



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

## ACUERDO CREE-07-2022

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA. TEGUCIGALPA, MUNICIPIO DE DISTRITO CENTRAL A LOS VEINTICUATRO DÍAS DE ENERO DE DOS MIL VEINTIDÓS.

### RESULTANDO:

- I. Que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE o Comisión) tiene la función de desarrollar y hacer cumplir el marco regulatorio para implementar la Ley General de la Industria Eléctrica (Ley), y se le ha otorgado la autoridad para ejercer sus funciones regulatorias, dentro de las cuales está la de establecer el marco regulatorio para las tarifas de electricidad, ingresos permitidos para distribución y transmisión, y cargos.
- II. Que el marco legal establece funciones específicas para los roles regulatorios en materia de tarifas de electricidad, que incluyen principios, parámetros, metodologías generales, procedimientos y criterios para la determinación de tarifas de electricidad para la transmisión y distribución y garantizar su correcta implementación; revisión y aprobación de propuestas tarifarias por parte de las empresas de transmisión y distribución; establecer parámetros clave para la fijación de precios y tarifas, como el costo de la energía no suministrada (CENS), los bloques horarios para las tarifas y la tasa de actualización permitida; y desarrollar e implementar el marco regulatorio de las tarifas.
- III. Que el Reglamento de Tarifas fue aprobado por la CREE el 24 de junio de 2019 (Resolución CREE-148) y ha fortalecido la capacidad a nivel de institución reguladora, en particular, a lo que se refiere a los elementos necesarios para la transición a un modelo que refleje los costos basados en el enfoque de “costo eficiente para entregar el servicio” para establecer las tarifas de electricidad.
- IV. Que de conformidad con lo establecido en la Ley y mediante Acuerdos CREE-007 del 14 de octubre de 2019, CREE-058 del 22 de mayo de 2020 y CREE-060 del 10 de junio de 2020, la CREE aprobó los términos de referencia y las modificaciones para que la Empresa Nacional de Energía Eléctrica en su rol de empresa distribuidora (ENEE Distribución) contratara a la firma consultora que realizará los estudios para determinar el Valor Agregado de Distribución (VAD), así como la estructura tarifaria y sus mecanismos de ajuste.
- V. Que la empresa distribuidora debe presentar el estudio y la estructura tarifaria preparada por la firma consultora para la aprobación de la CREE, de acuerdo con el procedimiento formal del cálculo de la tarifa descrito en el Reglamento de Tarifas.



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

- VI. Que con el fin de poder realizar una revisión y aprobación proactiva y oportuna de los estudios que presentará la empresa distribuidora, la Ley le da las facultades a la CREE para contratar una consultoría en paralelo a la llevada por la empresa distribuidora.
- VII. Que en este contexto y conforme a lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica, la CREE aprobó mediante Acuerdo CREE-09-2021 del 12 de marzo de los corrientes el inicio del proceso de cotización denominado “3C-CREE-02-2021-Elaboración de Estudios sobre Valor Agregado de Distribución y Cálculo de Tarifas al Usuario Final para Asistir y Apoyar en el Seguimiento a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)”.
- VIII. Que como resultado del proceso “3C-CREE-02-2021”, mediante Acuerdo CREE-15-2021 de fecha 30 de abril de 2021 la CREE acordó contratar con la sociedad mercantil QUANTUM S. A., en consecuencia, en fecha 12 de mayo de 2021 la CREE celebró con la sociedad mercantil en mención un Contrato de Servicio de Consultoría para la elaboración de los estudios en referencia.
- IX. Que en 26 de octubre la sociedad mercantil QUANTUM S. A. presentó el “Producto no2 – 4to Informe técnico de avance: “Consideraciones sobre estimación de costos eficientes y base y costo de capital”, las cuales recibieron solicitud de ajuste, por lo que la sociedad remitió el informe actualizado el día 4 de enero de 2022.
- X. Que en 19 de noviembre la sociedad mercantil QUANTUM S. A. presentó el “Producto no2 – 5to Informe técnico de avance: “Propuesta de ajustes y adecuaciones al Reglamento de Tarifas”.
- XI. Que la Unidad de Tarifas emitió el memorándum UT-No. 001-2022 de fecha 10 de enero de 2022 en el cual establece que se han recibido a plena satisfacción el “Informe mensual No. 4 del Producto No.2” de la sociedad mercantil QUANTUM S. A.
- XII. Que la Unidad de Tarifas emitió el memorándum UT-No. 002-2022 de fecha 21 de enero de 2022 en el cual establece que se han recibido a plena satisfacción el “Informe mensual No. 5 del Producto No.2” de la sociedad mercantil QUANTUM S. A.

#### CONSIDERANDO:

Que mediante Decreto No. 404-2013, publicado en el diario oficial “La Gaceta” el 20 de mayo del 2014, fue aprobada la Ley General de la Industria Eléctrica que tiene por objeto, entre otros, regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio de la República de Honduras.

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica y su reforma mediante Decreto No. 61-2020, publicado en el diario oficial “La Gaceta” el 05 de junio de 2020, la Comisión



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

Reguladora de Energía Eléctrica cuenta con independencia funcional, presupuestaria y facultades administrativas suficientes para el cumplimiento de sus objetivos.

Que de conformidad con la Ley General de la 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 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 la Industria Eléctrica es función de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica contratar la asesoría profesional, consultorías y peritajes que requiera para sus funciones.

Que de conformidad con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica puede realizar en paralelo sus propios cálculos o, en el caso de la distribución, contratar a otra de las firmas consultoras precalificadas por ella y encomendarle la elaboración de un estudio paralelo para la determinación del Valor Agregado de Distribución (VAD) y de las tarifas a los usuarios finales, utilizando los mismos términos de referencia.

Que el Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica también reconoce la potestad del Directorio de Comisionados para la toma de decisiones regulatorias, administrativas, técnicas, operativas, presupuestarias y de cualquier otro tipo que sea necesario en el diario accionar de la Comisión.

Que en la Reunión Extraordinaria CREE-Ex-05-2022 del 24 de enero de 2022, el Directorio de Comisionados acordó emitir el presente acuerdo.

### POR TANTO

La CREE en uso de sus facultades y de conformidad con lo establecido en los artículos 1, 3 primer párrafo, literal F romano XV, literal I, artículos 8, 22 literal “A” último párrafo y demás aplicables de la Ley General de la Industria Eléctrica; artículo 4 y demás aplicables del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, por unanimidad de votos de los Comisionados presentes,

### ACUERDA:

**PRIMERO:** Tener por recibido a satisfacción el informe mensual No.4 denominado: “Consideraciones sobre estimación de costos eficientes y base y costo de capital”, correspondiente al Producto No. 2 de la consultoría “3C-CREE-02-2021-Elaboración de Estudios sobre Valor Agregado de Distribución y Cálculo de Tarifas al Usuario Final para Asistir y Apoyar en el Seguimiento a la



GOBIERNO DE LA  
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CREE

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)”, el cual forma parte integral del presente acto administrativo.

**SEGUNDO:** Tener por recibido a satisfacción el informe mensual No.5 denominado: “Propuesta de ajustes y adecuaciones al Reglamento de Tarifas”, correspondiente al Producto No. 2 de la consultoría “3C-CREE-02-2021-Elaboración de Estudios sobre Valor Agregado de Distribución y Cálculo de Tarifas al Usuario Final para Asistir y Apoyar en el Seguimiento a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)”, el cual forma parte integral del presente acto administrativo.

**TERCERO:** Instruir a la secretaría general para que comunique el presente acuerdo a las unidades administrativas de la CREE para que se proceda a efectuar el pago correspondiente al Cuarto y Quinto Informe Mensual del Segundo Producto del Contrato de Consultoría de conformidad con las disposiciones legales pertinentes y lo establecido en los documentos que regulan el proceso referido en el acuerdo “PRIMERO” y “SEGUNDO”.

**CUARTO:** Instruir a la Secretaría General para que de conformidad con el artículo 3 Literal F romano XII de la Ley General de la Industria Eléctrica, proceda a publicar en la página web de la Comisión el presente acto administrativo.

**QUINTO:** Notifíquese y comuníquese.

GERARDO ANTONIO SALGADO OCHOA



JOSÉ ANTONIO MORÁN MARADIAGA

LEONARDO ENRIQUE DERAS VÁSQUEZ



## Consideraciones sobre estimación de costos eficientes y base y costo de capital

---

Producto n°2 – Informe de avance n° 4 de progreso de la  
tarifa de distribución

## Índice

<b>1</b>	<b>Introducción .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Información para análisis y determinación de costos eficientes .....</b>	<b>3</b>
2.1	Artículos relevantes del RT sobre costos operacionales eficientes .....	3
2.2	Comentarios sobre los artículos del RT y la muestra internacional .....	5
2.2.1	Inciso b del Art. 115 del RT .....	5
2.2.2	Inciso d del Art. 115 del RT .....	6
2.2.2.1	Técnicas de benchmarking en búsqueda del nivel eficiente .....	7
2.2.2.2	Comentarios sobre eficiencia y su consideración con fines de establecimiento del costo eficiente para las empresas hondureñas .....	12
2.2.2.3	Propuesta de modificación al inciso d del Artículo 115 del RT .....	13
2.2.3	Muestra de empresas de referencia internacional .....	15
2.2.4	Actividades de distribución por etapa de la red .....	16
2.2.5	Fecha y criterio de reexpresión de costos .....	16
2.2.6	Estrategia regulatoria en Brasil y ciclo tarifario .....	17
<b>3</b>	<b>Base de capital y costo de capital .....</b>	<b>18</b>
<b>4</b>	<b>Capacitaciones .....</b>	<b>25</b>

## 1 Introducción

El presente documento tiene por objeto aportar los análisis realizados por Quantum en dos temas que resultan cruciales en la determinación y reconocimiento del requerimiento de ingresos que les corresponde a las empresas distribuidoras recuperar vía tarifa.

## 2 Información para análisis y determinación de costos eficientes

En la presente sección se desarrolla el análisis preliminar que se ha llevado a cabo con el fin de evaluar y establecer los costos eficientes a reconocerles a las distribuidoras hondureñas.

El análisis tiene por objeto anticipar situaciones que podrían surgir a partir de la presentación que realice la ENEE del nivel de costos eficientes a proponer sean reconocidos en su plan de negocios.

### 2.1 Artículos relevantes del RT sobre costos operacionales eficientes

El RT en el **capítulo 6** del **TÍTULO 2. PROCEDIMIENTO GENERAL DE TARIFAS DE UNA EMPRESA DISTRIBUIDORA**, indica:

**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:

a ...

b ...

c ...

d **Determinación de costos unitarios eficientes a partir de referencias internacionales**

e ...

El RT en el **capítulo 1** del **TÍTULO 4. COSTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**, indica:

**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:

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

Donde:

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.

$\frac{\delta L}{L} = \frac{l-L}{L}$ : Desvío proporcional de la extensión de red por cliente con relación a la media de la muestra de empresas considerada. L corresponde a la media aritmética de l, siendo l la longitud media de red por usuario.

$\beta$ <sup>1</sup>: Parámetro asociado a la energía facturada por usuario

---

<sup>1</sup> Fijado en 0.15 para el 1er ciclo tarifario según lo indicado en el art. 199 del RT

$\gamma^2$ : Parámetro asociado a la extensión de la red por usuario

**c.** Costos de referencia: Los costos internacionales de referencia se obtendrán a partir de la muestra de empresas considerada, y estarán expresados en dólares estadounidense 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 dado 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

## 2.2 Comentarios sobre los artículos del RT y la muestra internacional

### 2.2.1 Inciso b del Art. 115 del RT

El inciso b del Art. 115 del RT dice:

**a.**

**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)**. ....

---

<sup>2</sup> Fijado en 0.35 para el 1er ciclo tarifario según lo indicado en el art. 199 del RT

**Comentario Quantum:** La energía distribuida se entiende es sinónimo de energía vendida (por lo que se observa en otros párrafos del RT), por lo que aquí debería decir energía distribuida a nivel de MT y BT.

### 2.2.2 Inciso d del Art. 115 del RT

El inciso b del Art. 115 del RT dice:

*a.*

*b.*

*c.*

*d.* Costo Medio por Unidad de Escala Eficiente. El costo unitario eficiente estará **dado** 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.

**Comentario Quantum:** La posible interpretación directa de la metodología para la determinación del costo eficiente a reconocerle a las distribuidoras hondureñas hace pensar en un costo unitario obtenido como promedio simple de los costos unitarios de las empresas que arrojen los costos unitarios que se encuentren en el primer quintil, en el entendido que los costos unitarios sean ordenados de menor a mayor (**En el Informe de avance n° 3 de progreso de la tarifa de distribución se presentaron resultados preliminares de costos eficientes considerando como costos eficientes a los costos unitarios mínimos**).

