restará del ajuste previsto en el Artículo 52.
- Si el monto de inversiones realizadas supera al monto de las inversiones previstas no realizadas, no se aplica el esquema de compensación del Artículo 52 y se incluye en la BAR al inicio del próximo ciclo tarifario el excedente del valor de las inversiones realizadas menos el valor de las inversiones previstas no realizadas.

Artículo 52. Incumplimiento de inversiones comprometidas en el Plan Quinquenal de Negocios. En el caso de incumplimiento de inversiones incluidas en el Plan Quinquenal de Negocios aprobado por la CREE corresponde aplicar un ajuste tarifario para compensar a los usuarios por las inversiones que estuvieron incluidas en el Cálculo Tarifario pero que no fueron ejecutadas por la Empresa Distribuidora. Este ajuste afecta el valor del P_0 y se realiza en cada revisión tarifaria. La metodología para la aplicación de este ajuste es la siguiente:

- Se recalcula la tarifa máxima (P_0^*) excluyendo las inversiones no realizadas e incluyendo las inversiones no previstas en el Plan Quinquenal de Negocios que hayan sido autorizadas por la CREE, valuadas a costos de la fecha de valuación del Plan Quinquenal de Negocios y se excluye también la energía asociada a los proyectos no realizados más la energía asociada a las inversiones realizadas no previstas.
- Se calcula la diferencia entre el P_0 aprobado y el P_0^* calculado en el punto anterior (ΔP_0).
- Se calcula el excedente de ingresos anual como el producto entre la diferencia de tarifa máxima y la energía distribuida.
- Se actualiza el excedente a la fecha de inicio del nuevo ciclo tarifario; la actualización se realiza mediante la aplicación de la Tasa de Actualización del Capital.
- El monto del excedente actualizado es restado del Ingreso Requerido en la fórmula de determinación de la Tarifa Máxima para el próximo ciclo tarifario.

CAPÍTULO 11. ESQUEMA DE VERIFICACIÓN DEL PRECIO MÁXIMO DE DISTRIBUCIÓN (FACTOR K)

Artículo 53. Definición del Factor K. Se establece un Esquema de Verificación del Precio Máximo que consiste en comparar la tarifa máxima promedio aprobada por la CREE con la tarifa promedio que resulta de los ingresos efectivamente devengados por la Empresa Distribuidora. En el caso que la tarifa promedio real supere al precio máximo aprobado por la CREE (en Lempiras), se aplicará un Factor de Ajuste K, conforme se detalla en el Artículo 54.

Artículo 54. Cálculo del Factor K. El Factor de Ajuste K será calculado y aplicado por la CREE en forma anual y sólo en los casos en que la tarifa promedio obtenida por la Empresa Distribuidora (TM^R) resulte superior a la tarifa máxima promedio aprobada por la CREE.

La metodología de cálculo del Factor K es la siguiente:

$$K_t = \frac{(TM_{t-1}^A - TM_{t-1}^R) \times (1 + r_{t-1}) \times ED_{t-1}}{ED_t}$$

K_t : factor de ajuste de la tarifa máxima promedio para el año t (Factor K)

TM_{t-1}^A : Tarifa máxima promedio aprobada para el

año $t-1$; para $t=1$, $TM_{t-1}^A = P_0$

TM_{t-1}^R : Tarifa promedio real en el año $t-1$

r_{t-1} : Tasa de interés para el año $t-1$ Corresponde al promedio ponderado anual de las tasas de interés nominales en moneda nacional del sistema financiero nacional que publica el Banco Central de Honduras.

ED_{t-1} : energía distribuida en el año $t-1$

ED_t : energía prevista a distribuir en el año t

CAPÍTULO 12. PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LOS REAJUSTES TARIFARIOS DEL PRECIO MÁXIMO DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 55. Cálculo Tarifario. Los Cálculos tarifarios se realizan al finalizar cada Ciclo Tarifario y tienen por objetivo determinar el nivel tarifario o reposicionamiento tarifario que tendrá vigencia durante el Ciclo Tarifario siguiente al Cálculo. En estos procesos de Cálculo tarifario se determinan los valores de cada uno de los bloques regulatorios que conforman el P_0 .

Artículo 56. Ajustes anuales del Precio Máximo autorizado. El precio máximo permitido por el servicio de distribución de energía eléctrica de la Empresa Distribuidora será ajustado por la CREE cada 12 meses de la Fecha de Vigencia de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$TM_t^A = TM_{t-1}^A \times (1 + \Delta IPC) \times (1 - \text{Factor } X) + \text{Factor } K_t$$

Donde

TM_t^A : Precio máximo autorizado para el año el período (12 meses) t

TM_{t-1}^A : Precio máximo autorizado para el período del período (12 meses) $t-1$; Si $t=1$, entonces $TM_{t-1}^A = P_0$

ΔIPC Variación del Índice de Precios al Consumidor (IPC), publicado por el Banco Central de Honduras, entre el período $t-1$ y t .

$\text{Factor } X = \text{Factor de eficiencia}$

$\text{Factor } K = \text{Factor de ajuste por diferencia con precio máximo autorizado}$

Artículo 57. Ajustes por variaciones en los Costos no Controlables transferibles a tarifas de la Empresa Distribuidora. Durante el Ciclo Tarifario, se realizarán ajustes anuales y trimestrales para trasladar el costo eficiente de compra de energía y potencia de la Empresa Distribuidora, y ajustes anuales por variaciones en los Costos no Controlables transferibles a tarifas de la Empresa

Distribuidora, de acuerdo a lo que se establece en el TÍTULO 6 de este Reglamento.-

Artículo 58. Cálculo Tarifario Extraordinario. Cuando existan variaciones significativas respecto a las previsiones de venta de energía eléctrica consideradas en el Plan Quinquenal de Negocios y utilizadas para el Cálculo Tarifario, la CREE, de oficio o a solicitud de la Empresa Distribuidora, podrá efectuar un Cálculo Extraordinario del P_0 . Por variaciones significativas se entiende variaciones cuyo impacto en el total facturado sea superior, en valor absoluto, a 10%, o el valor que en su defecto defina la CREE.

CAPÍTULO 13. DETERMINACIÓN DE LOS BLOQUES HORARIOS POR TIEMPO DE USO

Artículo 59. Con base en el Estudio de Caracterización de la Demanda (ECD), consignado en el Artículo 10, la Empresa Distribuidora propondrá a la CREE para su aprobación los bloques horarios a aplicar a los usuarios en BT y MT. Estos bloques horarios corresponderán a los períodos de carga máxima, media y mínima en función de la curva de carga típica determinada para cada nivel de tensión en el ECD.

Artículo 60. El criterio para determinar estos períodos de carga se basará en el porcentaje de carga que se presenta en el sistema en una hora particular, referida a la carga máxima de la curva de carga. Los porcentajes para establecer estos períodos serán los siguientes:

- Punta:** es el período de carga máxima (p) representado por las horas en las cuales el porcentaje de carga es mayor al 90% de la potencia máxima.
- Intermedio:** es el período de carga media (i) representado por las horas en las cuales el porcentaje de carga es mayor al 70% y menor o igual al 90% de la potencia máxima.
- Valle:** es el período de carga mínima (v) representado por las demás horas del día no consideradas en los períodos de punta e intermedio.

El número de períodos horarios resultantes dependerá de la forma de la curva de carga.

CAPÍTULO 14. ESTRUCTURA TARIFARIA

Artículo 61. Principios Tarifarios. La estructura tarifaria propuesta por la Empresa Distribuidora deberá observar los siguientes principios:

- a. **Sustentabilidad económica-financiera de la Empresa Distribuidora:** Se deberá replicar el precio máximo autorizado (Po).
- b. **Tarifas que reflejen costos eficientes y ausencia de subsidios cruzados.** Las tarifas a cada categoría de usuarios deberán reflejar los costos eficientes de suministro, sin incluir subsidios cruzados entre las categorías tarifarias.
- c. **Simplicidad.** Deberá primar la sencillez y facilidad de comprensión por los Usuarios.
- d. **Eficiencia asignativa.** Se deberá realizar una asignación eficiente de los costos entre las distintas modalidades tarifarias. Entre los inductores de costos se deberán considerar los siguientes:
 - Nivel de tensión en el que se suministra el servicio;
 - Demanda máxima mensual de cada grupo de usuarios;
 - Consumo anual de energía eléctrica;
 - Perfiles representativos de consumo para cada categoría tarifaria; y
 - Número de conexiones activas, es decir, con mediciones de consumo no nulas.
- e. **Tarifas en dos partes.** Todas las categorías deberán incorporar, al menos, un cargo fijo mensual, que considere los costos asociados al proceso comercial (lectura, facturación, cobranza, entre otros), más un cargo por la energía consumida con base en bloques crecientes.
- f. **Tarifas en tres partes.** A partir del nivel de consumo mensual que se determina en el Artículo 63 se deberá incluir, además del cargo fijo mensual por costos comerciales y del cargo por energía, un cargo por potencia contratada.
- g. **Cargos por energía.** Los cargos por energía por energía consumida podrán ser de dos tipos:
 - **Bloques crecientes.** Una estructura de bloques invertidos deberá reflejar los costos incrementales

de proveer el servicio, incluyendo capacidad, energía y costos ambientales.

- **Bloques horarios.** Una estructura por bloques horarios deberá reflejar los costos en función del tiempo de uso.

- h. **Transparencia y no discriminación** entre usuarios; por transparencia se entiende la publicidad y divulgación de la información relativa a la metodología de cálculo de las tarifas.

Artículo 62. Categorías Tarifarias: La Estructura Tarifaria a ser propuesta por la Empresa Distribuidora deberá contener al menos las siguientes categorías tarifarias:

- **Residencial Binómica:** Se aplica a los Usuarios de la categoría residencial con consumos mensuales inferiores a los 500 kWh, y la categoría tarifaria consta de cargo fijo mensual, el que deberá reflejar los costos comerciales independientes de la energía demandada, un y cargo variable por energía consumida con bloques crecientes: Bloque 1: hasta 150 kWh; Bloque 2: desde 150kWh hasta 300kWh; Bloque 3: desde 300kWh hasta 500kWh. La Empresa Distribuidora podrá proponer, en forma justificada, otros bloques.
- **Residencial por Bloque Horario:** Se aplica a los Usuarios de la categoría residencial con consumos mensuales superiores o iguales a 500 kWh, y la categoría tarifaria consta de cargo fijo, cargo por potencia contratada y cargo variable por energía consumida por bloque horario. Factor de potencia: en los casos que la alimentación sea trifásica, se deberá incluir también un cargo por energía reactiva con base en un factor de potencia que deberá proponer la Empresa Distribuidora.
- **General Binómica:** Se aplica a los Usuarios de la categoría General con consumos mensuales inferiores a los 500 kWh, y la categoría tarifaria consta de cargo fijo mensual, el cual deberá reflejar los costos comerciales independientes de la energía demandada, un y cargo variable por energía consumida con bloques crecientes: Bloque 1: hasta 150 kWh; Bloque 2: desde 150kWh hasta 300kWh; Bloque 3: desde 300kWh hasta 500kWh. La Empresa Distribuidora podrá proponer, en forma justificada, otros bloques.

- **General por Bloque Horario:** Se aplica a los Usuarios de la categoría General con consumos mensuales superiores o iguales a 500 kWh, y la categoría tarifaria consta de cargo fijo, cargo por potencia contratada y cargo variable por energía consumida por bloque horario. Factor de potencia: en los casos que la alimentación sea trifásica, se deberá incluir también un cargo por energía reactiva con base en un factor de potencia que deberá proponer la Empresa Distribuidora.
- **Servicio MT:** Se aplica a los Usuarios conectados en MT, y la categoría tarifaria consta de cargo fijo, cargo por potencia contratada, cargo variable por energía consumida por bloque horario, y un cargo por energía reactiva con base en el Factor de potencia
- **Alumbrado Público:** Para aquellas conexiones que no cuenten con medidor, se facturará un cargo mensual por potencia de lámpara instalada (L/kW). Para aquellas conexiones que cuenten con medidor, se facturará un cargo por consumo de energía que variará en función de quién realice el mantenimiento de la red: a) redes de Alumbrado Público con mantenimiento a cargo de la Empresa Distribuidora; y, b) redes de Alumbrado Público con mantenimiento a cargo de terceros.

Artículo 63. Cargos tarifarios. Corresponden a los cargos a ser aplicados bajo las diferentes categorías tarifarias:

- **Cargo Fijo comercial:** cargo mensual expresado en Lempiras por consumidor. Es un cargo independiente de la energía entregada/consumida y se asocia a las actividades comerciales desarrolladas por la Empresa Distribuidora (administración de cuentas de usuarios, lectura de medidores, facturación y cobranza, atención comercial, entre otras actividades).
- **Cargo Variable de Energía:** cargo por energía entregada/consumida, expresado en Lempiras por kWh, el que, según la categoría tarifaria, podrá ser por Bloques crecientes por Consumo o por Bloques Horarios conforme se define en el Artículo 59.

