

## Estudio Integral de Tarifas Eléctricas para México

### Tarea 1.3.4 – Informe N°26

#### Propuesta de metodología para la determinación de los costos marginales de conexión y comercialización

Preparado para:



# PROPUESTA DE METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS MARGINALES DE CONEXIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

## CONTENIDO

<b>RESÚMEN EJECUTIVO .....</b>	<b>4</b>
<b>INFORME .....</b>	<b>6</b>
1. INTRODUCCIÓN.....	6
2. PROPUESTA DE METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL COSTO MARGINAL DE CONEXIÓN .....	6
2.1. <i>Enfoque metodológico</i> .....	7
2.2. <i>Componentes considerados para los costos de conexión</i> .....	8
3. PROPUESTA PARA EL CÁLCULO DEL COSTO MARGINAL DE COMERCIALIZACIÓN .....	10
3.1. <i>Enfoque metodológico</i> .....	10
3.2. <i>Costos totales</i> .....	12
3.3. <i>Cálculo del costo marginal de comercialización</i> .....	13
3.4. <i>Cálculo de las variables</i> .....	15
<b>ANEXO I: TABLAS DE COMPONENTES PARA LA INSTALACIÓN DE LAS ACOMETIDAS Y MEDIDORES DE USUARIOS .....</b>	<b>20</b>
<b>ANEXO II: EMPRESAS CONSIDERADAS PARA LA DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE ESCALA .....</b>	<b>25</b>

---

## INDICE DE FIGURAS Y TABLAS

Figura 1 Costos atención al cliente vs. cantidad de usuarios .....	15
Figura 2 Costos lectura, facturación y cobranza vs. cantidad de usuarios .....	16
Figura 3 Costos apoyo comercial vs. cantidad de usuarios.....	16
Figura 4 Recuperación de energía y mora vs. cantidad de usuarios.....	17
Figura 5 Suministros en MT y BT vs. cantidad de usuarios.....	18
Tabla 1 Clase de conexión por tarifa.....	7
Tabla 2 Componentes conexión monofásica BT aérea .....	20
Tabla 3 Componentes conexión bifásica BT aérea .....	20
Tabla 4 Componentes conexión trifásica BT aérea .....	20
Tabla 5 Componentes conexión trifásica horaria BT aérea .....	21
Tabla 6 Componentes conexión monofásica BT subterránea .....	21
Tabla 7 Componentes conexión bifásica BT subterránea .....	21
Tabla 8 Componentes conexión trifásica BT subterránea .....	21
Tabla 9 Componentes conexión trifásica horaria en BT subterránea .....	22
Tabla 10 Componentes conexión trifásica en BT aérea .....	22
Tabla 11 Componentes conexión horaria en BT aérea .....	22
Tabla 12 Componentes conexión trifásica en BT subterránea .....	23
Tabla 13 Componentes conexión horaria en BT subterránea .....	23
Tabla 14 Componentes conexión trifásica en MT aérea .....	23
Tabla 15 Componentes conexión horaria en MT aérea.....	24

---

## GLOSARIO

CFE: Comisión Federal de Electricidad

CRE: Comisión Reguladora de Energía

SENER: Secretaria de Energía

TdR: Términos de referencia

CMLP: Costo Marginal de Largo Plazo

VRN: Valor de Reposición a Nuevo

AT: Alta Tensión

MT: Media Tensión

BT: Baja Tensión

AP: Alumbrado Público

Transformador AT/MT: Transformador reductor de Alta Tensión a Media Tensión

Transformador MT/BT: Transformador reductor de Media Tensión a Baja Tensión

EETT AT/MT: Estaciones Transformadoras de Alta a Media Tensión

TCs: transformadores de corriente

TPs: transformadores de potencial

---

# PROPUESTA DE METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS MARGINALES DE CONEXIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

## RESÚMEN EJECUTIVO

El presente informe corresponde a la Tarea 1.3.4 “Propuesta de metodología para la determinación de costos marginales de conexión y comercialización” dentro del cual se propone la metodología para la determinación de los costos marginales de conexión y comercialización.

El objetivo del presente informe es proponer la metodología para determinar los costos marginales de conexión y de comercialización de los usuarios de CFE. La propuesta comprende la definición de los aspectos a considerar, por un lado para la determinación de los costos de conexión de un nuevo usuario a la red y por otro lado los costos marginales de comercialización asociados a las actividades asociadas a la gestión comercial de los usuarios.