Es importante destacar que, basar el cálculo del costo eficiente en un indicador parcial, como lo es un costo unitario, puede inducir a errores. Sí es sabido que los costos de prestación del servicio están íntimamente relacionados o pueden asociarse con una cierta cantidad de variables económicas y físicas, encontrándose dentro de estas últimas:

- Longitud de red
- Cantidad de transformadores
- Demanda de potencia máxima
- Cantidad de usuarios
- Energía ingresada en el sistema de distribución
- Cantidad de fallas

El siguiente ejemplo pretende graficar lo que suele ocurrir con empresas distribuidoras de electricidad y la vinculación de costos totales con una variable física.

Empresa	Costo	km de red	Pmáx	Usuarios	Costo/km	Costo/Pmáx	Costo/Us.
A	1.000	10	2	15	100	500	67
B	5.000	60	4	90	83	1.250	56
C	2.000	100	3	22	20	667	91

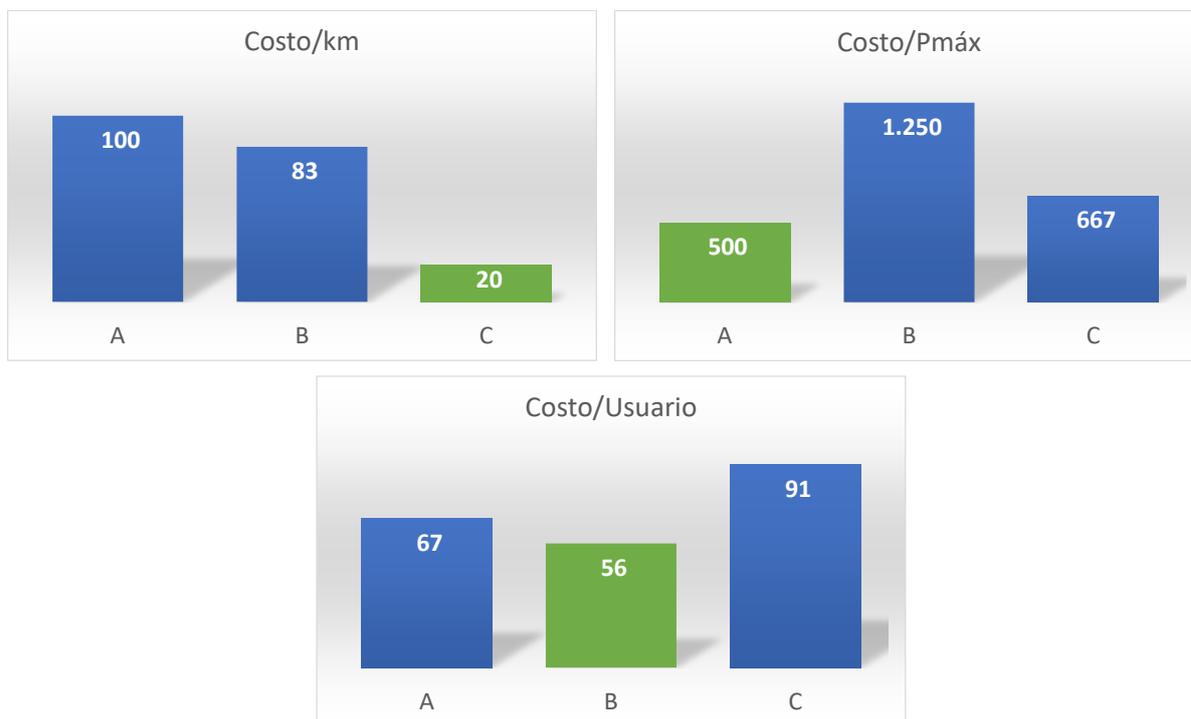


Gráfico 1

Si se analizan los costos por km de red, la empresa C figura con el menor costo unitario, mientras que, si se observan los costos por demanda máxima, la empresa A es la que presenta el menor costo, finalmente a nivel de costos por usuario, la empresa B registra el mínimo costo.

El RT introduce como denominador del costo unitario al VEC (Variable de Escala Compuesta), donde la variable principal (usuarios) es modificada por la introducción de dos variables como lo son la energía facturada y la longitud de red, cuyas expresiones reciben una ponderación fijada para la primera revisión tarifaria, según el Art. 199 del RT.

Este denominador compuesto presenta una evolución respecto de un indicador parcial basado en una única variable en el denominador, sin embargo, no se puede asegurar que los costos unitarios del primer quintil (al ordenar una serie de menor a mayor) se correspondan con aquellos que resultarían del análisis de las empresas más eficientes.

Consideramos que el inciso d del Art. 115 debería desarrollar el concepto de eficiencia o al menos dejar planteada la posibilidad de su análisis y determinación en función de técnicas que se aplican a nivel mundial y en particular que ya se están aplicando en América en dos de los países con regulaciones para la distribución de electricidad muy consolidadas y maduras como lo son Brasil y Panamá, países en los cuales las empresas inclusive ya han pasado por 4 a 5 revisiones tarifarias.

#### 2.2.2.1 Técnicas de benchmarking en búsqueda del nivel eficiente

A continuación, se acercan algunas alternativas para su análisis:

### Marco Conceptual

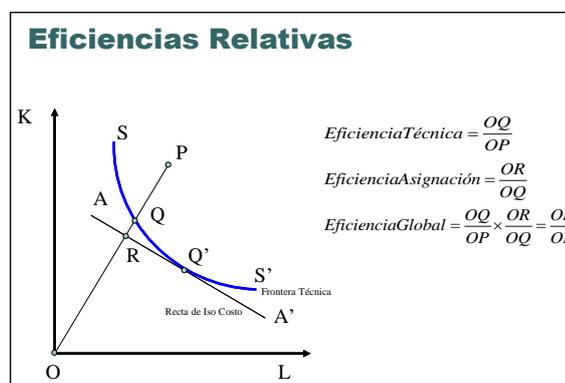
Cuando se compara el funcionamiento de las empresas, es necesario conocer el nivel de eficiencia alcanzado por cada una, noción que se encuentra estrechamente conectada a las funciones de producción y a las funciones de costos, según se trate de eficiencia técnica o eficiencia económica.

En los resultados de productividad que pueden obtenerse en cada empresa, influyen las diferencias en la tecnología de producción, en la eficiencia del *management* y de la operación, que llamaremos en conjunto “eficiencia técnica”, y además en las diferencias debidas a variables exógenas, denominadas también variables de entorno [Weyman-Jones, 1992], [Pollit, 1995], que afectan la producción. La componente de productividad que resulta del proceso productivo debida únicamente a factores técnicos, se le denomina “eficiencia técnica”.

Para alcanzar el costo mínimo, la empresa no solamente debe emplear sus insumos en forma eficiente (eficiencia técnica), sino además debe elegir la tecnología que permita utilizar una combinación de los insumos en forma óptima, dado el precio relativo de éstos (eficiencia asignativa).

La eficiencia productiva o económica también llamada global pues es el producto de la eficiencia técnica por la eficiencia asignativa, se define como la capacidad de la empresa para producir un producto a un costo mínimo.

En la figura 1 se ilustran estas definiciones. La curva  $SS'$  es la frontera eficiente, o sea el lugar geométrico de todas las combinaciones de insumos, idealmente simbolizados por Trabajo (L) y Capital (K), de máxima eficiencia técnica conocidas, para producir una unidad de producto:



**Figura 1**

Las distribuidoras venden servicios de red (capacidad de distribución) en diferentes puntos de la red, para diferentes tipos de consumidores que tienen diferentes patrones de carga, en diferentes momentos del tiempo - diferentes horas del día, diferentes días de la semana, diferentes meses del año. Adicionalmente venden servicios de clientela a diferentes tipos de clientes por su característica y ubicación, servicios de compra de energía y potencia en el mercado mayorista y servicios de riesgo como las garantías de calidad de servicio técnico y comercial.

Considerando que las empresas no producen un solo producto, sino muchos y además utilizan un conjunto muy numeroso de insumos, el análisis anterior debe generalizarse al hiper-espacio, con lo cual la frontera eficiente es una superficie n-dimensional.

Consecuentemente, el problema de medición de las eficiencias relativas entre empresas es complejo y si bien el uso de indicadores de productividad y costos unitarios parciales es de utilidad, a los fines de realizar comparaciones homogéneas de indicadores es necesario hacer uso de metodologías de benchmarking más robustas. Siguiendo los últimos desarrollos sobre estudios de eficiencia comparada realizados en diferentes países del mundo, QUANTUM propone estimar funciones de costos y producción que permitan considerar los efectos de las variables exógenas explicativas de los mismos, aplicando una variedad de métodos que pueden clasificarse en métodos de eficiencia media y de frontera. A continuación, se presentan:

- Frontera
  - No Paramétricos
    - Análisis de Envolverte de Datos (DEA)
  - Paramétricos
    - Análisis de Frontera Estocástica (SFA)
- Eficiencia Media
  - Mínimos Cuadrados Ordinarios (OLS)

En el siguiente gráfico puede verse el nivel de costos estimado por cada método:

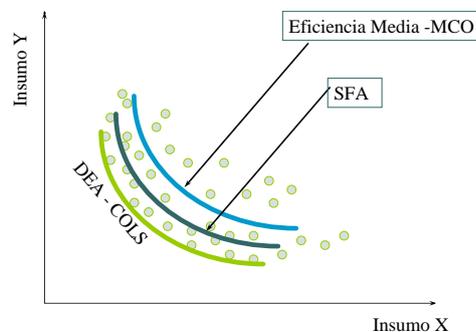


Gráfico 2

Asumiendo un proceso productivo con dos insumos, cada punto representa las diferentes cantidades de insumos que emplean diferentes empresas para producir una misma cantidad de producto. Como puede verse, las metodologías de frontera determinística (DEA) en la mayoría de los casos calculan un nivel de costos más bajo, no considerando efectos aleatorios atribuidos a variables ambientales o errores en los datos. De esta manera, toda diferencia con respecto a dicha frontera es considerada como una ineficiencia, ignorando el efecto de fenómenos estocásticos. Una respuesta a dicho problema surgió a partir del desarrollo de la metodología de fronteras estocásticas (SFA). Esta consiste en estimar una función de costos considerando dos tipos de perturbaciones o errores: uno simétrico, que recoge un ruido aleatorio ocasionado por fenómenos estocásticos fuera de control, y otro no negativo que refleja la ineficiencia. Consecuentemente, al considerar el ruido aleatorio, la frontera estocástica siempre tenderá a localizarse a la derecha de la frontera determinística, tal como

puede observarse en el gráfico. Finalmente, la metodología econométrica de mínimos cuadrados ordinarios permite calcular el nivel de eficiencia promedio de la industria.

### **Eficiencia Promedio**

El modelo de eficiencia media supone que todas las firmas consideradas en el estudio son eficientes, es decir incurren en el menor costo posible para obtener una determinada cantidad de producto o productos. El método de eficiencia promedio más comúnmente empleado es la estimación de funciones de costos a través del método de mínimos cuadrados ordinarios, permitiendo de esta forma separar los efectos de las variables exógenas (longitud de redes, cantidad de clientes, potencia máxima, etc.), y poder comparar costos de empresas en igualdad de condiciones.

Si  $n$  es la cantidad de empresas de la muestra considerada en un momento determinado de tiempo, la función de costo medio del grupo se representa mediante la siguiente expresión:

$$c_i = \sum_{i=1}^n \beta_i X_i + v_i$$

para  $i = 1, \dots, n$

$$v_i \approx N(0, \sigma^2)$$

Donde:

- $c_i$  es el costo incurrido por la firma  $i$
- $X_i$  son las variables que determinan el costo de las firmas. En el caso de las distribuidoras de energía eléctrica éstas pueden ser la longitud de la red, la cantidad de clientes, la densidad, etc.
- $\beta_i$  son coeficientes a estimar
- $v_i$  es el ruido o perturbación aleatorio que representa el desvío del costo real con respecto a la componente determinística  $\beta_i X_i$  debido a la no inclusión de alguna variable explicativa o a errores de medición de las variables. Se supone que esta variable aleatoria sigue una distribución normal con media cero, puesto que se compensan los desvíos positivos con los negativos, y varianza  $\sigma_v^2$  constante.

La estimación de la función de costos de las empresas de la muestra representa el costo en que incurren en promedio las firmas del grupo, situándose algunas firmas por encima y otras por debajo del costo estimado.

### **Fronteras de Eficiencia**

Las metodologías de fronteras se basan en los avances más recientes de la teoría microeconómica y la econometría en el campo de la eficiencia.

Las fronteras no son observables, por lo tanto, la eficiencia se determina mediante fronteras empíricas. Se han desarrollado diversas metodologías para calcular la frontera, las cuales pueden clasificarse en no paramétricas, y paramétricas, utilizadas por las empresas para evaluar el potencial

de reducción de costos que poseen y los reguladores en los procesos de revisión tarifaria de las empresas de servicios públicos en un gran número de países.