- **Cargo por Potencia Contratada:** cargo mensual por demanda máxima o potencia contratada expresado en Lempiras por kW.
- **Cargo por Energía Reactiva:** cargo por energía reactiva medida, el que podrá ser negativo para aquellos factores de potencia mayores al establecido.

Artículo 64. Cargo por Conexión. Para los nuevos usuarios, los costos de conectarlos a la red de distribución se recuperarán a través de un cargo por única vez denominado “cargo de conexión”, el que podrá ser pagado en cuotas. Dicho cargo, que variará según el nivel de tensión en que se conecta el usuario y la potencia contratada, reflejará los costos del medidor, de la acometida y eventuales costos de adaptar el transformador.

Artículo 65. Consumidores Calificados en Alta Tensión (AT). Para los Consumidores Calificados cuyo punto de medición se encuentre en AT, y que no hayan optado por comprar energía eléctrica y/o potencia directamente de Empresas Generadoras, Empresas Comercializadoras o Agentes del MER, la tarifa a aplicar corresponderá a la suma de los Costos no Controlables transferibles a tarifas de la Empresa Distribuidora y un cargo regulado por la gestión comercial de acuerdo a lo establecido en el Artículo 63.

Artículo 66. Cargo por Uso de la Red de Distribución. Los Consumidores Calificados que hayan optado por comprar energía eléctrica y/o potencia directamente de Empresas Generadoras, Empresas Comercializadoras o Agentes del MER, o las Empresas Comercializadoras que hagan uso de la red de distribución en el marco de los contratos que celebren con Consumidores Calificados, según determine el acuerdo entre partes, deberán pagar el Cargo por Uso de la red de distribución en función del nivel de tensión en el que se encuentren conectados.

Para los Consumidores Calificados ubicados en MT, el cargo por uso de la red de distribución se calculará a partir de la proporción del P_0 asignada a la MT con base en la energía distribuida en cada nivel y descontados los costos comerciales que son remunerados a través del cargo fijo.

$$CVUC_{MT} = P_0 \times (1 - \lambda_f) \times \left(\frac{ED_{MT}}{ED_{BT} + ED_{MT}} \right)$$

Donde:

CVUC_{MT}: cargo variable por uso del sistema de distribución a Consumidores Calificados en MT, expresado en Lempiras por kWh.

P₀: Precio máximo por el servicio de distribución

λ_f: porcentaje de costos comerciales en la totalidad de los ingresos reconocidos a la Empresa Distribuidora, conforme a la información relativa a costos presentada en el Plan Quinquenal de Negocios.

ED_{BT}: energía distribuida en BT

ED_{MT}: energía distribuida en MT

Para los Consumidores Calificados ubicados en BT, el cargo por uso de la red de distribución se calculará a partir de la proporción del P₀ asignada a la BT, conforme la siguiente fórmula:

$$CVUC_{BT} = P_0 \times (1 - \lambda_f)$$

Donde:

CVUC_{BT}: cargo variable por uso del sistema de distribución a usuarios calificados en BT, expresado en Lempiras por kWh.

P₀: Precio máximo por el servicio de distribución

λ_f: porcentaje de costos comerciales en la totalidad de los ingresos reconocidos a la Empresa Distribuidora, conforme a la información relativa a costos presentada en el Plan Quinquenal de Negocios.

TÍTULO 3. BASE DE ACTIVOS REGULATORIA

CAPÍTULO 1. ENFOQUE METODOLÓGICO

Artículo 67. La metodología a aplicar para estimar el valor de los activos en operación por la Empresa Distribuidora corresponde al Costo de Reposición Optimizado y Depreciado (CROD).

Artículo 68. La valuación de los activos en servicio considera dos aspectos:

- Actualización del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del activo en cuestión o de uno equivalente en funcionalidad;
- Depreciación del VNR dado el estado y condición del activo debido a su uso hasta el momento de la valuación.

CAPÍTULO 2. COMPOSICIÓN DE LA BAR

Artículo 69. Los Activos Regulatorios se clasifican, según su función, en:

- Activos Regulatorios Eléctricos (ARE), y
- Activos Regulatorios no Eléctricos (ARNE).

Los Activos Regulatorios Eléctricos (ARE) forman parte de la infraestructura de transmisión y distribución de energía eléctrica y su función está directamente asociada a la prestación del servicio considerado. Los activos de este grupo incluyen: líneas, equipos de subestaciones, transformadores, equipos de medición, entre otros.

El valor de dichos activos se determina a partir de la conformación y valuación de Unidades Constructivas (UC). Los Activos Regulatorios No Eléctricos (ARNE) son activos que no hacen parte de la infraestructura de distribución y transmisión de energía eléctrica, pero que son requeridos para cumplir con la prestación del servicio. Los activos de este grupo son: edificios (sedes administrativas, depósitos, talleres, entre otros.) maquinaria y equipos (grúas, vehículos, herramientas, entre otros.) equipos de cómputo, equipos de comunicaciones y software.

El valor de estos activos es determinado mediante la aplicación de un porcentaje sobre el valor de los Activos Eléctricos que conforman la BAR bruta.

Artículo 70. Según el período tarifario en que se realizó la inversión, los activos se clasifican en:

- Activos de la Base Histórica, y
- Activos de la Base Incremental.

La Base Histórica se considera como Base Blindada.

Por su parte, los activos de la Base Incremental son los presentados por la Empresa Distribuidora en su Plan Quinquenal de Negocios y aprobados por la CREE, en cada Cálculo Tarifario.

Artículo 71. Según su reconocimiento en tarifas, los activos se clasifican en:

- Activos Elegibles, y
- Activos no Elegibles

Los Activos Elegibles son aquellos que se utilizan para la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica.

Los Activos no Elegibles son los aplicados a la prestación de servicios no regulados o de otras actividades no vinculadas al servicio de distribución y, por ende, no forman parte de la BAR.

Artículo 72. La inclusión de los activos en la BAR requiere de un informe de evaluación respecto del uso, función y atribuciones de los activos, que la CREE deberá contratar con firmas especializadas en la materia.

CAPÍTULO 3. PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA BAR BRUTA Y NETA

Artículo 73. La valoración de los activos se realizará considerando unidades constructivas estándar (UC) definidas por su funcionalidad en el sistema eléctrico, según surge de las bases de datos técnicos de la Empresa Distribuidora.

Artículo 74. Las Unidades Constructivas son valorizadas por su Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) a precios actuales para obtener la BAR Bruta. Para determinar la BAR Neta, los activos deben ser depreciados según el estado y condición de cada activo representado, de acuerdo a su “edad” en el momento de la valuación.

Artículo 75. La determinación de la antigüedad promedio de los activos de la base será realizada por una empresa evaluadora calificada contratada por la CREE con cargo a la Empresa Distribuidora; los criterios de calificación serán definidos por la CREE con el objetivo de garantizar que las empresas evaluadoras posean el nivel técnico y acrediten los antecedentes necesarios para la realización de dicho trabajo.

Artículo 76. El costo de los Activos Regulatorios No Eléctricos será determinado como un porcentaje del costo de los Activos Regulatorios Eléctricos que conforman la BAR Bruta. Dicho porcentaje será calculado a partir de datos resultantes del estudio a desarrollar por la firma indicada en el Artículo 72.

Artículo 77. La depreciación según edad de los elementos debe ser inferida sobre la base del estado y condición de muestras inspeccionadas *in situ* por la firma indicada en el Artículo 72, o bien puede recurrirse a registros contables o memorias técnicas donde conste la fecha de entrada en operación de los activos.

CAPÍTULO 4. FASES DEL PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA BAR

Artículo 78. El procedimiento de determinación de la BAR involucra el desarrollo de las siguientes fases:

- a. Recopilación de información de las bases de datos técnicas y contables.
- b. Cálculo del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).
 - Determinación de la cantidad y tipo de activos a valorizar;
 - Establecimiento de equivalencias entre los activos reales en servicio y las unidades constructivas estándar;
 - Determinación y validación de los precios unitarios de las UC estándar;
 - Determinación de la BAR bruta, a partir de la valorización de los activos en función de los costos unitarios de las Unidades Constructivas.
- c. Estimación de la tasa de depreciación de los activos
 - Consideración de las fechas de puesta en servicio en los registros técnicos o contables;
 - Consideración de estado y condición de una muestra mediante visitas en campo.
- d. Cálculo de la BAR Neta por el método CROD, a partir de la información resultante de b) y c).

CAPÍTULO 5. CRITERIOS GENERALES DE VALUACIÓN DE LOS ACTIVOS

Artículo 79. Los costos unitarios de Unidades Constructivas estándar deben estar basados en bancos de precios referenciales obtenidos de valores de mercado, en compras realizadas por la Empresa Distribuidora con una antigüedad no mayor a dos (2) años, o en presupuestos competitivos

recientes. En caso necesario, corresponde actualizar dichos precios a la Fecha de Referencia mediante índices que reflejen la evolución del precio de mercado.

Artículo 80. La especificación para determinar el valor depreciado debe considerar la edad “ t ” del activo en cuestión, su vida útil nominal “ T_0 ”, y su esperanza de vida actual “ T_x ”. La formulación matemática es la siguiente:

$$CROD = VNR \times \left(\frac{T_x}{T_0}\right) = VNR \times \left[1 - \left(\frac{t}{T_0}\right)\right]$$

CAPÍTULO 6. CRITERIOS ESPECÍFICOS DE VALUACIÓN DE LOS ACTIVOS QUE CONFORMAN LA BAR

Artículo 81. La Base de Activos Regulatoria (BAR) Inicial, se determinará a partir de las Fases del Procedimiento definidas en el Artículo 78. La BAR determinada con base en las fases a) y b) del procedimiento antes mencionado se constituye en la Base Blindada para los futuros Ciclos Tarifarios.

Artículo 82. La BAR Neta es determinada a partir de las fases c) y d) del procedimiento definido en el Artículo 78. Para determinar la BAR Neta es necesario tomar en consideración la esperanza de vida de los activos, la vida útil normativa y la edad de los mismos; para ello, la Empresa Distribuidora debe presentar un estudio de muestreo, con base en las ZDT, a los fines de determinar la Vida Útil Remanente de los activos incorporados en la base.

Artículo 83. Depreciación Acumulada de la BAR Inicial. Se adoptará como criterio que, en promedio, la BAR se encuentra depreciada en 50%.

Artículo 84. Vida Útil Regulatoria de los Activos. La vida útil regulatoria de los activos será determinada a partir de datos resultantes del estudio a desarrollar por la firma indicada en el Artículo 72.

Artículo 85. Mejoras en los Activos que alteran su vida útil regulatoria. En el caso de que un activo sufra una reparación, reforma o transformación que resulte en la alteración de su vida útil, este valor podrá ser activado en adición al valor residual del mismo - siempre que sea soportado por laudo o documento técnico que verifique tal circunstancia. El recuento de la vida útil del bien deberá ser reiniciado, de acuerdo con las tasas de depreciación regulatorias vigentes.

Artículo 86. Base Blindada. Para los sucesivos Cálculos Tarifarios, la BAR aprobada en el Cálculo Tarifario anterior se considera “Blindada”. Este blindaje se da tanto para las unidades físicas de activos como para los valores unitarios aprobados. Los valores blindados deberán ser ajustados por la evolución de índices de precios para expresarlos a moneda de la Fecha de Referencia de cada Cálculo tarifario.

Artículo 87. Se exceptúan de la Base Blindada las mejoras establecidas en el Artículo 85, ya que son parte de la Base Incremental, y las bajas de activos desde el momento en que los mismos dejan de estar afectados al servicio.

Artículo 88. Base Incremental. Las incorporaciones de activos a la Base, propuestas en el Plan Quinquenal de Negocios y aprobadas por la CREE, se consideran parte de la Base Incremental.

Artículo 89. La BAR bruta surge de la suma de la Base Blindada al inicio del Ciclo Tarifario anterior más la Base Incremental del Ciclo Tarifario precedente. En el caso de la BAR neta es necesario considerar la BAR neta al inicio del Ciclo Tarifario anterior y deducirle las depreciaciones ocurridas durante dicho Ciclo Tarifario, además se deben incluir las inversiones netas (deducidas las depreciaciones) realizadas en el Ciclo Tarifario precedente.

Artículo 90. Las bases de activos bruta y neta deben ser ajustadas por índices generales de precios para estar expresadas en unidades monetarias homogéneas a la Fecha de Referencia.