Los costos marginales de conexión corresponden a todos los costos necesarios, para conectar a un nuevo usuario a la red, de acuerdo a las normas de distribución vigentes donde se identifican los principales componentes de la conexión. Los costos de conexión varían significativamente dependiendo del nivel de tensión, clase de medidor y clase de red aérea o subterránea a la que el usuario será conectado.

Esta variabilidad hace que en muchos casos, sobre todo en MT y grandes demandas, se deben realizar estudios de factibilidad para analizar la capacidad de las instalaciones para conectar un nuevo usuario o desarrollar estudios de ingeniería ya que resulta necesario realizar extensiones de redes cercanas u obras complementarias.

La metodología presentada para calcular los costos de conexión está desarrollada considerando las normas o especificaciones definidas por CFE<sup>1</sup> para la conexión del servicio de nuevos usuarios, donde se identifican que materiales y equipos estarán a cargo del usuario y cuales instalará CFE, los cuales serán parte del costo de conexión. Estos costos no incluirán los costos mencionados en el párrafo anterior, debiéndose adicionar oportunamente cuando el usuario solicite el servicio y en las condiciones en que la institución prestadora lo determine.

Así, los costos de conexión estarán determinados básicamente por el costo del medidor (monofásico, bifásico, trifásico u horario), el costo del cable de acometida, el costo del equipamiento y materiales y de la mano de obra. En el caso de medición indirecta se deben considerar el costo de los TCs y TPs para realizar la medición.

Los costos marginales de comercialización comprenden los costos de las actividades de la gestión comercial asociados a los procesos de atención al cliente, lectura, facturación y cobranza, gestión de morosidad y atención a suministros en MT y AT.

La metodología propuesta para la determinación de los costos marginales de comercialización resulta de la definición de dos componentes. Por un lado los costos eficientes de comercialización por división o región de CFE y por otro lado el factor de escala que se determinará a partir del análisis del comportamiento de la evolución de los costos de las actividades comerciales a medida que se incrementan los usuarios atendidos.

---

<sup>1</sup> Especificaciones CFE EM-BT101, EM-BT104, EM-BT201, EM-BT204, EM-BT301, EM-BT303, EM-BT305, EM-BT307, EM-BT401, EM-BT404

---

Los costos eficientes de comercialización que se considerarán en el cálculo de los costos marginales de largo plazo de comercialización, forman parte de los resultados que se obtengan del Informe N°23 “Propuesta de metodología para la determinación de costos operativos eficientes de distribución” del presente estudio tarifario.

Para la determinación de los costos eficiente, se propone realizar un estudio comparativo de eficiencia y productividad de CFE – Distribución, por unidad de gestión, utilizando la herramienta de frontera de eficiencia. Para ello el Consultor cuenta con una base de datos de empresas de distribución de Brasil y otros países de Latinoamérica, la cual será complementada con información de costos de explotación de CFE del segmento de distribución de acuerdo a la información disponible.

EFEMSA

---

# PROPUESTA DE METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS MARGINALES DE CONEXIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

## INFORME

### 1. INTRODUCCIÓN

Las señales económicas implícitas en las tarifas eléctricas deben permitir que el sistema evolucione hacia el óptimo mostrando en cada momento la desadaptación existente entre la expansión óptima y el estado real del sistema. Las señales económicas de largo plazo son las que permiten optimizar las inversiones en el sistema en los tres segmentos: generación, transporte y distribución.

En el equilibrio económico, la remuneración del segmento explotación comercial al costo marginal de largo plazo debe permitir atender el crecimiento previsto de clientes cubriendo plenamente los costos de inversión y operación asociados al mismo.

El objetivo del informe es presentar la metodología a aplicar para la determinación de los costos marginales de conexión y comercialización, los cuales complementan los costos marginales de distribución determinados según la metodología detallada en el Informe N°22 del presente estudio tarifario.

En el caso de los costos marginales de conexión, los mismos representan los costos incurridos por la prestadora del servicio de electricidad para conectar un nuevo usuarios a la red, mientras que los costos de comercialización representan los costos asociados a la explotación comercial correspondientes al servicio de distribución de energía eléctrica, los cuales se determinarán a partir del análisis del comportamiento de los mismos frente a la evolución del número de usuarios a atender.