En cada caso, la medida relevante de la eficiencia se define en función de las mejores prácticas posibles en un punto particular a tiempo. Si una firma está funcionando en la frontera se define como eficiente; si está funcionando lejos de la frontera se define como ineficiente, y el nivel de la ineficiencia se mide en relación a la frontera (en el caso de una frontera de costos, las firmas ineficientes son aquellas que están por encima de la frontera). El grado de ineficiencia de cada firma se refleja a partir del “Score de Eficiencia”.

### **Análisis de la Envolvente de Datos (DEA)**

La DEA es un método no paramétrico que emplea la programación lineal para calcular la frontera eficiente a partir de los datos de las empresas de la muestra. Mediante programación lineal construye una “envolvente” de las combinaciones lineales de insumos y productos más eficientes.

Dado que la DEA no toma en cuenta los factores aleatorios en el cálculo de la eficiencia, es posible que se cometan errores al considerar como eficientes empresas que circunstancialmente presentan costos o activos más bajos en el momento de la observación, mientras que en otros períodos vuelven a la normalidad.

Esta técnica admite distintas variantes de estimación, tales como input-oriented u output-oriented, así como retornos constantes o variables a escala.

Los modelos output-oriented maximizan la cantidad de output (producto) dada una cierta cantidad de inputs (insumos), mientras que los input-oriented minimizan la cantidad de input dada la cantidad de outputs. En el caso de las empresas del sector eléctrico, dado que la demanda a abastecer es una variable no controlable por la empresa (en la mayoría de los casos las empresas tienen la obligación de suministro dentro de su área de concesión), el output es un dato y consecuentemente se emplean modelos input-oriented.

### **Frontera Estocástica**

La metodología de la frontera estocástica es un enfoque estadístico que estima una función de costos que tiene en cuenta un término que representa la ineficiencia de cada empresa y otro que captura los errores aleatorios en la medida de la frontera. Dicha función, en el caso de una industria compuesta por  $n$  firmas, puede representarse de la siguiente manera:

$$c_i = \sum_{i=1}^n \beta_i X_i + v_i + u_i$$

$$i = 1, \dots, n$$

$$v_i \approx N(0, \sigma_v^2)$$

$$u_i \geq 0$$

Donde:

- $c_i$  es el costo incurrido por la firma  $i$
- $X_i$  son las variables que determinan el costo de las firmas.
- $v_i$  es el ruido aleatorio que representa el desvío de la componente determinística debido a la no inclusión de alguna variable explicativa o a errores de medición de las variables. Se supone que esta variable sigue una distribución normal con media cero, puesto que se compensan los desvíos positivos con los negativos, y varianza  $\sigma_v^2$  constante
- $u_i$  es un término de error que refleja la ineficiencia del costo por parte de las firmas.  $u_i$  es positivo, porque indica el exceso del costo por encima del costo de la frontera estocástica, o bien nulo en el caso de que la firma sea eficiente. Generalmente se supone que  $u_i$  sigue una distribución semi-normal, exponencial o normal truncada, para asegurar que siempre asume valores mayores o iguales a cero.

El término  $\beta X_i$  de (1) es la componente determinística de la función de costos y  $\beta X_i + v_i$  constituye la *frontera estocástica*, la cual no es observable en razón de que los errores  $v_i$  no son observables. La estimación de la función (1) permite obtener los errores aleatorios ( $v_i$ ) y de ineficiencia ( $u_i$ ) para cada una de las  $n$  firmas y de esa manera calcular tanto el ranking de eficiencia como la eficiencia media del sector. El método de estimación más utilizado es el de máxima verosimilitud.

Mediante la estimación del modelo de frontera estocástica es posible probar la hipótesis de que el término de error  $u_i$  es significativo, midiendo de esta forma con precisión, cuál es el nivel de ineficiencia de cada empresa de la muestra aislado de fenómenos estocásticos.

Así, este tipo de modelos permiten estimar la ineficiencia a partir del error sistemático  $u$  para cada observación, a partir del cual se obtiene el score de eficiencia para cada empresa de la muestra en cada periodo, lo cual en fórmula responde a la siguiente expresión:

$$\text{Eficiencia} = \exp(-u_i)$$

#### 2.2.2.2 *Comentarios sobre eficiencia y su consideración con fines de establecimiento del costo eficiente para las empresas hondureñas*

Consideramos muy importante permitir la aplicación de alguna técnica, sobre la muestra internacional de referencia que sea escogida, con la finalidad de identificar las empresas eficientes y a partir de ellas luego proceder al cálculo del costo unitario ajustado por el VEC, lo cual luego permitirá el cálculo del costo eficiente de la empresa hondureña tomando en consideración los costos unitarios correspondientes al primer quintil de empresas seleccionadas como las más eficientes (los cuales ya no necesariamente serán los costos unitarios más bajos de la muestra).

De las técnicas presentadas en el punto anterior, la recomendación de Quantum es la estimación de una función distancia, a partir de la muestra internacional, aplicando el enfoque de frontera estocástica. Se recomienda este enfoque y no aquel que surgiría del análisis de la envolvente de datos porque permite contar con la significatividad estadística de los coeficientes del modelo, sin embargo, y con el fin de validar la robustez en materia de resultados, normalmente los estudios suelen complementarse utilizando la técnica de DEA. El análisis comparado de los resultados de ambas metodologías permitirá la elección de la submuestra de empresas eficientes (1er quintil según lo

dispuesto en el RT) a partir de las cuales luego se deberá efectuar el cálculo del costo unitario corregido por la variable escala, que dará lugar al costo promedio eficiente a extrapolar a las empresas de Honduras.

Otro punto importante a destacar es que una vez que sea obtenido el costo eficiente para la empresa hondureña, este costo debe asumirse como un costo de base, a partir del cual posiblemente algunas consideraciones deban hacerse si se conocen particularidades del mercado hondureño que no responden a lo contenido en la muestra internacional de empresas. Ejemplo de ello, si se toma como muestra internacional a las empresas de Brasil, el costo laboral considera 13 salarios por empleado, dato que no necesariamente responde a la realidad en Honduras.

### 2.2.2.3 Propuesta de modificación al inciso d del Artículo 115 del RT

El inciso d del artículo 115 del RT dice lo siguiente:

- 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.

$$\widehat{CAOM}_{ED} = CUE_{QS} \times VEC_{ED}$$

donde:

$\widehat{CAOM}_{ED}$ : 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

A continuación, se presentan dos propuestas de redacción del inciso d. La primera se podrá observar que es amplia/general, en el entendido que, en otras regulaciones, las técnicas específicas con que el Ente Regulador define que los estudios sean realizados, son indicadas en los términos de referencia que en cada revisión tarifaria son elaborados a tal fin. Esta posición resulta interesante ya que toda evolución en el tiempo y mejoras en las técnicas y tipos de estudios que se requieren realizar no quedan limitados en un Reglamento, lo cual en caso de desearse su aplicación requiere modificar el mismo.

La segunda propuesta considera dejar plasmado en el Reglamento de Tarifas la técnica recomendada.

#### 2.2.2.3.1 Propuesta 1

- d. **Costo Medio por Unidad de Escala Eficiente.** El costo unitario eficiente estará dado 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. Las empresas distribuidoras deberán justificar, a partir de la

muestra internacional de referencia, mediante técnicas de eficiencia comparada, cuáles empresas forman parte del quintil superior a partir de cuyos costos unitarios quedará determinado el costo unitario promedio eficiente ( $CUE_{QS}$ ).

**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.

$$CA\widehat{OM}_{ED} = CUE_{QS} \times VEC_{ED}$$

donde:

$CA\widehat{OM}_{ED}$ : 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

### 2.2.2.3.2 Propuesta 2

- d. **Costo Medio por Unidad de Escala Eficiente.** El costo unitario eficiente estará dado 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. Las empresas distribuidoras deberán justificar, a partir de la muestra internacional de referencia, empleando una metodología de frontera estocástica, cuáles empresas forman parte del quintil superior a partir de cuyos costos unitarios quedará determinado el costo unitario promedio eficiente ( $CUE_{QS}$ ).

La metodología de frontera estocástica permite la estimación de fronteras de costos y de producción o de funciones de distancia empleando métodos econométricos.

Para el análisis, se deberá partir de una frontera de costos determinada a partir de la muestra internacional, la cual puede especificarse de la siguiente manera:

$$\ln c_i = \alpha + \beta \ln y_i + \varepsilon_i \quad (1)$$

donde:

$\ln c_i$  es el logaritmo natural de la empresa  $i$

$y_i$  son los productos de la empresa  $i$

$\beta$  son los parámetros de la función de costos a estimar

$\varepsilon_i$  es el término de error de la función conformado por un error  $v_i$  (ruido aleatorio que representa el desvío de la componente determinística de la frontera debido a la no inclusión de alguna variable explicativa o a errores de medición de las variables) y un error  $u_i$ , que refleja la ineficiencia del costo por parte de las empresas.

La frontera estocástica no es observable, en razón de que los errores  $v_i$  no son observables. La estimación de la función (1) permitirá obtener los errores aleatorios ( $v_i$ ) y de ineficiencia

( $u_i$ ) para cada una de las  $n$  empresas de la muestra internacional y de esa manera calcular tanto el ranking de eficiencia como la eficiencia media de la muestra.

La estimación de los parámetros de la frontera estocástica y de los errores  $u_i$  que capturan el desvío de la frontera debido a la ineficiencia permitirán obtener la eficiencia del costo. Una vez estimada la frontera, la eficiencia del costo para cada empresa de la muestra se obtendrá de la siguiente manera:

$$EC = \frac{c(y_i, \beta) \cdot \exp(v_i)}{c(y_i, \beta) \cdot \exp(v_i) \cdot \exp(u_i)} = \exp(-u_i)$$

Los valores porcentuales de eficiencia (Score) finalmente permitirán ordenar a las empresas de la muestra de mayor a menor Score, quedando identificadas aquellas que pertenecen al 1<sup>er</sup> quintil.

Para cada una de las empresas pertenecientes al 1<sup>er</sup> quintil se calculará su Costo Unitario Eficiente ( $CUE_i$ ) obtenido como cociente entre los  $CAOM_i$  y la  $VEC_i$ , debiéndose posteriormente calcular el Costo Unitario Eficiente promedio ( $CUE_{QS}$ )

**Extrapolación** al caso de una Empresa Distribuidora de Honduras: Se multiplica el Costo Unitario Eficiente promedio 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

### 2.2.3 Muestra de empresas de referencia internacional

En el art. 114 inciso a se indica: *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.*

De acuerdo a lo indicado en el artículo del RT, y siendo la fecha de referencia Marzo 2022, la muestra de empresas debería abarcar el **periodo 2019 – 2021**. El periodo planteado resulta complejo de ser cumplido debido a que por un lado el año 2021 se encuentra en curso, y por otro lado las publicaciones sobre el último año calendario concluido (en este caso el 2020) suelen demorar.

Considerando la documentación recibida en forma preliminar en documento “04 Oficio CIENEE-299-IV-2021\_ Segundo informe Benchmarking VAD.pdf”, es altamente probable que la ENEE base su

cálculo de costos eficientes, nivel de incobrabilidad y nivel de pérdidas no técnicas, **en una muestra conformada por datos correspondientes a empresas brasileras.**

La información presentada en el documento mencionado corresponde al periodo **2014-2016**, sin embargo, consultas realizadas en el sitio de ANEEL (Ente Regulador de Brasil) permiten concluir que están disponibles los datos de las empresas brasileras para el periodo **2016-2018**. El periodo identificado, no responde a lo requerido en el RT, pero se considera una información adecuada para dar tratamiento al análisis y determinación de costos eficientes dado que ANEEL lleva varios ciclos tarifarios interactuando con las empresas y depurando bases de datos.

#### 2.2.4 Actividades de distribución por etapa de la red

La ENEE opera y mantiene instalaciones eléctricas que nacen en AT/MT. Idealmente, tanto las variables físicas como las de costos de las empresas de la referencia internacional, con el fin de establecer el costo eficiente, deberían responder a esta condición.

En el caso de las empresas brasileras, la gran mayoría cuenta con instalaciones en AT y atiende usuarios en AT.