CAPÍTULO 7. VALUACIÓN DE LA BASE BLINDADA

Artículo 91. El procedimiento para la valuación de los activos que conforman la Base Blindada es el siguiente:

- De la base aprobada en el Cálculo Tarifario anterior deben ser excluidas las bajas ocurridas entre dicho Cálculo y el presente.
- El valor de los activos de la base neta de bajas debe ser actualizado anualmente con base en la evolución de índices de precios generales.
- Se deben computar las depreciaciones acumuladas de los activos, aplicando los mismos índices y metodología del literal b.

d. Índice de aprovechamiento (IA). A los efectos de analizar el cumplimiento del criterio de prudencia en las inversiones realizadas, a los transformadores de distribución se aplica el IA. El IA surge del producto entre el factor de uso de cada transformador, por la expectativa de crecimiento de la carga de dicho transformador,

- **Factor de Uso:** se determina como el cociente entre la demanda máxima (en MVA), verificada en los últimos dos años con relación a la Fecha de Referencia, y la potencia total instalada (PTI) del transformador.

$$FUS = \frac{DM}{PTI}$$

donde

DM : Demanda Máxima

PTI : Potencia Total Instalada

- **Expectativa de crecimiento para la carga atendida por el transformador:** se proyecta para los próximos 10 años, y su base de cálculo es el crecimiento de la carga verificado en los últimos cinco años, o en los años de antigüedad del activo si ésta fuera menor a cinco años.

$$ECC = (1 + TCA_1) * (1 + TCA_2) * ... * (1 + TCA_{10})$$

ECC es el crecimiento estimado de la carga para los próximos 10 años, TCA es la tasa de crecimiento anual de la carga del transformador.

Por último, el IA surge de:

$$IA = ECC \times FUS \times 100$$

CAPÍTULO 8. CRITERIOS GENERALES DE VALUACIÓN DE LOS ACTIVOS QUE COMPONEN LA BAR

Artículo 92. Verificación de la Existencia del Activo.

La valuación de los activos debe realizarse tomando en consideración los resultados de las inspecciones de campo y muestreo representativo con el fin de verificar la existencia física de los activos contables y las características operacionales de los mismos.

Artículo 93. Método de Valuación de los Activos Regulatorios Eléctricos. El método general utilizado para la valuación de los activos es el VNR. En los casos de que no se disponga de precios de referencia actualizados se considerará el método de costo histórico (contable) corregido.

Artículo 94. Asignación de Costos Unitarios. La asignación de los costos unitarios a los activos bajo análisis se realiza a través de unidades constructivas (UC) estándar.

Artículo 95. La actualización de los costos de las Unidades Constructivas se realizará mediante un índice que considera la evolución de:

- Índice de Precios al Consumo
- Evolución del tipo de cambio
- Costo del cobre
- Costo del aluminio

La formulación matemática de la paramétrica de ajuste del valor de las Unidades Constructivas es la siguiente:

$$FAUC = \partial_1 \times \frac{IPC_t}{IPC_0} + \partial_2 \times \frac{TC_t}{TC_0} + \partial_3 \times \frac{IPcu_t}{IPcu_0} \times \frac{TC_t}{TC_0} + \partial_4 \times \frac{IPal_t}{IPal_0} \times \frac{TC_t}{TC_0}$$

Donde:

$FAUC$: Factor de ajuste del valor de las Unidades Constructivas.

∂_1 : Coeficiente de participación de los insumos domésticos en el factor de ajuste de las Unidades Constructivas

∂_2 : Coeficiente de participación de los insumos importados en el factor de ajuste de las Unidades Constructivas

∂_3 : Coeficiente de participación del cobre en el factor de ajuste de las Unidades Constructivas

∂_4 : Coeficiente de participación del aluminio en el factor de ajuste de las Unidades Constructivas

IPC_t : Índice de precios al consumo del período t

$IPDC_0$: Índice de precios al consumo del período base (0)

TC_t : Tipo de cambio del período t

TC_0 : Tipo de cambio del período base (0)

$IPcu_t$: Índice de precios del cobre del período t

$IPcu_0$: Índice de precios del cobre del período base (0)

$IPal_t$: Índice de precios del aluminio del período t

$IPal_0$: Índice de precios del aluminio del período base (0)

Las ponderaciones de cada índice en la fórmula serán aprobadas por la CREE con base en una propuesta presentada por la Empresa Distribuidora.

CAPÍTULO 96. VALUACIÓN DE MÁQUINAS Y EQUIPOS

Artículo 96. Los ARE correspondientes a esta categoría son:

- a. transformadores de distribución,
- b. líneas y redes de distribución,
- c. equipos de medición,
- d. sistemas de telecomunicación y telecontrol,
- e. sistemas de despacho de cargas de distribución,
- f. otros equipos.

Artículo 97. El método de valuación implementado es el VNR, el que surge de la siguiente fórmula:

$$VNR = EP + COM + CA + IOC$$

- a. **EP**, Equipamientos *principales*: se valúan con base en un banco de precios referenciales o precios de la empresa, conformado a partir de las compras de los últimos dos años con relación a la Fecha de Referencia. En caso de no existir compras de un determinado bien o Unidades Constructivas, en el período de dos años considerado, su valor se determina por su costo histórico ajustado.
- b. **COM**, *Componentes Menores*: son materiales y accesorios a los componentes principales que se valorizan a través de porcentajes de costos respecto del equipamiento principal. Estos porcentajes serán obtenidos del análisis de la totalidad de los proyectos ejecutados por la Empresa Distribuidora.
- c. **CA**, *Costos adicionales*: son las erogaciones correspondientes a gerenciamiento, montaje, flete, entre otros aspectos. Son obtenidos como porcentajes definidos en la misma forma que los COM.
- d. **IOC**, (*Intereses por Obra en Curso*): corresponde a las remuneraciones de la obra en curso, cuyo valor se determina aplicando la Tasa de Actualización real después de impuestos sobre el plazo promedio de ejecución de la obra y el valor de los desembolsos mensuales.

CAPÍTULO 10. VALUACIÓN DE TERRENOS, EDIFICIOS Y OBRAS CIVILES

Artículo 98. Los terrenos se valuarán actualizando los valores contables por un índice general de precios.

Artículo 99. A los terrenos les corresponde la aplicación de un IA, que representa el porcentaje del terreno afectado a las actividades de distribución de energía eléctrica. El IA se determina como el cociente entre el área efectivamente utilizada (incluyendo área de seguridad, estacionamiento, maniobras, entre otros) y la superficie total del terreno. De forma justificada, la CREE puede reconocer cierto porcentaje de índice de aprovechamiento como área de reserva operacional, para potenciales incrementos en la escala de operación, como así también espacio verde necesario para la prestación del servicio.

Artículo 100. El aprovechamiento del terreno debe ser verificado mediante inspecciones o visitas de campo.

Artículo 101. El VNR de las edificaciones se obtiene a partir de costos unitarios de construcción predefinidos y correspondientes a cada uno de los elementos que componen una Unidad Constructiva.

CAPÍTULO 11. VALUACIÓN DE VEHÍCULOS, MUEBLES Y SOFTWARES E INVENTARIO

Artículo 102. Los activos correspondientes a las categorías vehículos, muebles, y software, deben ser valuados con el método del valor contable actualizado.

Artículo 103. La verificación de la existencia de las unidades físicas de vehículos y muebles puede realizarse por muestreo o por inspección de campo.

Artículo 104. Para los activos vinculados a la operación y mantenimiento de máquinas, instalaciones y equipos necesarios para la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica, se considerará el valor del stock promedio de los últimos doce meses, con relación a la Fecha de Referencia, de materias primas, materiales, y compras en curso.

CAPÍTULO 12. VALUACIÓN DE LA BASE INCREMENTAL

Artículo 105. La Base Incremental está formada por todas las inversiones realizadas durante el Ciclo Tarifario inmediato

anterior previstas en el Plan Quinquenal de Negocios más las inversiones no previstas en el Plan Quinquenal de Negocios pero que fueron aprobadas por la CREE.

Artículo 106. El procedimiento para la valuación de los activos que conforman la base incremental es el siguiente:

- a. Se consideran las incorporaciones de activos del Ciclo Tarifario anterior, estos activos pasan a formar parte de la base incremental una vez que son aprobados por la CREE.
- b. Se considera la depreciación acumulada entre la fecha de entrada en operación del activo y la fecha de Cálculo Tarifario.
- c. Se computa el IA.

Artículo 107. Dentro del grupo de activos que forman parte de la Base Incremental se encuentran los activos proyectados en el Plan Quinquenal de Negocios en el Cálculo tarifario anterior, y que fueron realizados en dicho Ciclo Tarifario. Estos activos serán incorporados a la Base Blindada al mínimo valor entre el costo real (valor de libro) al cual el activo fue incorporado, y el valor actualizado de la UC correspondiente.

CAPÍTULO 13. TRATAMIENTO DE DEPRECIACIONES, ALTAS Y BAJAS, E INVERSIONES DE TERCEROS

Artículo 108. Método de Depreciación. Las depreciaciones se calcularán con base en el método lineal.

Los valores de depreciación acumulada registrados en la contabilidad y aprobados por la CREE sólo podrán ser modificados según lo establecido en el inciso b del Artículo 91 del presente Reglamento.

Artículo 109. Activos 100% depreciados. Vencido el plazo de vida útil contable de los activos, el valor residual de los mismos será cero.

Artículo 110. Altas de Activos. Las altas o adiciones de activos, realizadas en el Ciclo Tarifario anterior constituyen la Base Incremental y sólo deben ser incluidas como base de remuneración los Activos Elegibles definidos en el Artículo 71.

Artículo 111. Bajas de Activos. En el caso de constatarse el retiro de activos de la prestación del servicio, los mismos serán excluidos de la Base de Remuneración.

Artículo 112. Inversiones de Terceros. Las inversiones de terceros, si bien son activos operados y mantenidos por la Empresa Distribuidora, no serán consideradas como componentes de la BAR. No obstante, se aceptará la incorporación a la BAR de los activos financiados por terceros en aquellos casos en que exista un acuerdo de pago de los mismos a través de la energía suministrada por la Empresa Distribuidora a los usuarios que financiaron las inversiones.

TÍTULO 4. COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

CAPÍTULO 1. METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (CAOM)

Artículo 113. Los CAOM serán propuestos por la Empresa Distribuidora en el Plan Quinquenal de Negocios y serán revisados y aprobados por la CREE con base a referencias internacionales de empresas distribuidoras operando en condiciones similares. La metodología a aplicar será la del “Costo Medio por Unidad de Escala”.

Artículo 114. La escala de la distribución de energía eléctrica será medida por la Variable de Escala Compuesta (VEC) de acuerdo a la metodología que se establece en este Reglamento.

Artículo 115. Los CAOM eficientes surgen de multiplicar el Costo Medio por Unidad de Escala por la escala de la Empresa Distribuidora. La metodología consiste en los siguientes pasos:

- a. **Referencia Internacional.** Los costos eficientes de CAOM se determinarán con base en una muestra de empresas de referencia internacional. La muestra considerará empresas distribuidoras de electricidad que presenten las características adecuadas a diciembre del año previo a la Fecha de Referencia.
- b. **Escala de las empresas:** Se determina la escala de la actividad de distribución de energía eléctrica a través de la Variable de Escala Compuesta (VEC), que consiste en ajustar el número de usuarios por los coeficientes extensión de la red sobre el número total de Usuarios (km de red/ número de usuarios) y el total de energía distribuida a nivel de MT sobre el número total de Usuarios (energía distribuida / número de usuarios). La fórmula a usar será la siguiente:

$$VEC = UC \times \left(1 + \beta \frac{\delta U}{U} + \gamma \frac{\delta L}{L} \right)$$

Dónde:

VEC = Variable de Escala Compuesta;

UC = Número de Usuarios;

$\frac{\delta U}{U} = \frac{(u-U)}{U}$ Desvío proporcional de energía facturada por Usuario con relación a la media de la muestra de empresas considerada tal como se describe en b. U corresponde a la media aritmética de u que es la razón $\frac{\text{energía distribuida}}{\text{número de usuarios}}$

$\frac{\delta L}{L} = \frac{(l-L)}{L}$ Desvío proporcional de la extensión de red por cliente con relación a la media de la muestra de empresas considerada. corresponde a la media aritmética de l , que es la razón $\frac{\text{km de red}}{\text{número de usuarios}}$

β Parámetro asociado a la energía facturada por usuario $u = \frac{\text{energía distribuida}}{\text{número de usuarios}}$

γ Parámetro asociado a la extensión de la red por usuario $(l = \frac{\text{km de red}}{\text{número de usuarios}})$.

- c. **Costos de referencia:** Los costos internacionales de referencia se obtendrán a partir de la muestra de empresas considerada, y estarán expresados en dólares estadounidenses ajustados por Paridad de Poder de Compra (PPC). Se calculan los CAOM por unidad de escala como el cociente entre los saldos de las cuentas contables correspondientes a dichas categorías de costos y la variable de escala compuesta (VEC). Los CAOM serán obtenidos como el promedio de los valores registrados en los últimos tres años disponibles de la muestra, a precios de la Fecha de Referencia.
- d. **Costo Medio por Unidad de Escala Eficiente.** El costo unitario eficiente estará por el promedio de los valores unitarios correspondiente a las empresas del quintil superior de eficiencia dentro de la muestra seleccionada, es decir, por el promedio del 20% de las empresas más eficientes.