En función de lo anterior, los costos (PMSO) incluyen los costos de las actividades desarrolladas en AT, los cuales, no resulta factible su identificación y separación (al menos a partir de las bases de datos informadas a ANEEL). Separación que debería a su vez llevarse un proporcional de costos indirectos (administración). **Dada la participación en las redes totales que tiene la AT (3.2% de la longitud total), se recomienda que el análisis sea realizado considerando la totalidad de las redes y de costos de distribución.**

#### 2.2.5 Fecha y criterio de reexpresión de costos

En el art. 114 inciso c se indica: *“Costos de referencia: Los costos internacionales de referencia se obtendrán a partir de la muestra de empresas considerada, y **estarán expresados en dólares estadounidense 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**”.*

Reexpresar costos a fecha de referencia implica estimar índices de precios con los cuales llevar los costos a marzo 2022. Tal como ocurre en otros mercados donde los valores monetarios deben reexpresarse a una fecha determinada, los mismo suelen llevarse a moneda de diciembre del último año calendario concluido. **Recomendamos aplicar un criterio similar, lo que resultaría en trabajar y efectuar el análisis en moneda de diciembre de 2020.**

Con respecto a la adecuación de los costos de la muestra internacional con el fin de permitir una comparación homogénea de monedas, el RT hace referencia a efectuar un ajuste por Paridad de Poder de Compra. En este sentido se evaluará el criterio que adopte y presente la ENEE, siendo una de las opciones el **uso del Factor de conversión de PPA publicado en el sitio del Banco Mundial (PA.NUS.PPP - Factor de conversión de PPA, PIB (UMN por \$ a precios internacionales))**.

### 2.2.6 Estrategia regulatoria en Brasil y ciclo tarifario

Brasil se rige por una estrategia regulatoria de Price-Cap. El Price-Cap es un sistema de regulación de servicios públicos que consiste en la determinación de precios máximos o tope para cada tipo de servicio, además del conocimiento de los costos y de las necesidades de la demanda. Este sistema de precios tope fue desarrollado en la década de 1980 por Stephen Littlechild, uno de los economistas más destacados de Gran Bretaña.

El sistema regulatorio, fundamentalmente, persigue la mejora en la productividad para poder trasladarla al mercado, a efectos de obtener una reducción en los precios reales (Factor X) y el desarrollo de la competencia entre los agentes participantes.

Como puede verse en el gráfico a partir del momento inicial (T0) el regulador fija el precio P1 que se mantendrá hasta el tiempo T1.

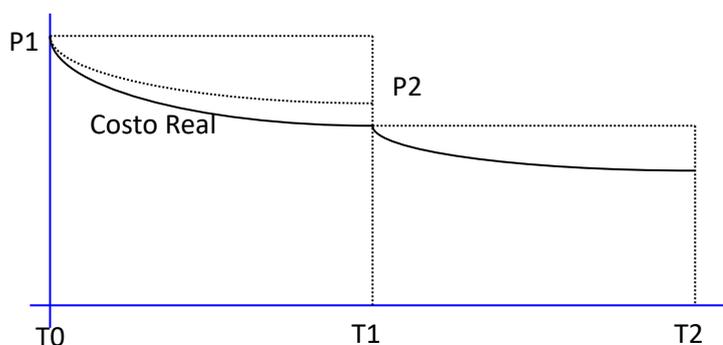


Gráfico 3

La empresa buscará gestionar sus recursos para reducir los costos tan rápido como pueda para aprovechar durante el mayor tiempo posible las diferencias logradas respecto a la situación inicial.

En Brasil, las revisiones tarifarias para las concesionarias de distribución se realizan, en promedio, cada cuatro años. El primer ciclo de revisión ocurrió entre 2003 y 2006, encontrándose actualmente camino a la 5ta revisión tarifaria. A su vez un importante número de empresas son de capital privado. **Estos datos no son menores, ya que los costos que se van a estar observando y procesando con el fin de establecer el nivel eficiente a reconocerle a la ENEE podrían surgir de una muestra de empresas transitando en 2016-2018 su 4to ciclo tarifario.**

**El estar las empresas regidas por una estrategia regulatoria de incentivos y el haber ya cumplido prácticamente con cuatro ciclos tarifarios, hace pensar en que muy posiblemente el resultado de costos que se alcanzará será muy desafiante para las empresas hondureñas, teniendo en cuenta que, sobre la muestra, el nivel eficiente estará dado a su vez por el promedio del 20% de las empresas de más eficientes.**

En función de lo anterior, es importante que la CREE tenga en cuenta estas características de la muestra, de lo que podría surgir la necesidad de establecer un sendero de largo plazo hacia la eficiencia, pensando que toda empresa requiere de un tiempo para adaptarse a las exigencias regulatorias sin descuidar el servicio brindado a los usuarios.

### 3 Base de capital y costo de capital

El presente capítulo tiene por objeto acercar un resumen del trabajo presentado a los comisionados de la CREE con el fin de que cuenten con elementos de juicio que permitan adoptar medidas que resuelvan potenciales inconsistencias entre lo establecido en la LGIE y en el RT.

La temática es desarrollada utilizando como material aquel que se expuso a los comisionados en reunión mantenida el jueves 21 de octubre.



Gráfico 4

Para identificar la participación del costo de capital, se presenta en forma sintética un mapa con la relación de módulos que hacen al requerimiento de ingresos. El requerimiento de ingresos de la empresa queda conformado por el Costo de Abastecimiento y por el VAD. A su vez se tiene que el VAD está conformado por los Costos Operativos y el Costo de Capital. Internamente el costo de capital está conformado por dos componentes, el costo de oportunidad del capital (COK) y el costo de mantenimiento del capital (CMK). Los elementos necesarios para su cálculo son: la base de capital, la tasa de costo de capital y la vida útil de los activos que forman parte de la base de capital.

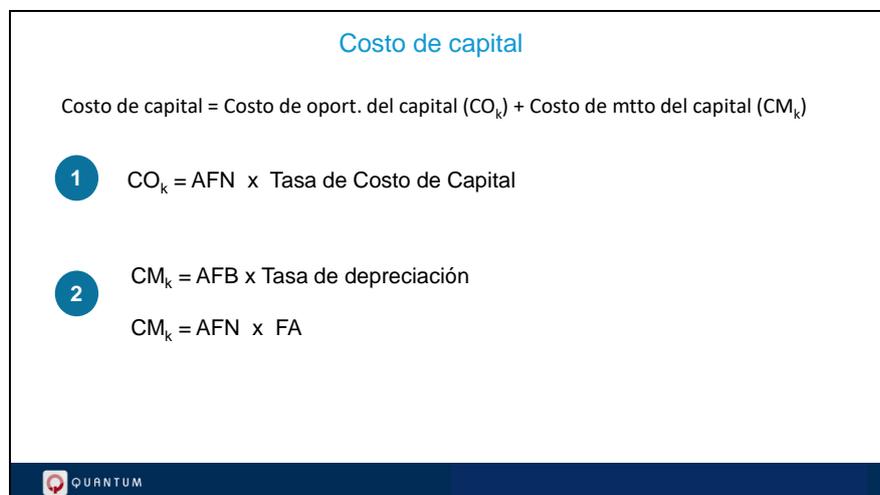


Gráfico 5

El  $CO_k$  es determinado multiplicando la base de capital por la tasa de costo de capital, mientras que el  $CM_k$ , dependiendo del método de depreciación adoptado para la base puede resultar del producto entre la Base Bruta de Activos y la tasa de depreciación de los mismos o del producto entre la Base de Activos Neta y el denominado Factor de Amortización (FA).

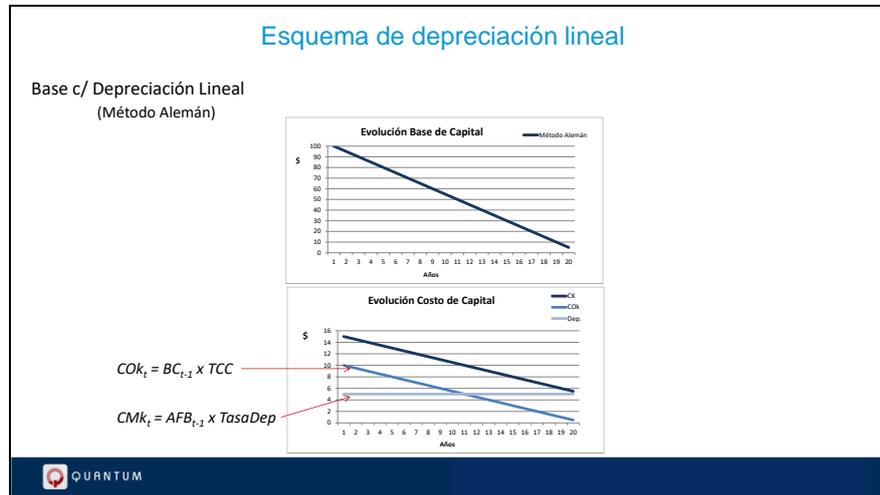


Gráfico 6

En caso de aplicarse el método de depreciación lineal, el costo de capital es la suma de una cuota constante, que se corresponde con la depreciación del bien, y de un costo de oportunidad del capital que va reduciéndose linealmente a medida que el bien se deprecia.

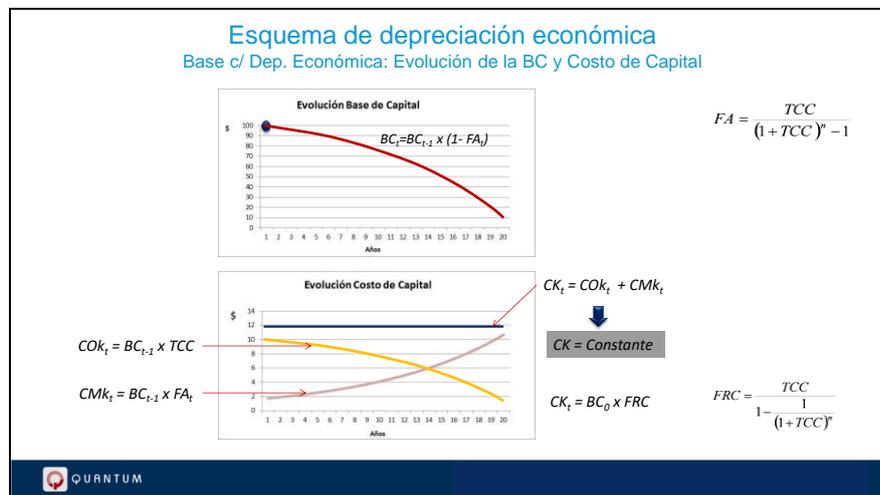
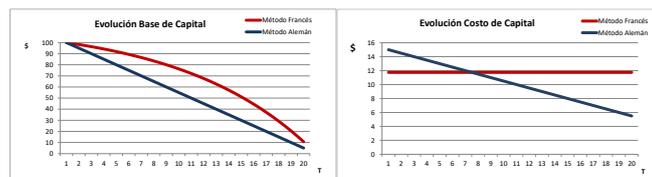


Gráfico 7

La otra alternativa considera la aplicación de lo que se conoce como método francés o depreciación económica, cuyo comportamiento se clarifica a través de un ejemplo. Dada una base de activos constituida por un bien que vale 100 y tiene una vida útil de 20 años, se deprecia en forma no lineal. El bien sufre una depreciación económica a lo largo del tiempo, la cual es muy menor en los primeros años de uso del bien y luego, a medida que pasa el tiempo, se acelera. Esta depreciación es calculada aplicando el factor de amortización a la Base Neta de Activos de cada año. Dada la curva de depreciación, en el gráfico de arriba se puede ver la evolución de la Base depreciada. Luego, dada

esta Base neta, al aplicarle la tasa de costo de capital, da lugar en el gráfico de abajo al costo de capital, el cual describe una función cóncava igual a la de la Base neta. Si en cada año de la vida del bien, se suman las 2 componentes del costo de capital, se tiene un Costo de Capital (CK) constante. Esta es una característica interesante del método ya que está diciendo que independientemente de la vida útil transcurrida del bien, su costo de capital no cambia.

### Capital Físico Evolución de la BC y Costo de Capital



$$VP(CK_{Mét.Alemán}) = VP(CK_{Mét.Francés}) = Inversión$$

Gráfico 8

En la lámina superior se superponen, en el gráfico de la izquierda, la evolución de la base de activos por ambos métodos de depreciación, y en el gráfico de la derecha se puede ver la evolución del CK total. Puede demostrarse matemáticamente que, dados los costos de capital calculados a través de ambos métodos, los flujos descontados resultan en una igualdad y a su vez verifican el valor del monto invertido. Es decir que, salvo por cuestiones financieras y una distribución diferente del costo en el tiempo, ambos métodos son equivalentes, si se respeta el método elegido durante toda la vida útil del bien.

En la siguiente lámina se resumen algunas características que diferencian a ambos métodos de depreciación del activo:

### Características, beneficios y contras de cada método

#### Método de depreciación económica

- No requiere conocer la vida útil transcurrida.
- No requiere inspeccionar y evaluar el estado de las redes y su vida remanente.
- CK: Flujo constante. Se evitan saltos bruscos por inversiones de gran porte.
- Riesgo de considerar un CK de activos 100% depreciados (la información contable ayuda en la quita de la base de estos activos antes de calcular el CK).
- Si el nivel de depreciación actual es elevado (desinversión), el reconocimiento de una anualidad, implica un costo de capital por encima del que debería la empresa recibir de aplicarse el método lineal..

#### Método de depreciación lineal

- Requiere conocer el grado de depreciación de los activos y proyectarlo en el tiempo
- Si no se conoce el grado de depreciación, debe estimarse con las inspecciones a las instalaciones
- Inversiones de envergadura pueden provocar picos en el CK que se calcula anualmente
- Activos 100% depreciados en forma automática quedan fuera de la base de capital al momento de calcular el CK



Gráfico 9

Habiéndose presentado conceptualmente las formas de cálculo del costo de capital, a continuación, se presenta lo que se encuentra establecido en la LGIE y en el RT.

De acuerdo a lo establecido en la LGIE, en su art 21 indica (se colocan los párrafos de interés):

*CÁLCULO DE COSTOS. El cálculo de los costos de generación, transmisión, operación y distribución se sujetará a lo siguiente:*

*D. CÁLCULO DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN. El Valor Agregado de Distribución (VAD) de cada distribuidora se calculará suponiendo una empresa modelo eficiente operando en el mismo entorno que la empresa real, e incluirá los siguientes componentes:*

***II. Las anualidades de las inversiones de distribución, calculadas con base en el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones, su vida útil, y la tasa de actualización establecida; y,***

La definición dada en la LGIE supone el reconocimiento de una anualidad. La anualidad, en la matemática financiera, normalmente se corresponde con la existencia de cuotas constantes a lo largo de la vida útil del activo regulatorio.

En fórmula:

$$CK = AFB \times FRC$$

Donde:

- CK: Costo de capital del activo regulatorio
- AFB: Valor bruto del activo regulatorio (valorizado según metodología correspondiente)
- FRC = Factor de Recupero del Capital =  $TCC / (1 - 1/(1 + TCC)^n)$
- TCC: Tasa de costo de capital
- n: vida útil del activo o conjunto de activos

Esta metodología de determinación del costo de capital, es aplicada por ejemplo en países como Chile, Perú y Argentina.

Cuando se analiza el RT, se observa una serie de artículos que refieren al costo de capital por reconocer, planteando algunos de ellos una metodología que posiblemente no responde al espíritu de la LGIE. A continuación, los artículos en cuestión:

*Artículo 27. Valor Agregado de Distribución: Los Costos Controlables asociados al VAD son los siguientes.....*

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

El artículo 27 está en línea con la LGIE.

En la sección del RT dedicada a Transmisión, aparece en forma explícita la composición del costo de capital. Esto se indica en el artículo 164.

*Anualidad de las Inversiones. La AI comprende dos componentes:*

*a) Remuneración del capital invertido (RC): producto entre la BAR neta y la Tasa de Actualización*

*b) Depreciación del capital (DC): producto de la tasa de depreciación anual promedio por la BAR bruta*

Con respecto a lo relativo a la actividad de Distribución, la remuneración de la base de capital (BAR) se encuentra mencionada en los artículos 31 y 41, donde la misma, aunque no en forma explícita, queda contenida en la fórmula de cálculo del Po, fórmula que requiere de una BAR neta al inicio del Ciclo Tarifario; de la consideración de las inversiones proyectadas y de una BAR neta al final del Ciclo Tarifario (neta de depreciaciones).

Con respecto a las depreciaciones, el método de cálculo queda establecido en artículo 108: *Método de Depreciación. Las depreciaciones se calcularán con base en el método lineal.*

A partir de lo indicado en el RT, dado un activo regulatorio, su costo de capital resulta lo siguiente:

En fórmula:

$$CK = AFN \times TCC + AFB \times TasaDep$$

Donde:

- CK: Costo de capital del activo regulatorio
- AFB: Valor bruto del activo regulatorio (valorizado según metodología correspondiente)
- AFN: Valor neto o depreciado del activo regulatorio
- TCC: Tasa de costo de capital
- TasaDep =  $1 / n$
- n: vida útil del activo o conjunto de activos

En función de lo planteado en el RT, lo que se estaría reconociendo es un costo de capital que linealmente se va reduciendo a lo largo del tiempo, a medida que se deprecia el activo regulatorio. Este método de cálculo del costo de capital es por ejemplo aplicado en Brasil.

La posible inconsistencia entre la LGIE y el RT, depende de la interpretación o alcance de la palabra "Anualidad" presente en el art. 21 de la LGIE y en el art. 27 del RT.

Tal como se mencionó más arriba, la anualidad, en la matemática financiera, normalmente se corresponde con la existencia de cuotas constantes a lo largo de la vida útil del activo regulatorio.

Un caso que generó controversia fue lo ocurrido en Guatemala, en la actividad de distribución de electricidad.

La Ley General de Electricidad y su Reglamento, en su art 73 establece claramente el reconocimiento de un costo de capital calculado como una anualidad, sin embargo, a diferencia de lo indicado en la LGIE de Honduras, indica en forma explícita que esta anualidad es una **anualidad constante**. Lo que no da lugar a dudas de la modalidad de cálculo en que debe incurrirse para su cálculo.

### Antecedentes: Caso Guatemala

LGEyR: Artículo 73. El costo de capital por unidad de potencia se calculará **como la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo** de una red de distribución dimensionada económicamente. La anualidad será calculada con la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas. El costo de operación y mantenimiento corresponderá al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia.

Términos de referencia:

$$FRC = \left( \frac{P}{CMk} \right) + \frac{P}{COk} \left( \frac{r * (Ta / To)}{2 * (1 - g)} \right)$$

Donde:

- FRC = Factor de Recuperación de Capital.
- To = Vida Útil Promedio ponderada por el Costo de Reposición de los Activos de acuerdo a las definiciones dadas en el punto 5.4.1 del presente documento, Condiciones de Cálculo de la Evaluación Técnico-Económica de la Etapa de Optimización.
- r = Tasa de Actualización aprobada por la CNEE.
- Ta = Período de amortización (= To).
- g = Alícuota del Impuesto Sobre la Renta.

*Gráfico 10*

A pesar de ello, con motivo de la 3ra revisión tarifaria, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), publicó unos términos de referencia para el cálculo del VAD, modificando la fórmula del FRC, la cual, tal como se muestra en el gráfico 10, responde a un VNR depreciado linealmente, con una cuota constante dada por la depreciación (al multiplicar el VNR por 1/To) y un costo de oportunidad que asume los activos depreciados al 50% (al multiplicar el VNR por el factor ½ presente en el 2do término del FRC). Esta fórmula del FRC da un costo de capital inferior al que da la aplicación de la fórmula correcta del FRC, punto que fue levantado por las distribuidoras y que determinó la necesidad de efectuar ajustes a la fórmula con el fin de neutralizar las diferencias en el costo de capital reconocido a las empresas.

A partir de la 4ta revisión tarifaria, la CNEE, dentro de los Términos de Referencia que debían utilizarse para realizar el estudio tarifario de las empresas distribuidoras, en el punto relativo al FRC (Resolución CNEE 8-2013, punto 4.9), colocó el siguiente comentario debajo de la fórmula mostrada en el gráfico 10:

*“El factor de depreciación de los activos (2), se refiere a un indicador de cuánto esta depreciada la base de capital de la Distribuidora. Este factor permite pasar de la base de capital bruta a la base de capital neta de depreciaciones. Siendo esta última la que debe remunerar a la TAI. Para los efectos de este Estudio se considera que el factor de depreciación de los activos de la Distribuidora es igual al cincuenta por ciento (50%). **La CNEE evaluará, y en su momento aprobará, el uso de otro valor para este factor de depreciación, siempre y cuando la Distribuidora demuestre fundamentado en la realidad de la empresa, el cálculo de otro valor.**”*

El texto indicado permitió contar con una variable de ajuste para lograr una igualdad en el costo de capital que surge de aplicar el FRC correcto y el FRC modificado por la CNEE.

Volviendo sobre la situación de Honduras, la no presencia de la palabra “constante” en el artículo 21 de la LGIE, se considera, habilita a la CREE a mantener la metodología de cálculo del costo de capital establecido en el RT, desde el momento que existe la Anualidad Variable. Concepto que se resume en la siguiente lámina:

### Anualidad variable

La no consideración de la palabra “constante” permitiría hablar de Anualidad Variable

- Serie de pagos no constantes (Irregulares – Regulares)



Son Anualidades en las que el comportamiento de la renta, observa consistentemente leyes matemáticas bien definidas

- Anualidad variable regular en progresión geométrica
- Anualidad variable regular en progresión aritmética

$d = cte$



$$CK = VNR_{\text{Neto}} \times TCC + VNR_{\text{Bruto}} \times Tasa_{\text{Dep}}$$

Gráfico 11

A partir de la lámina 11 se puede indicar:

Anualidades Variables: Son anualidades, cuya serie de pagos no son constantes, diferenciándose los pagos uno de otro.

Las Anualidades Variables, pueden clasificarse en “IRREGULARES y REGULARES”, con base al comportamiento de la renta y de los periodos de pago.

- Anualidades Variables Irregulares: Son Anualidades en la que la renta no responde a ninguna ley matemática definida. Son irregulares en cuanto al valor de cada renta, así como al intervalo de tiempo entre cada pago de renta.
- Anualidades Variables Regulares: Son Anualidades en las que el comportamiento de la renta, sigue consistentemente una ley matemática definida. Las anualidades variables regulares a su vez, según la ley matemática que respetan, se clasifican en:
  - Anualidad variable regular en progresión geométrica
  - Anualidad variable regular en progresión aritmética

Considerando el método de depreciación lineal de los activos, el costo de capital determinado presenta similitud con la definición de una **Anualidad variable regular en progresión aritmética**, por

lo que lo desarrollado en el RT es lícito, quedando a criterio de la CNEE el evaluar y resolver si lo plasmado en el RT responde al espíritu de la LGIE cuando el Art. 21 fue concebido.

## 4 Capacitaciones

Como parte del trabajo contratado, Quantum acercó una propuesta de formación en temas regulatorios y específicos que hacen al estudio tarifario.

Los títulos de las sesiones y el contenido de las mismas, se presentan a continuación:

### Calidad de Servicio

- Introducción
- La calidad en la energía eléctrica:
  - Factores condicionantes
  - Tipo de calidad medida
  - Red de mínimo costo
- Calidad Justa
  - Objetivo
  - Costo del consumidor
  - Costo del distribuidor
- Price-Cap y Calidad
- Determinación del costo de la Energía No Suministrada
  - Objetivos
  - Dificultades
  - Métodos utilizados
- Regulación de la calidad
  - Instrumentos
  - Recopilación de información
  - Indicadores

### Fundamentos Microeconómicos

- La Demanda
- La Oferta
- El Mercado y el Bienestar
- El Monopolio Natural

### Regulación por Incentivos

- Regulación por Incentivos
- Revenue Cap
- Yardstick competition (Benchmarking)
- Price Cap

- Tendencias actuales

#### **Estudios de Demanda:**

- Objetivos
- Proyección Global de la Demanda
  - Metodología y criterios de proyección
  - Modelos econométricos
- Desagregación espacial de la Demanda

#### **Campaña de Caracterización de Cargas:**

- Objetivo
- Función de los parámetros
- Diseño muestral
- Cálculo de parámetros y aplicación

#### **Estudios de Pérdidas Técnicas y no Técnicas**

- Introducción a las pérdidas técnicas y no técnicas
- Pérdidas técnicas: Modelos de cálculo
- Pérdidas no técnicas: Causas y diferencias con pérdidas técnicas
- Efectos y planes de reducción de las pérdidas no técnicas
- Modelos para determinación de pérdidas no técnicas reales y regulatorias
- Avances en el combate de las pérdidas

#### **Base de Capital y Costo de Capital**

- Base de Capital
  - Enfoques de Cálculo
    - Capital Físico
    - Capital Financiero
    - Capital Contable
  - Consistencia Base de Capital - Tasa de Costo de Capital
- El Método VNR
- Diseño de Muestreos
- Costo de capital
- Componentes del Costo de Capital
- La Depreciación
  - Métodos de depreciación
  - Vida útil regulatoria vs. real - Recupero de la inversión
- Vida útil remanente

- Costo de capital según origen del bien

### Determinación de Costos Eficientes

- La función de producción
- La frontera de producción
- La función distancia
- Eficiencia técnica
- Eficiencia de costos
- Fronteras empíricas.
  - Métodos de estimación
  - Fronteras determinísticas
  - Fronteras paramétricas
- Variables ambientales

### Regulación Comparada de Electricidad

- Análisis comparativo metodologías aplicadas en América Central - Sur y Caribe
- Estudios de la demanda
- Estudios de pérdidas técnicas y no técnicas
- Base de capital y su optimización
- Tasa de costo de capital
- Costo de capital
- Costos de explotación
- Fórmulas de ajuste tarifario
  - Factor X
  - Índices de precios
- Calidad de servicio
  - Indicadores
  - Niveles de exigencia

Las sesiones se han organizado para ser dictadas los días viernes, con una duración de 2 horas, siguiendo una secuencia que permite capitalizar gradualmente el conocimiento y entender el grado de interrelación que hay entre los distintos módulos que hacen al estudio tarifario. Por una cuestión de necesidad puntual, fue dictada en forma anticipada una sesión relativa a Calidad de Servicio. A la fecha del presente informe de avance, se ha cumplido con el dictado de ocho (8) sesiones, a saber:

1. Calidad de servicio,
2. Fundamentos microeconómicos
3. Regulación por incentivos
4. Estructura del estudio tarifario y Campaña de caracterización de la carga
5. Estudios de Demanda
6. Estudios de pérdidas técnicas y no técnicas
7. Base de capital y costo de capital.
8. Determinación de Costos Eficientes

NOVIEMBRE 2021



## Propuesta de ajustes y adecuaciones al Reglamento de Tarifas

---

Producto n°2 – Informe de avance n° 5 de progreso de la  
tarifa de distribución

## Índice

Introducción.....	3
Reglamento de Tarifas.....	4
Anexo – Base y Costo de Capital .....	58

## 1 Introducción

El presente documento tiene por objeto plasmar en el Reglamento de Tarifas las conclusiones resultantes de los análisis realizados por Quantum en dos temas que resultan cruciales en la determinación y reconocimiento del requerimiento de ingresos que les corresponde a las empresas distribuidoras recuperar vía tarifa.