Extrapolación al caso de una Empresa Distribuidora de Honduras: Se multiplican los valores eficientes estimados por la escala de la Empresa Distribuidora de Honduras, considerando como número de usuarios

únicamente las cuentas activas, es decir, sin saldos nulos de facturación o consumo en los seis meses previos.

$$CAOM_{ED} = CUE_{QS} \times VEC_{ED}$$

donde:

$CAOM_{ED}$: Costos de Administración, Operación y Mantenimiento eficientes de la Empresa Distribuidora

CUE_{QS} : Costo Unitario Eficiente obtenido a partir de las empresas del Quintil Superior

VEC_{ED} : Variable de Escala Compuesta de la Empresa Distribuidora

CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS EFICIENTES POR DEUDORES INCOBRABLES

Artículo 116. El procedimiento para la determinación del porcentaje de costos eficientes por deudores incobrables a reconocer en el Cálculo Tarifario consta de las siguientes etapas:

- Determinación del punto de partida;
- Cálculo del porcentaje meta u objetivo de incobrabilidad; y,
- Definición de la senda de convergencia a la meta.

Artículo 117. La CREE determinará el porcentaje meta de DI con base en el porcentaje promedio de los tres años previos a la Fecha de Referencia de deudores incobrables de la muestra de empresas distribuidoras de energía eléctrica que se considera para determinar los CAOM. Se considerará como referencia al quintil (20%) más eficiente de la muestra.

Artículo 118. El punto de partida será el valor eficiente definido en el Cálculo Tarifario precedente.

Artículo 119. La convergencia hacia la meta se calculará como la reducción anual que se aplica al porcentaje de incobrabilidad, de manera tal que al finalizar el Ciclo Tarifario se alcance el porcentaje meta.

La fórmula matemática es la siguiente:

$$\Delta PI = \sqrt[5]{\frac{PI_0}{PI_m}} - 1$$

Donde:

ΔPI : ajuste anual aplicado sobre el porcentaje de deudores incobrables

PI_0 : porcentaje de incobrables del punto de partida

PI_m : porcentaje objetivo de deudores incobrables
 5: es la cantidad de años de duración de un Ciclo Tarifario.

CAPÍTULO 3. METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS PÉRDIDAS EFICIENTES DE ENERGÍA

Artículo 120. Con el objetivo de estimar los niveles de pérdidas regulatorias eficientes, en megavatio-hora (MWh) y en porcentaje, se definen los siguientes conceptos:

- a. **Energía Vendida – EV.** Representa toda la energía vendida por la Empresa Distribuidora más su consumo propio, excluyendo los Usuarios conectados en AT.
- b. **Energía Entregada - EE.** Energía que circula por el sistema de Distribución con facturación sólo por el Cargo por Uso de las Redes de Distribución, calculada como la suma de la energía entregada a Consumidores Calificados que compran de Empresas Comercializadoras, Empresas Generadoras o Agentes del MER.
- c. **Energía Inyectada. – EI:** Suma de toda la energía inyectada en la red de distribución de la Empresa Distribuidora en los Puntos de Entrega de transmisión (menos la energía exportada para la red de transmisión) más la inyección de generación conectada a la red de distribución de la Empresa Distribuidora (propia o de Usuarios Autoprodutores).
- d. **Punto de Entrega.** Se establece como Punto de Entrega entre la Red de Transmisión y la Red de Distribución la salida de la barra de AT.
- e. **Pérdidas de Distribución – PD –** Diferencia entre la EI y la suma de la EV más la EE, expresada en megavatio-hora MWh.

$$PD = EI - (EV + EE)$$
 donde:
 PD: Pérdidas en Distribución
 EI: Energía Inyectada
 EV: Energía Vendida
 EE: Energía Entregada
- f. **Pérdidas Técnicas – PT;** Porción de las pérdidas de distribución inherente al proceso de distribución, transformación de tensión y medición de la energía en la red de la Empresa Distribuidora, expresada en megavatio-hora – MWh.

g. **Pérdidas No Técnicas. – PNT.** Representa todas las demás pérdidas asociadas a la distribución de energía eléctrica, tales como hurtos de energía, errores de medición, errores en el proceso de facturación, usuarios sin lectura de medidores, entre otros. Corresponde a la diferencia entre las PD y las PT.

h. **Porcentaje de Pérdidas en Distribución – PPD:** porcentaje de pérdidas en la red de la Empresa Distribuidora en relación con la energía inyectada en la red:

$$PPD = \frac{PD}{EI} \times 100$$

Donde:

PPD: Porcentaje de Pérdidas en Distribución

PD: Pérdidas en Distribución (en MWh)

EI: Energía Inyectada en Distribución (en MWh)

Artículo 121. Pérdidas Técnicas. El valor regulatorio de PT será el porcentaje que surja del BEP establecido en el Artículo 10 inciso d. En el caso que la Empresa Distribuidora no presente dicho estudio, la CREE definirá el valor con base a la información disponible.

Artículo 122. El nivel meta de PNT reconocido en tarifas se determinará con base a la muestra de empresas definida en el Artículo 115 inciso a, considerando el promedio de los tres años previos a la Fecha de Referencia.

Artículo 123. La determinación de las metas de PNT surge a partir de la ponderación entre las PNT eficientes de la muestra considerada de empresas de referencia y las PNT propias de la Empresa Distribuidora.

$$PNT_{meta} = \alpha_{bench} \times PNT_{bench} + (1 - \alpha_{bench}) \times PNT_{emp}$$

Donde:

PNT_{meta} : porcentaje de PNT eficientes objetivo para la empresa

α_{bench} : porcentaje de la meta que se define a partir de las referencias internacionales (*benchmark*)

PNT_{bench} : PNT de las empresas de referencia o *benchmark*

PNT_{emp} : PNT reales de la empresa bajo análisis

Artículo 124. Las pérdidas totales eficientes de energía surgen de la suma de las pérdidas definidas en el Artículo 121 y en el Artículo 123.

Artículo 125. La trayectoria de convergencia hacia la meta de PD eficientes es el porcentaje de reducción anual a aplicar a las PD de la Empresa Distribuidora de manera tal de alcanzar el nivel de pérdidas eficientes. La formulación matemática para la reducción anual es la siguiente:

$$PRA = \sqrt[5]{\frac{PT_{real}}{PT_{meta}}} - 1$$

Donde:

PRA: Porcentaje de reducción anual

PT_{real} : porcentaje de pérdidas totales reales de la Empresa Distribuidora a inicio del Ciclo Tarifario

PT_{meta} : porcentaje de pérdidas totales eficientes objetivo para la Empresa Distribuidora,

5 : es la cantidad de años de duración de un Ciclo Tarifario.

CAPÍTULO 4. DETERMINACIÓN DEL VALOR ESPERADO DE LAS INDEMNIZACIONES POR CALIDAD DE SERVICIO

Artículo 126. Indemnizaciones por calidad de servicio. El valor esperado de las indemnizaciones por interrupciones u otras desviaciones de la calidad de servicio será calculado conforme lo establece la NT-CD.

Artículo 127. Costo de la Energía no Suministrada (CENS). El CENS es utilizado en la regulación para definir y agrupar los costos económicos que afectan a la sociedad resultantes de una interrupción en el suministro de energía eléctrica. En el contexto de la LGIE, representa el perjuicio a los Usuarios derivado de la interrupción del suministro, expresado en términos monetarios por kWh o MWh no suministrado.

Artículo 128. El valor de CENS a usar en el primer Cálculo Tarifario será USD325 por MWh no suministrado

Artículo 129. Ajustes en el CENS. Para los siguientes Cálculos Tarifarios, el CENS será ajustado por la variación del índice de precios al consumo de los Estados Unidos de América que publica la Reserva Federal de ese país, en tanto la CREE no realice o cuente con un estudio que justifique modificar el CENS.

TÍTULO 5. TASA DE ACTUALIZACIÓN

Artículo 130. La Tasa de Actualización (TA) a utilizar en el Cálculo Tarifario deberá reflejar la tasa de costo de capital para actividades de riesgo similar en el país. La Tasa de Actualización real después de impuestos ($TA_{real.d.i.}$) será

determinada por la CREE mediante estudios contratados con entidades privadas especialistas en la materia.

Artículo 131. Si la $TA_{real.d.i.}$ estimada resultare inferior a siete por ciento (7%) real anual o bien superior a trece por ciento (13%) real anual, se aplicará el límite inferior de siete por ciento (7%) para el primer caso y el límite superior del trece por ciento (13%) para el segundo caso.

TÍTULO 6. COSTOS NO CONTROLABLES TRANSFERIBLES A TARIFAS DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA

CAPÍTULO 1. COSTO BASE DE GENERACIÓN

Artículo 132. Definición. El Costo Base de Generación de cada Empresa Distribuidora se compone por el costo de compra de generación que entrará en el Cálculo Tarifario, excluyendo a los Consumidores Calificados que optaron por comprar energía y/o potencia con precios libremente pactados.

Artículo 133. Responsabilidad del cálculo del Costo Base de Generación. El ODS calculará y enviará a la CREE a fines del mes de diciembre de cada año el Costo Base de Generación de cada Empresa Distribuidora previsto para el año siguiente.

Artículo 134. Revisión y aprobación. Con la información recibida del ODS, la CREE revisará y aprobará el Costo Base de Generación. La CREE podrá solicitar al ODS aclaraciones o ampliaciones de información, quien, en caso de que corresponda, deberá responder y hacer los ajustes correspondientes en un plazo de cinco días. Una vez recibida dicha información la CREE dispondrá de 15 días para aprobar el Costo Base de Generación.

Artículo 135. Metodología de cálculo del Costo Base de Generación. El ODS calculará el Costo Base de Generación propuesto para el año t con base en los resultados de la Planificación de Largo Plazo disponible a fines de diciembre del año $t-1$ y de la información de los contratos registrados, de acuerdo a la siguiente fórmula.

$$CBG_{t,h} = CBE_{t,h} + CBP_{t,h}$$

Donde:

CBG_{th} es el Costo Base de Generación previsto para el año t en el bloque horario h

$CBE_{t,h}$ es el Costo Base de Energía previsto para el año t en el bloque horario h

$CBP_{t,h}$ es el Costo Base de Potencia previsto para el año t en el bloque horario h

h es cada uno de los tres bloques horarios de energía

El Costo Base de Generación se calculará en dólares estadounidenses y se convertirá en Lempiras de acuerdo con lo establecido en el Artículo 7 del presente Reglamento.

Artículo 136. Asignación del Costo Base de Potencia por bloque horario. El Costo Base de Potencia se asignará por bloque horario con base al factor de carga de cada bloque horario que surja del ECD, de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$CBP_{t,h} = \alpha_h * CBP_t$$

Donde:

CBP_t es el Costo Base de Potencia previsto para el año t

α_h es el coeficiente de asignación del Costo Base de Potencia estimado para el bloque horario h

$CBP_{t,h}$ es el Costo Base de Potencia previsto para el año t en el bloque horario h

h es cada uno de los tres bloques horarios de energía

$$\alpha_h = \frac{FC_h}{\sum_{h=1}^3 FC_h}$$

Donde:

α_h es el coeficiente de asignación del Costo Base de Potencia estimado para el bloque horario h

FC_h es el factor de carga estimado para el bloque horario h

h es cada uno de los tres bloques horarios de energía

$$FC_h = \frac{PME_h}{P_{MAX}}$$

Donde:

FC_h es el factor de carga estimado para el bloque horario h

PME_h es la potencia media estimada para el bloque horario h

P_{MAX} es la potencia máxima

Artículo 137. Costos por bloques horarios de la energía.

El Costo Base de Energía se calculará por bloques horarios para su traslado a tarifas, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 59 del presente Reglamento. El ODS reportará precios para los tres bloques horarios de la energía, de tal forma que:

$$CBE_{t,h} = \sum_{m=1}^{12} CBE_{m,h}$$

Donde:

$CBE_{t,h}$ es el Costo Base de Energía previsto para el bloque horario h para el año t .

$CBE_{m,h}$ es el Costo Base de Energía previsto para el bloque horario h en cada mes m del año t .

h es cada uno de los tres bloques horarios de energía

Los costos por bloques horarios de energía se calcularán con base en la generación prevista y los costos marginales resultantes del modelo de optimización para la Planificación de Largo Plazo calculado por el ODS de acuerdo a lo que establece el ROM, y de los precios de los contratos transferibles a tarifas de la Empresa Distribuidora, de acuerdo a lo que se establece en este Reglamento.

El Costo Base de Energía se compone del costo de las compras previstas de energía en contratos y de las compras previstas de energía de oportunidad. La compra prevista de energía de oportunidad surge como la diferencia entre la demanda prevista de la Empresa Distribuidora y de la energía prevista cubierta por contratos.

$$CBE_{m,h} = CEC_{m,h} + CEO_{m,h}$$

Donde:

$CBE_{m,h}$ es el Costo Base de Energía previsto para el bloque horario h para el mes m

$CEC_{m,h}$ es el costo previsto de compra de energía en contratos para el bloque horario h para el mes m

$CEO_{m,h}$ es el costo previsto de compra de energía de oportunidad para el bloque horario h para el mes m

h es cada uno de los tres bloques horarios de energía

Artículo 138. Costo de energía en contratos. El costo previsto de energía en contratos para el bloque horario h se compone del costo de contratos transferibles a tarifas y del costo de contratos no transferibles a tarifas.

$$CEC_{m,h} = CECT_{m,h} + CECNT_{m,h}$$

Donde:

$CEC_{m,h}$ es el costo de energía previsto para el bloque horario h en contratos para el mes m

$CECT_{m,h}$ es el costo de compra de energía previsto para el bloque horario h en contratos transferibles para el mes m

$CECNT_{m,h}$ es el costo de energía previsto para el bloque horario h en contratos no transferibles para el mes m

h es cada uno de los tres bloques horarios de energía

Son transferibles a tarifas los contratos existentes previo a la entrada en vigencia de la LGIE y los contratos licitados en las condiciones establecidas por la misma. Los contratos no transferibles a tarifas son aquellos suscritos con posterioridad a la vigencia de la LGIE y que no cumplen con las condiciones establecidas en la misma.