Los temas principalmente tratados son aquellos presentados como parte del 4to informe mensual de progreso, a saber:

- Base de capital y costo de capital
- Costos operacionales eficientes

En anexo se incorporan conceptos relativos a base de capital (metodología VNR y DORC) y determinación del costo de capital, como así también se indica qué países latinoamericanos utilizan cada una de estas metodologías de base y costo de capital en sus procesos de revisión tarifaria.

A continuación, se presenta la propuesta de ajustes y adecuaciones que deberían realizarse sobre el Reglamento de Tarifas con el fin de guardar relación con el espíritu de la ley (en lo que refiere a base y costo de capital) como así también ganar precisión en las metodologías que son planteadas en el RT para cumplir con los distintos módulos que deben formar parte de los procesos de revisión tarifaria. El documento se entrega con “Control de Cambios” con el fin de facilitar la identificación de las propuestas de cambios y ajustes al RT.

## 2 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

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

**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.

**Eliminado: 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.\*

**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:** Aquel 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 las 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:

- a. Determinación del Nivel Tarifario;
- b. Determinación de la Estructura Tarifaria; y
- c. 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 en operación 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 año de base que indique la CREE. El BEP deberá mostrar los valores reales y 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. El balance de energía deberá ser anual mientras que el balance de potencia deberá corresponderse con el día de máxima demanda de la Empresa Distribuidora.
- 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.

**Eliminado:** el día de máxima demanda de la Empresa Distribuidora, en el año previo a la Fecha de Referencia

**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 ([proyectos que no forman parte de la evolución de la base de activos del distribuidor con fines de cálculo del costo de capital](#));
  - 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 Autoproductores.

**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 debe 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.

Eliminado: n

**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 (excluyendo inversiones por reposición) 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:

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

## 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:

- a. Los costos asociados a dar servicio al Usuario, independientes de su demanda de potencia y energía;
- b. 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.
- c. 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:

- a. 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;
- b. 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.

$$P_0 = \frac{\sum_{t=1}^5 \frac{VAD_t}{(1+TA)^t}}{\sum_{t=1}^5 \frac{ED_t}{(1+TA)^t}}$$

Donde:

$P_0$ : precio máximo para el inicio del próximo Ciclo Tarifario

$VAD_t$ : Valor agregado de distribución del año  $t$

$TA$ : tasa de actualización regulatoria, real antes de impuestos

$T$ : tasa de impuesto sobre la renta

$ED_t$ : 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:

- Costo de oportunidad del capital:** Suma de las retribuciones por el uso del capital, intereses para los terceros y beneficios para los accionistas, que hubiesen tenido en su mejor oportunidad alternativa de riesgo similar.
- Costo de mantenimiento del capital:** Monto anual requerido para reponer los bienes de capital al final de su vida útil.

En fórmulas:

$$CK_t = VNR_{t-1} \times FRC$$

Donde:

- $CK$ : Costo de capital del activo regulatorio en el año  $t$
- $VNR$ : Valor nuevo de reemplazo del activo regulatorio (valorizado según metodología correspondiente) al año  $t-1$
- $FRC = \text{Factor de Recupero del Capital} = TA / (1 - 1/(1 + TA)^n)$
- $TA$ : Tasa de actualización real antes de impuestos
- $n$ : vida útil del activo o conjunto de activos

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

- Costos de Administración, Operación y Mantenimiento propiamente dichos:** 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.
- Otros Costos Operacionales ( $OCOP_t$ ).** Los Otros Costos Operacionales a ser incorporados en la determinación de tarifas son los costos reconocidos de las indemnizaciones por calidad del servicio que sean considerado razonables por la CREE (IQ). En principio la Distribuidora debe plantear su red para que cumpla con todos los niveles de calidad. Si la Distribuidora demuestra fehacientemente que técnicamente y económicamente es inviable alcanzar los niveles de calidad establecidos en la Normativa,

**Eliminado:**  $BARN_0$ : 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

**Eliminado:** después

**Eliminado:**  $D_t$ : depreciación contable para el año  $t$

**Eliminado:**  $CO_t$ : 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

**Eliminado:** BAR neta al inicio del Ciclo Tarifario ( $BARN_0$ )

**Eliminado:** La BAR neta al inicio del Ciclo Tarifario,  $BARN_0$ , determina el valor de los Activos Regulatorios que será remunerado en el próximo Ciclo Tarifario.

**Eliminado:** Incorporación de las inversiones proyectadas en el  $P_0$

**Eliminado:** ( $Inv_t$ ) 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.

**Eliminado:** Valor de la BAR neta al final del Ciclo Tarifario ( $BARN_5$ ). A los efectos del cálculo de  $P_0$ , 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.

**Eliminado:** Depreciaciones ( $D_t$ ). Las depreciaciones de los activos son consideradas en la fórmula del  $P_0$ , 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  $(-\sum_{t=1}^5 \frac{T \times D_t}{(1+TAR)^t})$

**Eliminado:** ( $CO_t$ ):

**Eliminado:** pérdidas de potencia y energía (PR), y

**Eliminado:** mala

**Eliminado:** hasta los valores meta definidos

deberá determinar con cálculos específicos los índices que no se podrán cumplir con los niveles requeridos y determinar la sanción correspondiente. La CREE analizará y determinará las sanciones razonables a reconocer. En ningún caso se reconocerán montos mayores a los reconocidos en el Período Tarifario Anterior.

**Artículo 33. Energía proyectada para distribuir ( $ED_t$ ).** El denominador de la fórmula de cálculo del  $P_0$  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. Queda sin efecto**

**Eliminado:** ; 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.

## 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:

$$CO = CAOM + CDI + OCOP$$

Donde:

*CO: Costos operacionales eficientes*

*CAOM: Costos de administración operación y mantenimiento eficientes*

*CDI: Costos por deudores incobrables eficientes*

*OCOP: Otros costos operacionales*

**Eliminado:** Escudo fiscal. En la determinación del  $P_0$  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.

**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 Descotado (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 Descotado 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, los cuales se corresponden con el Valor esperado de las indemnizaciones (IQ) razonables que la Empresa Distribuidora deberá pagar derivadas de incumplimientos en los índices de calidad donde se demuestre técnica y económicamente la imposibilidad de alcanzar los estándares exigidos por normativa.

**Eliminado:** ¶ Costo de las pérdidas reconocidas (PR) de potencia y de energía en las redes

**Eliminado:** si la calidad del servicio que ofrece corresponde exactamente a la norma

**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.

**Eliminado:** <#>¶  
 $OCOP = PR + IQ$   
 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 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. La distribuidora deberá demostrar técnica y económicamente la imposibilidad de alcanzar los estándares exigidos por normativa.

## 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:

**Comentado [A1]:** Vuelve a repetir lo del artículo 31. Podría eliminarse. Lo he dejado, para respetar la numeración de los artículos del RT original

Costo de oportunidad del capital: Suma de las retribuciones por el uso del capital, intereses para los terceros y beneficios para los accionistas, que hubiesen tenido en su mejor oportunidad alternativa de riesgo similar.

Costo de mantenimiento del capital: Monto anual requerido para reponer los bienes de capital al final de su vida útil.

En fórmulas:

$$CK_t = VNR_{t-1} \times FRC$$

Donde:

- CK: Costo de capital del activo regulatorio en el año t
- VNR: Valor nuevo de reemplazo del activo regulatorio (valorizado según metodología correspondiente) al año t-1
- $FRC = \text{Factor de Recupero del Capital} = TA / (1 - 1/(1 + TA)^n)$
- TA: Tasa de actualización real antes de impuestos
- n: vida útil del activo o conjunto de activos.

**Eliminado:** 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. ¶  
**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. ¶  
**Valor residual de la inversión:** es la base de activos neta al final del 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 **BAR neta al inicio del Ciclo Tarifario** ( $BARN_0$ )

**Eliminado:** . La BAR neta al inicio del Ciclo Tarifario,  $BARN_0$ , determina el valor de los Activos Regulatorios que será remunerado en el próximo Ciclo Tarifario.

**Eliminado:** Incorporación de las inversiones proyectadas en el  $P_0$

**Eliminado:** ( $Inv_t$ ) 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.

**Eliminado:** Valor de la BAR neta al final del Ciclo Tarifario ( $BARN_2$ ). A los efectos del cálculo de  $P_0$ , 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. ¶

**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:

- a. Prudencia en las inversiones;
- b. Eficiencia de costos unitarios; y
- c. 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:

- Etapas 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.

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

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

- 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:

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

Donde:

$\overline{\Delta PTF}$ : productividad media definida en la etapa 2;

$\varepsilon$  es la elasticidad de escala a ser determinada por la CREE en ocasión del Cálculo Tarifario

$\partial y$  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:

- a. 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.
- b. 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.
- c. 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.
- d. 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.
- e. 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:

- a. Elaboración de un informe anual, en lenguaje sencillo, con las metas, inversiones e indicadores de ejecución el Plan de Inversiones aprobado por la CREE;
- b. 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 sustitución 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 [\(que no respondan a reposición de activos\)](#) 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:

- a. 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.
- b. 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:

- a. 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.
- b. Se calcula la diferencia entre el  $P_0$  aprobado y el  $P_0^*$  calculado en el punto anterior ( $\Delta P_0$ ).

Eliminado:

- c. Se calcula el excedente de ingresos anual como el producto entre la diferencia de tarifa máxima y la energía distribuida.
- d. 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.
- e. 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:

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

Donde

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

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

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

$Factor X = Factor de eficiencia$

$Factor K = Factor de ajuste por diferencia con precio máximo autorizado$

**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, y un 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.

Eliminado: y

- **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.

Los cargos tarifarios que en cada categoría sean diseñados con fines de recuperar los costos base de energía y potencia aprobados por la CREE, deberán considerar los factores de expansión de pérdidas (de energía y potencia) que apliquen a cada categoría según su nivel de conexión, como así también los factores de coincidencia y contribución a la punta, obtenidos del ECD, necesarios para que la distribuidora recupere los costos reconocidos de abastecimiento (costos no controlables transferibles a tarifa).

El párrafo anterior aplica si la CREE acepta quitar del VAD el costo de las pérdidas, el cual debe formar parte del Pass Through por compra de energía y potencia como se hace en la mayoría de los países. Esto entre otras cosas permite que el costo de las pérdidas reconocidas, que se traslada a tarifa, se vaya actualizando de la misma manera que la energía y potencia que consumen los usuarios)

**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.

[Los Consumidores Calificados pagarán cargos por uso de la red de distribución similares a aquellos que les correspondería en su categoría si no optaran por la condición de Consumidor Calificado.](#)

### 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 [Valor Nuevo de Reemplazo \(VNR\)](#).

**Artículo 68.** La valuación de los activos en servicio considera [la actualización del Valor Nuevo de Reemplazo \(VNR\) del activo en cuestión o de uno equivalente en funcionalidad](#).

#### CAPÍTULO 2. Composición de la BAR

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

- a. Activos Regulatorios Eléctricos (ARE), y
- b. 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

**Eliminado:** 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.¶

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

Donde:¶

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

$P_0$ : Precio máximo por el servicio de distribución¶

$\lambda_r$ : 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  $P_0$  asignada a la BT, conforme a la siguiente fórmula: ¶

$$CVUC_{BT} = P_0 \times (1 - \lambda_r)^\dagger$$

Donde:¶

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

$P_0$ : Precio máximo por el servicio de distribución¶

$\lambda_r$ : 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.