Artículo 139. Costo de la energía en contratos transferibles a tarifas. Para los contratos transferibles a tarifas reguladas de la Empresa Distribuidora, el costo de compra de la energía prevista para el bloque horario h se valora al precio previsto en dichos contratos.

$$CECT_{m,h} = \sum_{j=1}^n (EPCT_{j,m,h} \times PECT_{j,m,h})$$

Donde:

$CECT_{m,h}$ es el costo de la energía prevista para los n contratos transferibles a tarifas, en el bloque horario para el mes m

$EPCT_{j,m,h}$ es la cantidad de energía prevista para el contrato transferible j en el bloque horario h del mes m .

$PECT_{j,m,h}$ es el precio de la energía prevista en el contrato transferible j en el bloque horario h

del mes m ajustado para dicho mes de acuerdo a la fórmula de indexación que establece el contrato.

n es el número de contratos transferibles a tarifas.

h es cada uno de los tres bloques horarios de energía

Artículo 140. Costo de la energía en contratos no transferibles a tarifas. Para los contratos no transferibles a tarifas se tomará en cuenta el costo estándar determinado por la CREE para cada una de las tecnologías y en función de la antigüedad de las centrales. Para el caso de contratos de importación se tomará en cuenta el precio marginal estimado por el ODS en el Punto de Entrega de la energía.

$$CECNT_{m,h} = \sum_{j=1}^n (EPCNT_{j,m,h} \times CET)$$

Donde:

$CECNT_{m,h}$ es el Costo de Energía previsto en Contratos No transferibles para el bloque horario h en el mes m

$EPCNT_{j,m,h}$ es la Energía Prevista en el Contrato No Transferible j para el bloque horario h del mes m

CET es costo estándar por tecnología determinado por la CREE para el año t salvo en caso de los contratos de importación

n es el número de contratos transferibles a tarifas.

h es cada uno de los tres bloques horarios de energía

Artículo 141. Costo previsto de energía de oportunidad La energía de oportunidad prevista a comprar se estima como la diferencia de la demanda total prevista para la Empresa Distribuidora medida en el Punto de Entrega y la compra de energía prevista en contratos. En dicho cálculo se debe excluir la demanda prevista de los Consumidores Calificados que compran a un generador o de una comercializadora, diferente de la Empresa Distribuidora.

Donde: $EPO_{m,h} = ETP_{m,h} - ETPC_{m,h}$

$EPO_{m,h}$ es la totalidad de la compra de energía de oportunidad que la Empresa Distribuidora prevé comprar para el bloque horario h en el mes m

$ETP_{m,h}$ es la totalidad de la compra de energía que la Empresa Distribuidora prevé comprar para el bloque horario h en el mes m

$ETPC_{m,h}$ es la totalidad de la compra de energía que se prevé comprar en contratos por la Empresa Distribuidora para el bloque horario h en el mes m

h es cada uno de los tres bloques horarios de energía

$$CEO_{m,h} = EPO_{m,h} \times CM_{m,h}$$

Donde:

$CEO_{m,h}$ es el costo previsto de la compra de energía de oportunidad para el bloque horario h para el mes m

$EPO_{m,h}$ es la compra prevista de energía de oportunidad de la Empresa Distribuidora para el bloque horario h del mes m

$CM_{m,h}$ es costo marginal (precio en el nodo de conexión previsto en la planificación del ODS en el bloque horario h del mes m)

Artículo 142. Estimación del Costo Base de Potencia. El Costo Base de Potencia se compone del costo de las compras de potencia en contratos y del costo estimado de los desvíos de potencia.

$$CBP_t = CPC_t + CDP_t$$

Donde:

CBP_t es el CBP previsto para el año t

CPC_t es el costo previsto de compra de potencia en contratos para el año t

CDP_t es el costo previsto del desvío de potencia para el año t valorizado al costo real del año $t-1$

El ODS calculará antes del 15 de enero de cada año e informará anualmente a la CREE los desvíos de potencia en cada mes (enero a diciembre) del año anterior, de acuerdo a lo establecido en el ROM. Dichos desvíos serán considerados en el primer ajuste trimestral del Costo Base de Generación.

Artículo 143. Costo de compra de potencia firme en contratos. El costo previsto de compra de potencia firme en contratos se compone del costo de compra de potencia firme a través de contratos transferibles a tarifas y del costo de contratos no transferibles a tarifas.

$$CPC_t = CPCT_t + CPCNT_t$$

Donde:

CPC_t es el costo previsto de compra de potencia firme en contratos para el año t

$CPCT_t$ es el costo previsto de compra de potencia firme en contratos transferibles para el año t

$CPCNT_t$ es el costo previsto de potencia firme en contratos no transferibles para el año t valorizados al Precio de Referencia de la Potencia.

Artículo 144. Costo de la compra de potencia en contratos transferibles a tarifas. Para los contratos transferibles a tarifas, el precio de la potencia a reconocer en el Cálculo Tarifario corresponderá al precio previsto en dichos contratos.

$$CPCT_t = \sum_{m=1}^{12} \sum_{j=1}^n (QPCT_{j,m} \times PPCT_{j,m})$$

Donde:

$CPCT_t$ es el costo previsto de la potencia firme en los n contratos transferibles a tarifas para el año t

$QPCT_{j,m}$ es la cantidad prevista de compra de potencia firme para el contrato transferible j durante *el mes m del año t*

$PPCT_{j,m}$ es el precio previsto de la potencia firme para el contrato transferible j durante *el mes m del año t* ajustado para dicho mes de acuerdo a la fórmula de indexación que establece el contrato.

n es el número de contratos transferibles a tarifas.

Artículo 145. Costo de la compra de potencia en contratos no transferibles a tarifas. Para los contratos no transferibles a tarifas, el costo a reconocer de la potencia corresponderá al Precio de Referencia de la Potencia establecido por la CREE.

$$CPCNT_t = \sum_{m=1}^{12} \sum_{j=1}^n (PPCNT_{m,j} \times PRP)$$

Donde:

$CPCNT_t$ es el costo total previsto de la potencia firme en n contratos no transferibles para el año t

$PPCNT_{m,j}$ es la cantidad prevista de compra de potencia en el contrato no transferible j para el mes m del año t

PRP el Precio de Referencia de la Potencia establecido por la CREE

n es el número de contratos no transferibles a tarifas.

CAPÍTULO 2. AJUSTE TRIMESTRAL DEL COSTO BASE DE GENERACIÓN

Artículo 146. Procedimiento para el ajuste trimestral del Costo Base de Generación. El Costo Base de Generación se ajustará en forma trimestral de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a. Al completar la liquidación mensual, el ODS enviará a la CREE el documento de transacciones económicas del mes anterior, incluyendo las transacciones de compra y venta de energía y potencia, costo/cargo de transmisión, cargo de Servicios Complementarios, cargos del Mercado Eléctrico Regional (MER) y cargo del ODS para la Empresa Distribuidora. Además, para el mes finalizado, el ODS enviará un documento indicando para la Empresa Distribuidora el costo real total de compra de energía (contratos, importación y oportunidad), costo de potencia firme (contratos y desvíos, en caso que corresponda), y calculará la diferencia entre el costo real del mes y el costo previsto para dicho mes en el Costo Base de Generación anual aprobado.
- b. La CREE revisará la información recibida y podrá requerir aclaraciones o información adicional. Con base en dicha información, la CREE calculará el costo real de generación de cada mes y la diferencia con el Costo Base de Generación anual, y la diferencia acumulada para cada trimestre calendario.

Artículo 147. Transferencia de los ajustes trimestrales del Costo Base de Generación a tarifas Empresa Distribuidora. La CREE aplicará en forma uniforme los ajustes trimestrales

a todos los cargos tarifarios correspondientes a tarifas reguladas, teniendo en cuenta la participación de los costos de generación en los costos totales.

CAPÍTULO 3. CÁLCULO DE LOS COSTOS NO CONTROLABLES TRANSFERIBLES A TARIFAS DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA

Artículo 148. Información. Para el cálculo de los Costos No Controlables transferibles a tarifas de la Empresa Distribuidora, la CREE tomará en cuenta la siguiente información:

- a. Los contratos informados por la Empresa Distribuidora, incluyendo sus precios e indexaciones, e identificando para cada contrato si es un contrato pre existente o un contrato licitado luego de la entrada en vigencia de la LGIE;
- b. El Costo Base de Generación aprobado por la CREE y los ajustes trimestrales, incluyendo:
 - i. el consumo de energía y demanda firme previsto para la Empresa Distribuidora;
 - ii. la compra por parte de la Empresa Distribuidora de energía (por bloques horarios) y potencia firme en cada contrato transferibles a tarifas;
 - iii. la energía prevista no cubierta por los contratos a tarifas valorizada a los precios de oportunidad (por bloques horarios);
 - iv. los desvíos de potencia calculados por el ODS en la liquidación del MEN de acuerdo a lo establecido en el ROM.
 - v. la adquisición de energía y potencia firme en contratos que no cumplen con las condiciones de competencia que indica la LGIE (no transferibles a tarifas), la que deberá ser valorizada a los costos establecidos por la CREE de acuerdo en el presente Reglamento
- c. Los pagos por Peajes e IVT de la Empresa Distribuidora previstos por el servicio de transmisión, informados por el ODS;
- d. Los cargos por los Servicios Complementarios que le correspondieron a la Empresa Distribuidora en el año anterior, informados por el ODS;

- e. Los cargos por la función del ODS y los cargos del MER vigentes.

Artículo 149. Procedimiento. A fines del mes de diciembre de cada año, la CREE calculará los Costos no Controlables transferibles a tarifas previstos para el año siguiente con base en la información suministrada por el ODS y la Empresa Distribuidora. La CREE utilizará la siguiente fórmula:

$$CNC_{t,h} = CBG_{t,h} + CST_{t,h} + CSC_{t,h} + COS_{t,h} + CMER_{t,h} + DIF_{t-1,h}$$

Donde:

$CNC_{t,h}$ es el Costo No Controlable previsto transferible a tarifas para el año t en el bloque horario h

$CBG_{t,h}$ es el Costo Base de Generación previsto para el año t en el bloque horario h

$CST_{t,h}$ es el costo pagado por la Empresa Distribuidora por el uso del Sistema Principal de Transmisión en el año t-1 informado por el ODS y ajustado por el IPC. El total pagado se asignará a cada bloque horario en función de la participación del total de energía demandado en cada bloque horario sobre el total demandado de energía.

$CSC_{t,h}$ son los cargos pagados por los Servicios Complementarios que le correspondieron a la Empresa Distribuidora en el año t-1, ajustado por el IPC. El total pagado se asignará a cada bloque horario en función de la participación del total de energía demandado en cada bloque horario sobre el total demandado de energía.

$COS_{t,h}$ son los cargos pagados por la Empresa Distribuidora por la función del ODS, ajustado por el IPC. El total pagado se asignará a cada bloque horario en función de la participación del total de energía demandada en cada bloque horario sobre el total demandado.

$CMER_{t,h}$ son los cargos pagados del MER, ajustados por el IPC. El total pagado se asignará a cada bloque horario en función de la participación del total de energía demandada en cada bloque horario sobre el total demandado.

$DIF_{t-1,h}$ es la diferencia entre costos reales t y costos previstos durante el año t-1, ajustada por el IPC, conforme se establece en este Reglamento, El

total pagado se asignará a cada bloque horario en función de la participación del total de energía demandado en cada bloque horario sobre el total demandado de energía.

Artículo 150. Diferencia entre costos reales y previstos. La diferencia entre el costo real en el año t y el costo previsto en el año t-1 será estimada por la CREE de la siguiente forma:

$$DIF_{t-1} = (CBGR_{4,t-1} - CBG_{4,t-1}) + (DIFCAT_{t-1}) + (DIFCSC_{t-1}) + (DIFCOS_{t-1})$$

Donde:

DIF_{t-1} es la diferencia entre los costos reales en el año t y los costos previstos para ese año durante el año t-1.

$CBGR_{4,t-1}$ es el Costo Base de Generación real para el cuarto trimestre del año t-1.

$CBG_{4,t-1}$ es el Costo Base de Generación previsto para el cuarto trimestre del año t-1

$DIFCAT_{t-1}$ es la diferencia entre los pagos reales y los pagos previstos por concepto del servicio de transmisión de energía durante el año t-1.

$DIFCSC_{t-1}$ es la diferencia entre los cargos reales y los cargos previstos por concepto de servicios complementarios durante el año t-1.

$DIFCOS_{t-1}$ es la diferencia entre los cargos reales y los cargos previstos por concepto de cargos del MER y diferencia del cargo del EOR, de existir, durante el año t-1.

Artículo 151. Transferencia de los Costos no Controlables a tarifas de la Empresa Distribuidora. La Empresa Distribuidora no generará rentas adicionales ni percibirá pérdidas como consecuencia de los Costos No Controlables.

CAPÍTULO 4. COMPRA DE ENERGÍA A USUARIOS AUTOPRODUCTORES

Artículo 152. Principio rector. La Empresa Distribuidora está obligada a comprarle la energía excedente a Usuarios Autoprodutores con fuentes de energía renovable, pero podrá comprarle energía a Usuarios Autoprodutores que utilicen otro tipo de fuente de energía. En cualquier caso, para que un Autoprodutor pueda vender energía a una Empresa Distribuidora, las partes suscribirán un contrato según lo

establecido en el Reglamento de Usuarios Autoprodutores. El precio de compra de dicha energía corresponderá a los costos evitados de energía.

Artículo 153. Procedimiento. La Empresa Distribuidora propondrá a la CREE, para su análisis y aprobación, la tarifa de compra de energía a Usuarios Autoprodutores con base en los costos evitados de energía. La propuesta deberá estar debidamente fundamentada, pudiendo la CREE, solicitar información complementaria.

Artículo 154. Precio de compra de la energía para Usuarios Autoprodutores Conectados en Baja Tensión. El precio de compra de energía a Usuarios Autoprodutores ubicados en Baja Tensión será determinado por la Empresa Distribuidora, mediante la metodología establecida en el Reglamento de Usuarios Autoprodutores y pasarán a formar parte del Costo Base de Generación que entrará en el Cálculo Tarifario.

TÍTULO 7. SISTEMAS AISLADOS

Artículo 155. Presentación de información. A fines del mes de enero de cada año, la Empresa Distribuidora presentará a la CREE los siguientes documentos referentes al año anterior:

- a. Cálculo del costo del servicio de energía eléctrica en la Zona de Operación;
- b. Estructura Tarifaria aplicada;
- c. Fórmulas de ajuste de tarifas aplicada.

Deberá adjuntar toda la información que permita justificar los valores presentados, entre las cuales se destaca:

- i. **Costo de generación:** costos de combustibles (incluidos fletes), costos fijos y variables de operación y mantenimiento de las unidades de generación. Se deberá adjuntar información sobre capacidad de generación, tecnología y antigüedad de cada una de las unidades, horas de operación, principales incidentes reportados, entre otros.
- ii. **Costos de distribución:** costos de inversión, depreciación anual de los activos, costos de operación y mantenimiento, costos comerciales. Se adjuntará información sobre la extensión y tipo de red, cantidad de transformadores y demás equipamiento utilizado para proveer el servicio

de distribución e información sobre el sistema de medición, facturación y cobranza.

- iii. **Estructura Tarifaria:** categorías tarifarias, tarifas y cargos aplicados (por ejemplo, cargo de conexión).
- iv. **Ingresos tarifarios:** cantidad de Usuarios por categoría tarifaria y energía vendida.
- v. **Fórmulas de ajuste de tarifas:** ajustes realizados, variables consideradas y sus ponderaciones, entre otros.
- vi. **Indicadores de calidad servicio.**
- vii. **Estados contables.**

La información de costos deberá ser presentada en Lempiras.

Artículo 156. Análisis de eficiencia y prudencia del costo de servicio. La CREE verificará que el costo de servicio, la Estructura Tarifaria y las fórmulas de ajuste presentadas por la Empresa Distribuidora se ajusten a los principios de eficiencia y prudencia, considerando las condiciones particulares de operación de un Sistema Aislado.

Artículo 157. Aprobación. Con la información recibida de la Empresa Distribuidora, la CREE revisará y aprobará el costo de servicio, Estructura Tarifaria y las fórmulas de ajuste en un plazo no mayor a 60 días. Durante dicho periodo, la CREE podrá solicitar a la Empresa Distribuidora aclaraciones o ampliaciones de información, las que deberán ser respondidas en un plazo no superior a 15 días.

TÍTULO 8. PROCEDIMIENTO GENERAL DE TARIFAS POR USO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

CAPÍTULO 1. CONSIDERACIONES GENERALES

Artículo 158. Objetivo. El objetivo de este Título es establecer la metodología de cálculo de los ingresos requeridos para la Empresa Transmisora y los Peajes de Transmisión a pagar por el servicio de transmisión, y sus respectivas fórmulas de ajustes periódicos.

Artículo 159. Periodicidad: cada tres años las Empresas Transmisoras presentarán a la CREE, para su aprobación, su propuesta de ingreso requerido para el Ciclo Tarifario, incluyendo los costos de inversión de transmisión y operación y mantenimiento de su sistema de transmisión. La CREE actualizará anualmente el cálculo de los costos de

transmisión y determinará los peajes correspondientes por el uso del Sistema Principal de Transmisión (SPT).

Artículo 160.0 Ingresos Requeridos para la actividad de Transmisión. Los ingresos requeridos por las Empresas Transmisoras deben remunerar los costos correspondientes a las anualidades de las inversiones más los costos de operación y mantenimiento aprobados por la CREE.

Artículo 161. Ingresos Variables del Sistema Principal de Transmisión. El ODS calculará los Ingresos Variables del Sistema Principal de Transmisión (IVT), que reflejan el costo marginal de las pérdidas y el costo de las congestiones en el Sistema Principal de Transmisión. El IVT para cada una de las instalaciones correspondientes, se calculará por bloque tarifario horario, como la diferencia del precio nodal multiplicado por la cantidad de energía retirada y el precio nodal multiplicado por la cantidad de energía inyectada en el nodo correspondiente, aplicado a todos los nodos del Sistema Principal de Transmisión.

$$IVT_{tk} = \sum_{d=1}^{365} \sum_{h=1}^3 \sum_j \sum_i (PNER_{jhd} \times ER_{jhd} - PNEI_{ihd} \times EI_{ihd})$$

Donde:

IVT_{tk} Ingresos Variables de Transmisión correspondiente al año t, asociado a la instalación k

$PNER_{jhd}$: Precio nodal de la energía retirada en el nodo j en el bloque tarifario horario h en el día d

ER_{jhd} Energía Retirada en el nodo j en el bloque tarifario horario h en el día d, asociado a la instalación k, estimada con base en los valores registrados en el año t-1

$PNEI_{ihd}$: Precio nodal de la energía inyectada en el nodo i, en el bloque tarifario horario h del día d

EI_{ihd} : Energía Inyectada en el nodo i, en el bloque tarifario horario h del día d, asociado a la instalación k, estimada con base en los valores registrados en el año t-1

h : cada uno de los tres bloques tarifarios horarios

d: cada uno de los días considerados en el año t

k: cada una de las instalaciones correspondientes

Los precios nodales para el año t son determinados a partir de los valores correspondientes al período anual anterior t-1.

Artículo 162. Peajes de Transmisión. Corresponden a cargos por acceso y uso del Sistema Principal de Transmisión; su objetivo es recuperar los ingresos requeridos de las Empresas de Transmisión, una vez deducidos los IVT.

CAPÍTULO 2. CÁLCULO DE LOS INGRESOS REQUERIDOS DE LA EMPRESA TRANSMISORA

Artículo 163. Los Ingresos Requeridos (IR) para remunerar la prestación del servicio de transmisión deben permitir a la Empresa Transmisora cubrir los costos eficientes del desarrollo de dicha actividad.

Conforme la especificación del Artículo 161, a los fines del cálculo tarifario, los IR se deben desagregar por cada tipo de instalación del sistema de transmisión de energía eléctrica, es decir para cada nivel de tensión y para cada subestación

Los costos eficientes de la actividad de transmisión de energía eléctrica incluyen:

- Anualidad de las Inversiones (AI)** correspondientes a una red económicamente adaptada, calculadas con base en el VNR, su vida útil y la Tasa de Actualización establecida.
- Costos de Operación y Mantenimiento (COM)** correspondientes a una gestión eficiente de la transmisión.

$$IR_h = AI_h + COM_h$$

Donde:

IR_h : Ingresos Requeridos correspondientes a la instalación h del Sistema Principal de Transmisión

AI_h : Anualidad de las Inversiones correspondientes a la instalación h del Sistema Principal de Transmisión

COM_h : Costos de Operación y Mantenimiento correspondientes a la instalación h del Sistema Principal de Transmisión

Artículo 164. Anualidad de las Inversiones. La AI comprende dos componentes:

- Remuneración del capital invertido (RC)**, definida como el producto entre la Base de Activos Regulatorios neta y la Tasa de Actualización;

- b. **Depreciación del capital (DC)**, la que se determina como el producto de la tasa de depreciación anual promedio por la Base de Activos Regulatorios bruta.

$$AI = RC + DC$$

Donde:

AI: Anualidad de las inversiones

RC: Remuneración del capital invertido

DC: Depreciación del capital invertido

La anualidad de la inversión se determina de la siguiente manera:

$$AI = BAR_n \times TA + BAR_b \times \delta$$

Donde:

AI: Anualidad de la inversión

BAR_n : BAR neta de depreciaciones

TA: Tasa de Actualización

BAR_b : BAR bruta

δ : Tasa de depreciación regulatoria promedio anual

Artículo 165. Activos que no se consideran en el Cálculo Tarifario. Los peajes no podrán reflejar la parte de los costos de los activos de la Red de Transmisión Regional (RTR) y que sean remunerados en virtud que sus propietarios perciben el Ingreso Autorizado Regional correspondiente, ni los costos de los activos del sistema secundario de transmisión desarrollados como obras de interés particular, excepto en el caso en que estas obras de interés particular incrementen la capacidad de la red del Sistema Principal de Transmisión, peaje que debe ser recibido por la empresa propietaria de estos activos.

Red Económicamente Adaptada. La expansión de la red de transmisión (según definición del artículo 13. Lit. b de la LGIE) será el resultado de la planificación a ser desarrollada por el ODS, a través del plan de expansión con un horizonte de dos años, definido con base en un plazo de 10 años, que deberá ser presentado a la CREE para su aprobación.

Las obligaciones de cada uno de los agentes involucrados son las siguientes: el ODS elabora el plan de inversiones y refuerzos para el Sistema Principal de Transmisión; la CREE evalúa y aprueba el plan; la Empresa Transmisora realiza las inversiones aprobadas por la CREE.

La red del Sistema Principal de Transmisión se considera que está económicamente adaptada porque debe desarrollarse en función de las inversiones aprobadas por la CREE con base en el plan de expansión de la transmisión que elabora y propone el ODS.

Artículo 166. Costos de Operación y Mantenimiento. Los costos de operación y mantenimiento se conforman a partir de tres componentes:

- Costos de Operación y Mantenimiento (COM) propiamente dichos
- Costos de Pérdidas de potencia y de energía. Estos costos se recuperan en el cálculo del IVT.
- Costos asociados al valor esperado de las indemnizaciones que la Empresa Transmisora debe pagar si la calidad del servicio corresponde exactamente a la NT-CT.

Artículo 167. Los COM reconocidos en tarifas, para cada instalación del sistema, son determinados como un porcentaje respecto de la BAR bruta.

$$COM = BAR_b \times \gamma$$

Donde:

COM: Costos de Operación y Mantenimiento de la Transmisión

BAR_b : Base de Activos Regulatoria Bruta

γ : porcentaje de respecto de la BAR_b

El porcentaje de COM de transmisión respecto del valor bruto de la BAR deberá ser propuesto por la Empresa Transmisora y aprobado por la CREE con base en referencias internacionales.

Artículo 168. Costos por Indemnizaciones por Calidad de Servicio. Los costos por indemnizaciones por Calidad de Servicio corresponden al monto que la Empresa Transmisora debería pagar a los afectados conectados al Sistema Principal de Transmisión de acuerdo al literal K del Artículo 15 de la LGIE, en caso de que el nivel de calidad del servicio en el Sistema Principal de Transmisión correspondiera exactamente al fijado por la NT-CT.

Se incluirá también el valor correspondiente al monto que la Empresa Transmisora debería pagar al MER por indisponibilidades en instalaciones pertenecientes a la RTR en caso de que el nivel de calidad correspondiera exactamente a los objetivos de calidad del servicio de transmisión fijados en el RMER.

Artículo 169. Activos 100% Depreciados. Para los activos que componen la BAR que hayan alcanzado el 100% de su vida útil regulatoria y que continúen en servicio, se considerará un incremento en el reconocimiento de los costos de operación y mantenimiento a determinar por la CREE.

El COM para activos 100% depreciados se calcula con la siguiente especificación:

$$COM_{100d} = (1 + \theta) \times \gamma \times (BAR_b) \times \delta$$

Donde

COM_{100d} : costos de operación y mantenimiento para activos 100% depreciados

θ : factor de ajuste de COM para activos 100% depreciados, incremento respecto

mismo porcentaje de COM/BAR para activos con vida útil regulatoria remanente.

Y : porcentaje de COM respecto de la BAR bruta

BAR_b : BAR bruta.

δ : porcentaje de activos 100% depreciados respecto de la BAR bruta.