**Eliminado:** al Costo de Reposición Optimizado y Depreciado

**Eliminado:** CROD

**Eliminado:** dos aspectos:

**Eliminado:** Actualización del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del activo en cuestión o de uno equivalente en funcionalidad;

**Con formato:** Fuente: (Predeterminada) Times New Roman

**Con formato:** Normal, Sangría: Izquierda: 0,63 cm, Sin viñetas ni numeración

**Eliminado:** <#>Depreciación del VNR dado el estado y condición del activo debido a su uso hasta el momento de la valuación.¶

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:

- a. Activos existentes al año base (Base inicial),
- b. Activos de la Base Incremental.

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. [La base incremental debe contemplar los años intermedios entre el año base y el primer año del nuevo periodo 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

**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.

**Artículo 75.** Queda sin efecto.

**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.** Queda sin efecto

### 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).

**Eliminado:** de la Base Histórica, y

**Eliminado:** La Base Histórica se considera como Base Blindada.¶ Por su parte, l

**Eliminado:** y Neta

**Eliminado:** 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.

**Eliminado:** 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

**Eliminado:** 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.

- 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.

## 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.** Queda sin efecto.

## 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 deberá determinarse, con base en las fases a) y b) en cada revisión tarifaria.

**Artículo 82.** Queda sin efecto.

**Artículo 83.** Queda sin efecto.

**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.** Queda sin efecto.

**Artículo 86.** Queda sin efecto.

**Artículo 87.** Queda sin efecto.

**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 al inicio del Ciclo Tarifario para el cual se lleva adelante la revisión tarifaria, más la Base Incremental que el distribuidor presente como parte del plan quinquenal y que sea aprobada por la CREE.

## CAPÍTULO 7. Valuación de la Base inicial

**Artículo 90.** Las base de activos bruta debe ser calculada en cada ciclo tarifario de acuerdo a lo indicado en el Capítulo 9. Eventualmente, en caso de no ser posible el despiece y valorización de determinados activos considerando la metodología de unidades constructivas, el distribuidor, previa justificación, podrá efectuar el ajuste por índices generales de precios para reexpresar en unidades monetarias homogéneas a la Fecha de Referencia.

**Eliminado:** <#>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.¶  
Cálculo de la BAR Neta por el método CROD, a partir de la información resultante de b) y c).

**Eliminado:** La especificación para determinar el valor depreciado debe considerar la edad "t" del activo en cuestión, su vida útil nominal "T<sub>0</sub>", y su esperanza de vida actual "T<sub>t</sub>". La formulación matemática es la siguiente:¶  
$$CROD = VNR \times \left(\frac{t}{T_0}\right) = VNR \times \left[1 - \left(\frac{t}{T_0}\right)\right]$$

**Eliminado:** da

**Eliminado:** del procedimiento antes mencionado se constituye en la Base Blindada para los futuros Ciclos Tarifarios

**Eliminado:** 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

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

**Comentado [A2]:** Este artículo puede quedar si se piensa en un futuro en el posible ajuste de las vidas útiles propuestas para la presente revisión.

**Eliminado:** 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

**Eliminado: 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

**Eliminado:** Se exceptúan de la Base Blindada las mejoras establecidas en el Artículo 85, ya que son parte de la Base

**Eliminado:** Blindada

**Eliminado:** anterior

**Eliminado:** del Ciclo Tarifario precedente. En el caso de la BAR neta es necesario considerar la BAR neta al inicio del Ciclo Tarifa...

**Movido hacia abajo[1]:** <#>Las bases de activos bruta y neta deben ser ajustadas por índices generales de precios para estar

**Eliminado:** <#>Blindada

**Movido (inserción)[1]**

**Eliminado:** s

**Eliminado:** y neta

**Eliminado:** n

**Eliminado:** adas

**Eliminado:** estar

**Eliminado:** das

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

- Todo activo capaz de ser individualizado y tipificado, deberá valorizarse siguiendo lo indicado en el Capítulo 9.
- Todo activo en que se justifique la imposibilidad de su valorización según lo indicado en el inciso a, deberá ser actualizado su valor aplicando la fórmula indicada en el Artículo 95.
- 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 (kVA)

*PTI*: Potencia Total Instalada (kVA)

- 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.

**Eliminado:** <#>¶

**Eliminado:** <#>Blindada

**Eliminado:** De la base aprobada en el Cálculo Tarifario anterior deben ser excluidas las bajas ocurridas entre dicho Cálculo y el presente

**Eliminado:** 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

**Eliminado:** <#>Se deben computar las depreciaciones acumuladas de los activos, aplicando los mismos índices y metodología del literal b.¶

**Artículo 95.** En los casos de que no se disponga de precios de referencia actualizados, 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:

$$FAUC = \partial_1 \times \frac{IPC_t}{IPC_0} + \partial_2 \times \frac{TC_t}{TC_0} + \partial_3 \times \frac{IPcu_t}{IPcu_0} \times \frac{TC_t}{TC_0} + \partial_4 \times \frac{IPcal_t}{IPcal_0} \times \frac{TC_t}{TC_0}$$

Donde:

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

$\partial_1$ : Coeficiente de participación de los insumos domésticos en el factor de ajuste de las Unidades Constructivas

$\partial_2$ : Coeficiente de participación de los insumos importados en el factor de ajuste de las Unidades Constructivas

$\partial_3$ : Coeficiente de participación del cobre en el factor de ajuste de las Unidades Constructivas

$\partial_4$ : Coeficiente de participación del aluminio en el factor de ajuste de las Unidades Constructivas

*IPC<sub>t</sub>*: Índice de precios al consumo del período *t*

*IPC<sub>0</sub>*: Índice de precios al consumo del período base (0)

*TC<sub>t</sub>*: Tipo de cambio del período *t*

*TC<sub>0</sub>*: Tipo de cambio del período base (0)

*IPcu<sub>t</sub>*: Índice de precios del cobre del período *t*

*IPcu<sub>0</sub>*: Índice de precios del cobre del período base (0)

*IPal<sub>t</sub>*: Índice de precios del aluminio del período *t*

*IPal<sub>0</sub>*: Índice de precios del aluminio del período base (0)

Eliminado: La

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

## CAPÍTULO 9. Valuación de subestaciones, redes, centros de transformación, Máquinas y Equipos

**Artículo 96.** Los ARE correspondientes a esta categoría son:

- a. subestaciones
- b. transformadores de distribución,
- c. líneas y redes de distribución,
- d. equipos de medición,
- e. sistemas de telecomunicación y telecontrol,
- f. sistemas de despacho de cargas de distribución,
- g. 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.** Queda sin efecto ya que el valor de los edificios está contenido en el % con el cual los ARNE sean determinados (artículo 69). (Sí se podría poner lo siguiente) Los edificios y obras civiles

**Eliminado:** 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

se valorarán actualizando los valores contables por un índice general de precios, lo cual permitirá determinar su participación en el valor total de ARNE determinado según lo establecido en el artículo 69. La apertura del valor de los ARNE es con fines de cálculo del costo de capital, dada la vida útil de cada tipo de ARNE.

### CAPÍTULO 11. Valuación de Vehículos, Muebles y Softwares e inventario y capital de trabajo

**Artículo 102.** *Queda sin efecto ya que el valor de los edificios está contenido en el % con el cual los ARNE sean determinados (artículo 69), (Sí se podría poner lo siguiente) Los vehículos, muebles, software y hardware se valorarán actualizando los valores contables por un índice general de precios, lo cual permitirá determinar su participación en el valor total de ARNE determinado según lo establecido en el artículo 69. La apertura del valor de los ARNE es con fines de cálculo del costo de capital, dada la vida útil de cada tipo de ARNE.*

**Eliminado:** Los activos correspondientes a las categorías vehículos, muebles, y software, deben ser valuados con el método del valor contable actualizado

**Artículo 103.** *Queda sin efecto ya que el valor de los edificios está contenido en el % con el cual los ARNE sean determinados (artículo 69), Se sugiere aprovechar este artículo para incorporar el capital de trabajo diciendo: El capital de trabajo será un monto suficiente para cubrir las necesidades de una operación normal y continua del sistema de Distribución, no superior a un doceavo de los ingresos anuales previstos.*

**Eliminado:** 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 *propuestas* en el Plan Quinquenal de Negocios *y aprobadas* por la CREE.

**Eliminado:** inmediato anterior

**Eliminado:** evistas

**Eliminado:** más las inversiones no previstas en el Plan Quinquenal de Negocios pero que fueron aprobadas

**Eliminado:** el siguiente:

**Artículo 106.** El procedimiento para la valuación de los activos que conforman la base incremental es *idéntico al establecido para los activos que conforman la base inicial*.

**Eliminado:** <#>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.¶ Se considera la depreciación acumulada entre la fecha de entrada en operación del activo y la fecha de Cálculo Tarifario.¶ Se computa el IA.

**Con formato:** Fuente: (Predeterminada) Times New Roman, Color de fuente: Negro

**Artículo 107.** *Queda sin efecto.*

### CAPÍTULO 13. Tratamiento de Inversiones de Terceros

**Artículo 108. Método de Depreciación.** *Queda sin efecto.*

**Eliminado:** 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

**Artículo 109. Activos 100% depreciados.** *Queda sin efecto.*

**Eliminado:** Depreciaciones, Altas y Bajas, e

**Artículo 110. Altas de Activos.** *Queda sin efecto.*

**Eliminado:** Las depreciaciones se calcularán con base en el método lineal.¶ Los valores de depreciación acumulada registrados en la contabilidad y aprobados por la CREE solo podrán ser modificados según lo establecido en el inciso b del Artículo 91 del presente Reglamento

**Artículo 111. Bajas de Activos.** *Queda sin efecto.*

**Eliminado:** Vencido el plazo de vida útil contable de los activos, el valor residual de los mismos será cero

**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.

**Eliminado:** 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

**Eliminado:** En el caso de constatare el retiro de activos de la prestación del servicio, los mismos serán excluidos de la Base de Remuneración...

## 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:

- 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 que la CREE defina como año base.
- 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 y BT 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. *L* corresponde a la media aritmética de *l*, que es la razón  $\frac{\text{km de red}}{\text{número de usuarios}}$

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

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

- Costos de referencia:** Los costos internacionales de referencia se obtendrán a partir de la muestra de empresas considerada, y estarán expresados en dólares estadounidense 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

Eliminado: previo a la Fecha de Referencia

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 dato 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. Las empresas distribuidoras deberán justificar, a partir de la muestra internacional de referencia, mediante técnicas de eficiencia comparada, cuáles empresas forman parte del quintil superior a partir de cuyos costos unitarios quedará determinado el costo unitario promedio eficiente.

**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:

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

Donde:

$\Delta PI$  : 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 solo 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

$\alpha_{bench}$ : 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:

$CBG_{t,h}$  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  $t$

$\alpha_h$  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:

$\alpha_h$  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

$$FC_h = \frac{PME_h}{PMAx}$$

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  $h$

$PMAx$  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.

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

Donde:

$EPO_{m,h}$  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:

$CPCT_t$  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  $t$

$PRP$  es 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.