CAPÍTULO 3. PEAJES DE TRANSMISIÓN

Artículo 170. Agentes del MEN sujetos del pago de Peajes de Transmisión. Deben pagar peajes de transmisión todos los Agentes del MEN en función de la metodología que establece este Reglamento. En caso de contratos para la compra y venta de electricidad, las partes contratantes deben acordar el o las partes responsables del pago. Para los contratos preexistentes, se considerará que el pago de peajes corresponde a la parte compradora excepto que el contrato establezca una asignación distinta.

Artículo 171. Aplicación y liquidación de los Peajes de Transmisión. El ODS será el responsable de la aplicación y liquidación de los Peajes de Transmisión. Asimismo, el ODS calculará los costos asociados a las desviaciones que ocurran con relación a los ingresos aprobados por la CREE y los ingresos reales.

Artículo 172. Nivel de agregación. Los Peajes de Transmisión serán calculados por la CREE con base anual y por instalación del Sistema Principal de Transmisión.

Se entiende por instalación a las líneas de transmisión asociadas a los diferentes niveles de Alta Tensión y a las subestaciones transformadoras correspondientes, excluyendo elementos y equipos con conexión a Media Tensión.

Artículo 173. Forma de cálculo de los Peajes de Transmisión. Los Peajes de Transmisión surgen de dividir la diferencia entre el Ingreso Requerido y el IVT, definido en el Artículo 161, por la potencia máxima registrada. Para el cómputo de las potencias máximas se tomará el último período anterior disponible de doce meses. La CREE ajustará las potencias en forma anual con base en la información suministrada por el ODS.

Los peajes de transmisión se calculan en dólares estadounidenses y se convierten en Lempiras conforme el Artículo 7. Los peajes mensuales, es decir los cargos unitarios, se calculan, a fines de diciembre de cada año, como la doceava parte de los IR e IVT anuales.

Para el Cálculo Tarifario, los peajes unitarios para líneas de Tensión de 230 kV se calculan de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$Pu_{T230} = \frac{IR_{T230} - IVT_{T230}}{P_1 + P_2 + P_3 + P_4}$$

Donde:

Pu_{T230} : Peaje de Transmisión mensual correspondiente al uso de la red Principal de Transmisión de 230 kV, en Lempiras/kW mes, a la Fecha de Referencia.

IR_{T230} : Doceava parte del Ingreso Requerido para la red de Transmisión de 230 kV, calculado conforme metodología del CAPÍTULO 2 de este título.

IVT_{T230} : Doceava parte del IVT previsto para cada año del Ciclo Tarifario para instalaciones de líneas de 230 kV, considerando los IVT reales de los 12 meses previos a la Fecha de Referencia.

P_1 : suma de las potencias máximas en el bloque horario punta para los Agentes del Mercado conectados a 230 kV.

P_2 : suma de las potencias máximas en el bloque horario punta para las estaciones de transformación 230/138 kV medidas en la barra de 230 kV.

P_3 : suma de las potencias máximas en el bloque horario punta para las estaciones de transformación 230/34.5 kV medidas en la barra de 230 kV.

P_4 : suma de las potencias máximas en el bloque horario punta para las estaciones de transformación 230/13.8 kV medidas en la barra de 230 kV.

Para las subestaciones de transformación de 230/138, los Peajes unitarios se calculan con base en la siguiente fórmula:

$$Pu_{T230/138} = \frac{IR_{T230/138}}{P_5}$$

Donde:

$Pu_{T230/138}$: Peaje de Transmisión mensual correspondiente al uso de las subestaciones de transmisión 230/138 kV, en Lempiras/kW mes, a la Fecha de Referencia

$IR_{T230/138}$: Doceava parte del IR para las subestaciones de transformación de 230/138 kV, calculado conforme metodología del CAPÍTULO 2

P_5 : suma de las potencias máximas en el bloque horario punta para las estaciones de

transformación 230/138 kV medidas en la barra de 138 kV.

Los Peajes unitarios para líneas de 138 kV se calculan de la siguiente manera:

$$Pu_{T1380} = \frac{IR_{T138} - IVT_{138}}{P_6 + P_7 + P_8 + P_9}$$

Donde:

Pu_{T1380} : Peaje de Transmisión mensual correspondiente al uso de la red de Transmisión de 138 kV en Lempiras/kW mes, en Lempiras/kW mes, a la Fecha de Referencia

IR_{T138} : Doceava parte del Ingreso Requerido para la red de 138 kV

IVT_{T138} : : Doceava parte del IVT previsto para instalaciones de líneas de 138 kV, considerando los IVT reales de los 12 meses previos a la Fecha de Referencia.

P_6 : suma de las potencias máximas en el bloque horario punta para los Agentes del Mercado conectados a 138 kV

P_7 : suma de las potencias máximas en el bloque horario punta para las estaciones de transformación 138/69 kV medidas en la barra de 138 kV.

P_8 : suma de las potencias máximas en el bloque horario punta para las estaciones de transformación 138/34.5 kV medidas en la barra de 138 kV.

P_9 : suma de las potencias máximas en el bloque horario punta para las estaciones de transformación 138/13.8 kV medidas en la barra de 138 kV.

Para las subestaciones de transformación de 138/69 kV los Peajes unitarios se calculan con base en la siguiente fórmula:

$$Pu_{T138/690} = \frac{IR_{T138/69}}{P_{10}}$$

$Pu_{T138/690}$: Peaje de Transmisión mensual correspondiente al uso de las subestaciones de transmisión 138/69 kV, en Lempiras/kW mes, a la Fecha de Referencia

$IR_{T138/69}$: Doceava parte del IR para las subestaciones de transformación de 138/69 kV

P_{10} : suma de las potencias máximas en el bloque horario punta para las estaciones de transformación 138/69 kV medidas en la barra de 69 kV.

Los Peajes unitarios para líneas de 69 kV se calculan de la siguiente manera:

$$Pu_{T690} = \frac{IR_{T69} - IVT_{69}}{P_{11} + P_{12} + P_{13}}$$

Donde:

Pu_{T690} : Peaje de Transmisión mensual correspondiente al uso de la red de Transmisión de 69 kV en Lempiras/kW mes, a la Fecha de Referencia

IR_{T69} : Doceava parte del IR para la red de 69 kV

IVT_{T69} : Doceava parte del IVT para instalaciones de líneas de 69 kV, considerando los IVT reales de los 12 meses previos a la Fecha de Referencia.

P_{11} : suma de las potencias máximas en el bloque horario punta para los Agentes del MEN conectados a 69 kV

P_{12} : suma de las potencias máximas en el bloque horario punta para las estaciones de transformación 69/34.5 kV medidas en la barra de 69 kV.

P_{13} : suma de las potencias máximas en el bloque horario punta para las estaciones de transformación 69/13.8 kV medidas en la barra de 69 kV.

Artículo 174. Cargos por Peajes de Transmisión. La responsabilidad de los Agentes del MEN en los costos del sistema principal de transmisión (SPT) es función del nivel de tensión que usan:

- Para los costos de los niveles de tensión superiores al nivel de tensión en que están conectados, es función de su potencia máxima para el período de punta;
- Para los costos del nivel de tensión en que están conectados, es función de su potencia máxima.

CAPÍTULO 4. PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO Y LA LIQUIDACIÓN MENSUAL DE LOS CARGOS POR PEAJE

Artículo 175. En forma mensual, el ODS calculará y liquidará el cargo a pagar por cada Agente del MEN con base en la demanda máxima mensual registrada conforme los criterios definidos en Artículo 174.

Para usuarios en 230 kV los Cargos por Peaje (CP) son:

$$CP_{230} = Pu_{T230} \text{ Lempiras/kW mes}$$

Para las Agentes del MEN en 138 kV los CP se componen de los siguientes peajes.

$$CP_{138} = Pu_{T230} * Ca_1 + \frac{Pu_{T230} * Ca_2}{138} + Pu_{T138}$$

Donde:

Ca_1 es el coeficiente de asignación para transferir peajes unitarios correspondientes a la red de 230 kV a niveles de 138 kV.

$$Ca_1 = \frac{P_2}{P_6 + P_7 + P_8 + P_9}$$

Ca_2 es el coeficiente de asignación para transferir peajes unitarios correspondientes a la transformación entre los niveles de 230 y 138 kV a niveles de 138 kV.

$$Ca_2 = \frac{P_5}{P_6 + P_7 + P_8 + P_9}$$

Para las demandas en 69 kV los CP se componen de los siguientes peajes.

$$CP_{69} = Pu_{T230} * Ca_1 + \frac{Pu_{T230} * Ca_2}{138} + Pu_{T138} * Ca_3 + \frac{Pu_{T138} * Ca_4}{69} + Pu_{T69}$$

Donde:

Ca_3 es el coeficiente de asignación para transferir peajes unitarios correspondientes a la red de 138 kV a niveles de 69 kV.

$$Ca_3 = \frac{P_9}{P_{11} + P_{12} + P_{13}}$$

Ca_4 es el coeficiente de asignación para transferir peajes unitarios correspondientes a la transformación entre los niveles de 138 kV a niveles de 69 kV.

$$Ca_4 = \frac{P_{10}}{P_{11} + P_{12} + P_{13}}$$

Artículo 176. Ajuste periódico anual de los Peajes de Transmisión. Anualmente, la CREE ajustará los Peajes de Transmisión con base en las siguientes fórmulas:

$$Pu_{T_{i,t}} = \frac{IR_{T_{i,t}} - IVT_{T_{i,t}} + DIFCAT_{T_{i,t-1}}}{\sum_{i=1}^j P_i}$$

Donde:

$Pu_{T_{i,t}}$: Peaje de Transmisión mensual para el año t correspondiente al uso de la instalación de transmisión T_i , en Lempiras/kW mes

$IR_{T_{i,t}}$: es la doceava parte del IR para el año t para la instalación de transmisión T_i , en Lempiras

$IVT_{T_{i,t}}$: es la doceava parte del IVT previsto para el año t para la instalación de transmisión T_i , en Lempiras de acuerdo a lo informado por el ODS

$DIFCAT_{T_{i,t-1}}$ es la doceava parte de la diferencia entre los pagos y la facturación prevista para la instalación de transmisión T_i , durante el año $t-1$, en Lempiras de acuerdo a lo informado por el ODS. Esta diferencia surge de dos componentes: 1) diferencias en la demanda máxima verificada respecto de la prevista; 2) diferencias en los IVT verificados respecto de los previstos. Adicionalmente esta diferencia incluye los ingresos derivados de servicios de transmisión en el MER.

$\sum_{i=1}^j P_i$ es la sumatoria de las potencias máximas en el bloque horario punta para la instalación de transmisión T_i , en kW de acuerdo a lo informado por el ODS

El $IR_{T_{i,t}}$ resulta del siguiente ajuste anual:

$$IR_{T_{i,t}} = IR_{T_{i,t-1}} \times (1 + \Delta IPC)$$

Donde:

$IR_{T_{i,t}}$: es la doceava parte del IR del periodo t para la instalación de transmisión T_i , en Lempiras

$IR_{T_{i,t-1}}$: es la doceava parte del IR del periodo

para la instalación de transmisión T_i , en Lempiras

ΔIPC : Variación del Índice de Precios al Consumo, entre el periodo $t-1$ y t

Artículo 177. Liquidación Mensual de los Peajes: En forma mensual, el ODS liquidará los peajes a cada Agente como el producto de los cargos unitarios correspondientes a su nivel de tensión por la demanda máxima registrada, en el mes transcurrido.

$$CP_{i,h,m} = CP_h \times DMax_{i,h,m}$$

Donde:

$CP_{i,h,m}$: Cargo por peaje para el Agente i , conectado al nivel de tensión h , para el mes m

$DMax_{i,h,m}$: Demanda Máxima del Agente i , conectado al nivel de tensión h , para el mes m

CP_h : Cargo por peaje unitario correspondiente al nivel de tensión h .

CAPÍTULO 5. PROCEDIMIENTO FORMAL DE CÁLCULO TARIFARIO

Artículo 178. Inicio del procedimiento de Cálculo Tarifario.

Con una antelación no menor a seis (6) meses de la Fecha de Referencia, la Empresa Transmisora deberá presentar a la CREE para su aprobación los siguientes estudios, con sus respectivas memorias de cálculo:

- a. **Inventario de Activos Regulatorios:** Recopilación de los activos en operación y su conciliación con los registros contables, detallando sus características, fecha de entrada en servicio y georreferencia;
- b. **Estudio de costos de Unidades Constructivas.** El estudio debe permitir la valorización a VNR de los activos reportados en el Inventario de Activos Regulatorios.
- c. **Estimación de las indemnizaciones por Calidad del Servicio conforme la NT-CT.**

Artículo 179. Etapas y Plazos. Las etapas y plazos del proceso de Cálculo Tarifario son las siguientes:

1. La Empresa Transmisora debe presentar el estudio de costos que establece el Artículo 178.
2. La CREE analizará el estudio de costos remitido por la Empresa Transmisora y elaborará un informe con comentarios y observaciones, en un plazo no mayor a dos (2) meses de recibido el mismo.
3. La Empresa Transmisora dispondrá de un (1) mes para responder los comentarios, observaciones y para la elaboración de la propuesta a remitir a la CREE.
4. La propuesta remitida por la Empresa Transmisora deberá estar sometida a Consulta Pública en el sitio web de la CREE por un plazo de un mes para que pueda ser sometida a análisis y comentarios por todos los Agentes del MEN y personas o empresas interesadas.
5. La CREE realizará el análisis de los resultados de la Consulta Pública y publicará la resolución que aprueba el IR y los peajes por el uso del Sistema Principal de Transmisión con una anticipación de 14 días previos a la entrada en vigencia de los mismos.

TÍTULO 9. REMUNERACIÓN DEL ALUMBRADO PÚBLICO

Artículo 180. Objetivo y antecedentes. El artículo 16 de la LGIE prevé la formación de una o más empresas que presten el servicio de Alumbrado Público. La CREE fijará la tasa que se cobrará por ese servicio. El artículo también habilita a la Empresa Distribuidora a cobrar el servicio de Alumbrado Público directamente a los Usuarios de su Zona de Operación en forma proporcional a su consumo eléctrico, hasta un techo que es fijado en este Reglamento.

CAPÍTULO 1. METODOLOGÍA

Artículo 181. Costos del Servicio de Alumbrado Público.

La prestación del servicio de Alumbrado Público comprende los siguientes costos:

- a. Equipamiento de distribución para prestar el servicio de Alumbrado Público (redes de MT y BT, transformadores);
- b. Operación y mantenimiento de dicho equipamiento, incluye las actividades comerciales de lectura, medición, facturación, y cobranza;
- c. Suministro de energía, incluyendo la energía destinada a los parques públicos, canchas deportivas, polideportivas o estadios públicos, ya sean estatales o municipales, conforme establece el Decreto Legislativo 13-2016.
- d. Postes, medidor, y luminaria;
- e. Actividades de administración, operación y mantenimiento, modernización, reposición y expansión del sistema de Alumbrado Público.

Artículo 182. Las actividades relacionadas con los literales a) a c) mencionadas en el Artículo 181, las realiza la Empresa Distribuidora, mientras que las actividades relacionadas con los literales d y e serán realizadas por empresas de Alumbrado Público o por divisiones específicas de la Empresa Distribuidora.

En los casos en que el servicio de Alumbrado Público sea suministrado por una o más empresas constituidas para ese fin, la tarifa que la Empresa Distribuidora cobrará a esas empresas por concepto de las actividades a) a c) mencionadas en el Artículo 181 no deberá superar la suma de los Costos No Controlables por kWh y el cargo P_0 por los servicios de distribución.

Artículo 183. Los costos de los literales *d* y *e* serán determinados con base en criterios de eficiencia y constituirán la remuneración autorizada para las empresas de Alumbrado Público.

Artículo 184. Los costos de capital, consignados en el literal *d*) del Artículo 181, resultarán de valorar el inventario total de postes, luminarias y medidores, a su correspondiente VNR.

Artículo 185. La anualidad del VNR se calculará considerando la Tasa de Actualización utilizada en el Cálculo Tarifario, y las siguientes vidas útiles regulatorias:

- Postes: 20 años
- Luminarias: 13 años
- Medidores: 22 años.

Artículo 186. Los costos operativos de la actividad de Alumbrado Público, consignados en el literal *e*) del Artículo 181, se determinarán como un porcentaje sobre el VNR referido en el Artículo 184. Dicho porcentaje será determinado en ocasión del Cálculo Tarifario a partir de referencias internacionales.

CAPÍTULO 2. DETERMINACIÓN DEL CARGO POR ALUMBRADO PÚBLICO

Artículo 187. Los costos y las inversiones para la prestación del servicio de AP descriptos en el Capítulo anterior son recuperados vía tarifas en forma proporcional al rango de consumo de los Usuarios.

Artículo 188. Para determinar la facturación total por concepto de Alumbrado Público se calculan las siguientes variables:

- a. **Cargo Unitario Uniforme.** El ingreso requerido por concepto de AP surge de la aplicación de un Cargo Unitario Uniforme (en USD/Usuario) sobre el total de Usuarios de cada rango de consumo, multiplicado por el coeficiente de proporcionalidad para dicho rango.

La fórmula para el ingreso total de AP es la siguiente:

$$IRAP = CUU \times \sum_{i=1}^K (N_i \times FP_i)$$

Donde:

IRAP: ingreso requerido por alumbrado público

CUU: cargo unitario uniforme

N_i número de usuarios en el rango de consumo *i*

FP_i factor de proporcionalidad para el rango de consumo *i*

El Cargo Unitario Uniforme surge de la siguiente ecuación:

$$CUU = \frac{IRAP}{\sum_{i=1}^K (N_i \times FP_i)}$$

Donde IRAP es la suma de los costos de prestar el servicio.

- b. **Factores de proporcionalidad.** Los factores de proporcionalidad para cada uno de los rangos de consumo son los siguientes:

Límite Inferior (kWh/mes)	Límite Superior (kWh/mes)	Factor Proporcionalidad
0	50	1
51	150	3
151	250	5
251	500	10
501		15

La CREE podrá modificar estos valores con base en estudios realizados por firmas especializadas.

Cada *usuario* abona un cargo mensual dado por la siguiente expresión:

$$CAP_i = CUU \times FP_i / 12$$

Donde CAP_i es el cargo por AP para usuarios del rango de consumo *i*

Artículo 189. La Empresa Distribuidora es la encargada de aplicar el cargo tarifario por Alumbrado Público y de recaudar los ingresos correspondientes. En los casos que los servicios de Alumbrado Público estuvieran a cargo de terceros, para aquellas conexiones que no cuenten con medidor, se facturará un cargo mensual por potencia de lámpara instalada (L/kW). Para aquellas conexiones que cuenten con medidor, se facturará un cargo por consumo de energía que variará en función de quien realice el mantenimiento de la red: a) redes de Alumbrado Público con mantenimiento a cargo de

la Empresa Distribuidora; y, b) redes de Alumbrado Público con mantenimiento a cargo de terceros.

TÍTULO 10. DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo 190. Objetivo. El objetivo de las Disposiciones Transitorias es permitir la puesta en funcionamiento del Reglamento de Tarifas a pesar que para el primer Cálculo Tarifario no se cuente con todos los elementos o estudios requeridos para su plena implementación.

Artículo 191. Factor X. El Factor X para el primer Ciclo Tarifario será igual a cero.

Artículo 192. Bloques horarios. Hasta tanto no se realice el ECD, se considerarán los siguientes bloques horarios:

- a) **Período Punta:** en día laborable es el período de 10 horas comprendido en los intervalos 10 hs a 16 hs, 18 hs a 22 hs. En sábados es el período de dos horas comprendido en los siguientes intervalos, 12 hs a 13 hs y 19 hs a 20 hs. En domingos y feriados no se considera horas para el periodo de punta.
- b) **Período Intermedio:** en día laborable es el período de nueve horas comprendido en los siguientes intervalos: 9 hs a 10 hs, 16 hs a 18 hs, y 22 hs a 24 hs. En sábado es el período de 16 hs comprendido en los siguientes intervalos, 6 hs a 12 hs, de 13 hs a 19 hs, y de 20 hs a 24 hs. En domingos o feriados es el período de ocho horas comprendido en los siguientes intervalos, de 11 hs a 13 hs y de 17 hs a 23 hs.
- c) **Período Valle:** en día laborable es el período de cinco horas correspondiente al intervalo de 0 hs a 5 hs. En sábado es el período de seis horas correspondiente al intervalo de 0 hs a 6 hs. En domingo o feriado es el período de 16 hs comprendido en los siguientes intervalos: de 0 hs a 11 hs, de 13 hs a 17 hs, de 23 hs a 24 hs.

Clase de Día	Período de Punta		Período Intermedio		Período de Valle	
	Total Horas	Horario	Total Horas	Horario	Total Horas	Horario
Laborable	10	10 a 16 18 a 22	9	5 a 10 16 a 18 22 a 24	5	0 a 5
Sábado	2	12 a 13 19 a 20	16	6 a 12 13 a 19 20 a 24	6	0 a 6
Domingo o Feriado	0		8	11 a 13 17 a 23	16	0 a 11 13 a 17 23 a 24

Artículo 193. Medidores por bloques horarios. Para aquellos Usuarios con bloques horarios que no dispongan de medidores con bloques horarios, la tarifa a dichos usuarios será determinada de acuerdo a la tarifa Residencial o General Binómica.

Artículo 194. Depreciación Acumulada de la BAR Inicial. Se adoptará inicialmente como criterio que en promedio la BAR se encuentra depreciada 50%.

Artículo 195. Porcentaje de ARNE. Para el primer Cálculo Tarifario, el porcentaje a reconocer como costo de los ARNE será 4.5% de la BAR Bruta de los ARE.

Artículo 196. Punto de partida para Deudores Incobrables. El punto de partida de Deudores Incobrables será el porcentaje de deudores incobrables registrado por la Empresa Distribuidora en el año inmediato anterior al primer Cálculo Tarifario.

Artículo 197. Alumbrado Público. Hasta tanto no se reglamente lo dispuesto en el Decreto Legislativo 13 de 2016, el costo de suministro de energía a incorporar de acuerdo al Artículo 181, inciso C, se limitará al Alumbrado Público propiamente dicho.

Artículo 198. Fórmula de ajuste de las Unidades Constructivas. Para el primer Ciclo Tarifario, las ponderaciones a considerar en la fórmula del Artículo 95 serán las siguientes:

- ∂_1 : 80%
- ∂_2 : 12%
- ∂_3 : 1%
- ∂_4 : 7%

Artículo 199. Fórmula de la VEC. Para el primer Cálculo Tarifario, los coeficientes β y γ a ser utilizados en la fórmula establecida en el Artículo 115 serán 0.15 y 0.35, respectivamente

Artículo 200. Pérdidas Técnicas. En el caso que el BEP definido en el Artículo 10 incido d., la CREE definirá el valor de PT con base a la información disponible.

Artículo 201. Vida Útil Regulatoria de los Activos. Para el primer Cálculo Tarifario, y hasta tanto se lleve a cabo el estudio de valuación de los activos que establece el Artículo 84, se adoptarán los siguientes valores por grupo de activos:

- a. Transformadores de Distribución: 28 años
- b. Redes y Líneas de Distribución: 28 años
- c. Sistemas de Medición: 22 años
- d. Infraestructura y Equipamiento de Administración y Distribución: 15 años
- e. Intangibles (estudios): 5 años.

Artículo 202. Costos de Operación y Mantenimiento Alumbrado Público. Para el primer Cálculo Tarifario el porcentaje de dichos costos consignados en el Artículo 186 se fija en 4.5%.

Artículo 203. Vigencia. Este Reglamento entrará en vigencia en la fecha de su publicación en el Diario Oficial La Gaceta.

24 J. 2019.

REPÚBLICA DE HONDURAS
SECRETARÍA DE AGRICULTURA Y GANADERÍA
SERVICIO NACIONAL DE SANIDAD E INOCUIDAD
AGROALIMENTARIA SUBDIRECCIÓN GENERAL DE
SANIDAD VEGETAL

AVISO DE REGISTRO DE PLAGUICIDAS Y SUSTANCIAS AFINES

Al comercio, agroindustria y público en general y para efectos de Ley correspondiente, se **HACE SABER:** que en esta dependencia se ha presentado solicitud de Registro de Plaguicidas o Sustancia Afin.

La Abog. **JOHANA MABEL MENDOZA FLORES**, actuando en representación de la empresa **QUIMICOS OMA, S.A.**, tendiente a que autorice el Registro del producto de nombre comercial: **ZOOM 65 SC**, compuesto por los elementos: **35% PROPAMOCARB HCL, 30% DIMETHOMORPH.**

Toxicidad: **5**

Grupo al que pertenece: **CARBAMATO, MORFOLINA**

Estado Físico: **LÍQUIDO**

Tipo de Formulación: **SUSPENSIÓN CONCENTRADA**

Formulador y País de Origen: **QUIMICOS OMA, S.A. / COLOMBIA**

Tipo de Uso: **FUNGICIDA**

Cualquier interesado puede oponerse cuando existan causales técnicas y/o científicas que demuestre la existencia de riesgos inaceptables para la salud y el ambiente, contando para ello con un plazo de diez (10) días hábiles después de la publicación de este **AVISO**, para ejercer la acción antes mencionada.

Fundamento Legal: Ley Fitozoosanitaria, Decreto No. 157-94, Reglamento sobre el Registro, Uso y Control de Plaguicidas y Sustancias Afines, Acuerdo No. 642-98 y la Ley RTCA 67.05.67.13 de Procedimientos Administrativos.

TEGUCIGALPA, M.D.C., 11 DE ABRIL DE 2019
“ESTE AVISO TIENE VALIDEZ DE TRES MESES A PARTIR
DE LA FECHA”

ING. JUAN VICENTE BARRIOS ALEMÁN
JEFE DEL DEPARTAMENTO DE CONTROL Y USO DE
PLAGUICIDAS (DCUP)
SENASA

24 A. 2019.