Los costos no controlables transferibles a tarifas (costo base de energía y costo base de potencia), serán incrementados a partir de su afectación por los factores de pérdidas, donde para cada categoría dependerán de su nivel de conexión a la red. Los factores de pérdidas de energía y potencia a aplicar serán aquellos aprobados por la CREE para cada año del ciclo tarifario y que surgirán según lo establecido en el Capítulo 3 del presente Reglamento. (Esto aplica si la CREE quita del VAD el costo de las pérdidas y que forme parte del Pass Through por compra de energía y potencia como se hace en la mayoría de los países. Esto entre otras cosas permite que el costo de las pérdidas reconocidas, que se traslada a tarifa, se vaya actualizando de la misma manera que la energía y potencia que consumen los usuarios)

Con formato: Resaltar

Con formato: Resaltar

**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 formula:

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

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 autoprodutores

**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. 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<sub>tk</sub>**: Ingresos Variables de Transmisión correspondiente al año *t*, asociado a la instalación *k*

**PNER<sub>jhd</sub>**: Precio nodal de la energía retirada en el nodo *j* en el bloque tarifario horario *h* en el día *d*

**ER<sub>jhd</sub>**: 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<sub>ihd</sub>**: Precio nodal de la energía inyectada en el nodo *i* en el bloque tarifario horario *h* del día *d*

**EI<sub>ihd</sub>**: 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<sub>h</sub>*: Ingresos Requeridos correspondientes a la instalación *h* del Sistema Principal de Transmisión

*AI<sub>h</sub>*: Anualidad de las Inversiones correspondientes a la instalación *h* del Sistema Principal de Transmisión

*COM<sub>h</sub>*: 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:

- Costo de oportunidad del capital:** Suma de las retribuciones por el uso del capital, intereses para los terceros y beneficios para los accionistas, que hubiesen tenido en su mejor oportunidad alternativa de riesgo similar
- Costo de mantenimiento del capital:** Monto anual requerido para reponer los bienes de capital al final de su vida útil

En fórmulas:

$$CK_t = VNR_{t-1} \times FRC$$

Donde:

- *CK*: Costo de capital del activo regulatorio en el año *t*
- *VNR*: Valor nuevo de reemplazo del activo regulatorio (valorizado según metodología correspondiente) al año *t-1*
- *FRC* = Factor de Recupero del Capital =  $TA / (1 - 1/(1 + TA)^n)$
- *TA*: Tasa de actualización real antes de impuestos
- *n*: vida útil del activo o conjunto de activos

**Eliminado:** <#>Remuneración del capital invertido (*RC*), definida como el producto entre la Base de Activos Regulatorios neta y la Tasa de Actualización;¶  
**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<sub>n</sub>*: *BAR* neta de depreciaciones¶  
*TA*: Tasa de Actualización¶  
*BAR<sub>b</sub>*: *BAR* bruta¶  
 $\delta$ : 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:

- a) Costos de Operación y Mantenimiento (COM) propiamente dichos
- b) Costos de Pérdidas de potencia y de energía. Estos costos se recuperan en el cálculo del IVT.
- c) 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<sub>b</sub>:* Base de Activos Regulatoria Bruta

*γ:* porcentaje de COM respecto de la BAR<sub>b</sub>

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.** Queda sin efecto este artículo, ya que ya no corresponderá un reconocimiento de un OPEX mayor sobre activos 100% depreciados.

**Eliminado:** 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<sub>100d</sub>:* 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¶  
*γ:* porcentaje de COM respecto de la BAR bruta¶  
*BAR<sub>b</sub>:* 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 pre-existentes, 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:

$$Pu_{T230/138_0} = \frac{IR_{T230/138}}{P_5}$$

Donde:

**$Pu_{T230/138_0}$** : 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:

$$Pu_{T138_0} = \frac{IR_{T138} - IVT_{138}}{P_6 + P_7 + P_8 + P_9}$$

Donde:

**$Pu_{T138_0}$** : 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

**$IVT_{138}$** : 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:

$$Pu_{T138/69_0} = \frac{IR_{T138/69}}{P_{10}}$$

**$Pu_{T138/69_0}$** : 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.

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

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.

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

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:

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

Donde:

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

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

$IVT_{Ti,t}$ : 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

$DIFCAT_{t-1}$  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 para la instalación de transmisión  $T_i$ , en kW de acuerdo a lo informado por el ODS

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

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

Donde:

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

$IR_{Ti,t-1}$ : es la doceava parte del IR del período para la instalación de transmisión  $T_i$ , en Lempiras

$\Delta IGP$ : Variación del Índice de Precios al Consumo, entre el período  $t-1$  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 descritos 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<sub>i</sub>:* número de usuarios en el rango de consumo *i*

*FP<sub>i</sub>:* 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 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.

## 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.** [Queda sin efecto.](#)

**Eliminado:** 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:

- $\theta_1$ : 80%
- $\theta_2$ : 12%
- $\theta_3$ : 1%
- $\theta_4$ : 7%

**Artículo 199. Fórmula de la VEC.** Para el primer Cálculo Tarifario, los coeficientes  $\beta$  y  $\gamma$  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 inciso 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. [Subestaciones: 40 años](#)
- b. [Transformadores de Distribución: 30 años](#)
- c. [Redes, Líneas de Distribución y Acometidas: 30 años](#)
- d. [Sistemas de Medición, Medidores, Equipos de protección y maniobra: 20 años](#)
- e. [Infraestructura y Equipamiento de Administración y Distribución: 15 años](#)
- f. [Intangibles \(estudios\): 5 años.](#)
- g. [Equipos de comunicación e informáticos \(Software y hardware\): 7 años](#)
- h. [Equipos de laboratorio: 10 años](#)
- i. [Vehículos livianos \(Auto y Pick-up\): 5 años](#)
- j. [Vehículos pesados y equipos de montaje \(Camión y grúa\): 10 años](#)
- k. [Edificios: 50 años](#)

**Eliminado:** 28

**Eliminado:** y

**Eliminado:** 28

**Eliminado:** 22

**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%.

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

### 3 Anexo Base de Capital y Costo de Capital

En general, en los procesos de revisión tarifaria de tarifas de distribución de electricidad, la base de capital se define como el conjunto de activos necesarios para la prestación del servicio regulado. El mismo puede o no estar adaptado a la demanda y se emplea como base para la obtención del costo de capital. La determinación de la Base de Capital debe tomar en consideración las siguientes premisas:

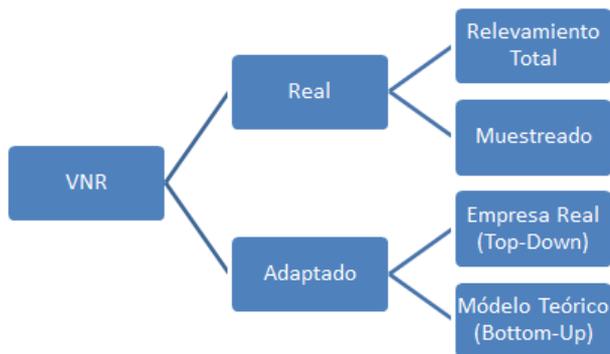
- **Eficiencia Productiva:** el capital invertido para la prestación del servicio debe ser tal que minimice el costo total compatible con la calidad establecida;
- **Eficiencia Asignativa:** el costo de capital debe reflejar el costo económico de prestación del servicio;
- **Objetividad y Auditabilidad:** definición a partir de elementos objetivos y auditables, reduciendo a su mínima expresión la introducción de juicios de valor subjetivos.

Uno de los enfoques más utilizados es el de capital físico.

Este enfoque representa el stock de instalaciones de la empresa y tiene como objetivo mantener la capacidad productiva de la empresa. Todos los activos de la empresa son valorizados, en el momento que se calcula el costo de capital, al precio de compra o reemplazo del mismo bien o de aquel de la tecnología más eficiente disponible en el mercado. Este último concepto significa que se valorizan los bienes que más eficientemente reemplazarían los existentes, en contraposición al valor de los activos tal cual existen en operación.

Una de las ventajas de este mecanismo conocido también como valor nuevo de reemplazo (VNR), es que, el valor del activo se ajusta según las condiciones de obsolescencia y avances tecnológicos. El enfoque VNR es una medida de cuánto costaría en el momento presente abastecerse de los servicios que presta un determinado activo.

Dentro del enfoque del capital físico, existen distintas metodologías para calcular el VNR, las cuales pueden resumirse en el siguiente cuadro:



El relevamiento real de los activos puede realizarse sobre la totalidad de los bienes, tomando como referencia la base contable (solo para indicar existencia del bien) o sobre una muestra, para luego extrapolar los resultados de la misma al total de la empresa. La metodología escogida dependerá de la información que disponga la empresa y del tipo de activo a relevar.

La metodología de VNR adaptado consiste en determinar los activos económicamente eficientes que la empresa debe poseer a fin de brindar el servicio cumpliendo con las exigencias de calidad. De esta forma, este enfoque logra la exclusión de los activos considerados innecesarios o redundantes.

Esta red adaptada puede respetar la traza de la red existente, pero se ajusta en sus dimensiones a la demanda del período en análisis de manera de minimizar el costo de la misma, o puede recalcularse a partir de las demandas geo-referenciadas y las coordenadas de las calles, para determinar una nueva traza optimizada para brindar el servicio a los mismos clientes reduciéndose el número de activos. Uno de los problemas que suele presentar la implementación de esta última metodología de optimización es que el VNR que se obtiene corresponde a un valor de demanda instantáneo (por ejemplo, la demanda requerida al final del próximo período), pero no tiene en consideración la evolución temporal de las inversiones (tanto históricas como futuras) que pudiera requerir un crecimiento de la demanda no atendible con la red existente o de carga que existió en el pasado y que por algún motivo desapareció pero que le significó inversión en su momento al distribuidor.

Una característica distintiva de este modelo es que utiliza el cálculo de una cuota constante a imputar como pago en concepto de reposición y remuneración del capital (anualidad del capital).

La anualidad (A) del VNR puede calcularse según la siguiente ecuación financiera:

$$A = VNR \times r / (1 - 1/(1 + r)^N)$$

Donde:

VNR es el valor nuevo de reemplazo de la red optimizada;

N son los años considerados para la recuperación de la inversión (o vida útil estimada) y;

r es la tasa de retorno "razonable". La expresión entre corchetes suele denominarse "factor de recupero del capital" (FRC).

Con este modelo, el criterio de que el nivel tarifario refleje los costos eficientes basados en un operador hipotético también se aplica a los costos operativos y para ello, no sólo se requiere una red eficiente sino el dimensionamiento de una empresa hipotética que opere en forma eficiente: una Empresa Modelo. En teoría, un estudio de empresa modelo debe ser muy detallado, con categorías de costos muy desagregadas. Debe considerar las especificidades geográficas, demográficas y tecnológicas donde opera cada empresa. Debe contemplar, además del esquema físico de diseño de redes, un esquema administrativo y comercial eficiente (gerencias, computación e informática, número y tipo de oficinas comerciales, número de trabajadores, salarios, etc.).

La empresa modelo se construye desde cero y no a partir de las características de la empresa real. En este sentido el esquema de empresa modelo implica la determinación de los costos eficientes con

un enfoque constructivo (Bottom-up), a diferencia de otros esquemas en los cuales se modelan los costos eficientes a niveles más agregados (desde arriba hacia abajo o “top-down”), tomando la información real de las empresas existentes como punto de partida.

Dentro del enfoque físico hay regulaciones que en vez de calcular y reconocer al distribuidor una Anualidad, desde el punto de vista metodológico determinan el costo de reemplazo de una base optimizada depreciada - DORC (Depreciated Optimised Replacement Cost).

Bajo este enfoque, se busca medir el costo actual de reemplazar un activo de la forma más eficiente y moderna posible, depreciado de acuerdo a la antigüedad y uso del activo existente.

El proceso de optimización establece, desde una perspectiva ingenieril, cuáles son los activos necesarios para producir un nivel específico de servicios, dada la tecnología existente. Todo activo que no contribuya a la provisión del servicio, es excluido de la Base de Capital para el cálculo de tarifas.

El cálculo del DORC comprende:

- Registro detallado de los activos de la firma (cantidad, localización, estado, antigüedad y mantenimiento de los activos)
- Cálculo del costo de reemplazo de los activos
- Cálculo de la depreciación basado en la antigüedad del activo existente
- Optimización del sistema: determinación de una configuración de las redes apropiada teniendo en cuenta factores como uso actual y futuro, seguridad de abastecimiento, capacidad ociosa, etc.

Con respecto al costo de capital, su cálculo, cuando la base de capital es determinada por DORC, responde a la siguiente formulación:

$$CK = VNR \times 1/VU + VNRDep \times r$$

Donde:

CK: Costo de capital de los activos regulatorios reconocidos

VNR: valor de reemplazo de los activos optimizados

VNRDep: Valor neto de los activos regulatorios optimizados

VU = Vida útil de los activos

$r$  es la tasa de retorno

Para concluir se puede decir que, en Latinoamérica, los países en donde se aplica VNR con determinación del costo de capital como una anualidad son: Argentina (algunas jurisdicciones como Río Negro, Entre Ríos), Chile, El Salvador, Guatemala y Perú.

Argentina: utiliza un enfoque adaptativo o top-down, es decir se optimiza la red a partir de la red real, respetándose así la traza de la red y optimizándose la cantidad de fases y sección

de los conductores como así también la capacidad instalada de los centros de transformación MT/BT.

Chile: se aplica un enfoque constructivo o bottom-up, donde además de optimizar las variables indicadas en el párrafo anterior, se optimiza la traza de la red.

Guatemala y Perú: se aplica un enfoque constructivo o bottom-up en zonas urbanas y adaptativo en zonas rurales.

Los países donde lo que se determina es una base depreciada (DORC) son: Argentina (Jurisdicciones como Capital Federal, Buenos Aires, Jujuy) y Brasil. Bajo esta metodología, el punto de partida son los activos reales de las distribuidoras, corregidos en algunos tipos de activos por factores de aprovechamiento.

El costo de capital, ya sea anualidad para las instalaciones de la empresa modelo o aquel que surge de valorizar las instalaciones por DORC, son calculadas sobre el activo propio. Es decir, los activos de terceros o donados, no forman parte de la base de capital que se remunera.