El contenido del informe comprende:

- Propuesta de metodología para el cálculo del costo marginal de conexión
- Propuesta de metodología para el cálculo del costo marginal de comercialización

Estos costos así definidos formarán parte de los cargos tarifarios a aplicar a usuarios finales. La propuesta presentada está enfocada a identificar los costos asociados a cada uno de los conceptos mencionados anteriormente.

Cabe aclarar que en el caso de los costos de comercialización, los mismos se implementarán como un cargo fijo por usuario, mientras que la implementación de los costos de conexión depende de las definiciones del régimen tarifario o contrato de concesión (en el caso de las concesionarias) en el sentido de identificar las responsabilidades del mantenimiento y/o reemplazo de las instalaciones, y el reconocimiento del costo de la conexión ya sea por parte de la prestadora del servicio o del usuario.

### 2. PROPUESTA DE METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL COSTO MARGINAL DE CONEXIÓN

El costo marginal de conexión se define como el costo en que debe incurrir la prestadora del servicio para conectar un usuario nuevo a la red. Estas definiciones generalmente están descriptas en el contrato de suministro o régimen tarifario donde se estipula quién debe asumir los costos de la conexión y cuales son las responsabilidades tanto de la prestadora como la del usuario previo y posteriormente a que se ejecute la conexión.

---

El objetivo de este capítulo es presentar la metodología para calcular los costos de conexión de los usuarios a la red, asociados al costo de la instalación del medidor, de la acometida, de los materiales varios y de la mano de obra. Los instrumentos de aplicación de los costos de conexión y su reconocimiento como cargos regulados en el régimen tarifario se tratarán oportunamente dentro del marco del presente estudio.

Los componentes de los costos de conexión para el cálculo de los costos se desarrollan considerando las siguientes especificaciones técnicas definidas por CFE<sup>2</sup> para la conexión del servicio de nuevos usuarios, donde se identifican que materiales y equipos estarán a cargo del usuario y cuales instalará CFE, los cuales serán parte del costo de conexión. Estos costos no incluirán los costos asociados a las obras que se deben desarrollar a nivel de la red de AT, MT o BT, las cuales se deben adicionar oportunamente cuando el usuario solicite el servicio y en las condiciones en que la institución prestadora lo determine.

En los siguientes puntos se detalla el enfoque metodológico y los componentes de los costos de conexión para las distintas categorías tarifarias, y en el ANEXO I se detallan las tablas de componentes para su valorización de acuerdo al catálogo de precios de CFE.

## 2.1. Enfoque metodológico

Los costos de conexión representan la retribución de los costos en que debe incurrir la institución prestadora del servicio eléctrico para conectar a los nuevos clientes, e incluyen en general el costo del medidor, los transformadores de medición, materiales de la acometida, la mano de obra y en algunos casos las obras necesarias para realizar la conexión del usuario a la red.

En las conexiones trifásicas de medianas y grandes de demandas (mayores a 10kW), los costos varían notablemente en función de la potencia considerada y el nivel de tensión al cual se conectará el usuario. En estos casos, existen costos que serán comunes para todos los tipos de conexión, mientras que otros dependerán de la obra requerida, los que generalmente se determinan mediante estudios de factibilidad que el usuarios solicita a la prestadora del servicio.

En el caso de CFE, los costos de conexión se encuentran definidos para las siguientes de consumidores las cuales están asociadas a categorías tarifarias:

- Hogar o Residencial
- Comercial
- Industrial

Asimismo, las conexiones pueden clasificarse de acuerdo a las características técnicas en que el nuevo cliente será conectado a la red, al tipo de medición de acuerdo a la clasificación directa e indirecta, y al tipo de medidor que será conectado.

Sobre la base de lo mencionado anteriormente y de acuerdo a las normas de distribución de CFE donde se definen los esquemas típicos de conexión y los requerimientos mínimos que deben cumplir las instalaciones por parte del usuario para se conectado, se propone determinar los costos de conexión para las siguientes categorías y tipo de instalación:

Tabla 1 Clase de conexión por tarifa

Nivel de tensión - Tarifa	Tipo de Medición
---------------------------	------------------

---

<sup>2</sup> Especificaciones CFE EM-BT101, EM-BT104, EM-BT201, EM-BT204, EM-BT301, EM-BT303, EM-BT305, EM-BT307, EM-BT401, EM-BT404

BT - Tarifa 1 y 2 hasta 25kW	Monofásica directa
	Bifásica directa
	Trifásica directa
	Horaria directa
BT - Tarifa 3 mayor a 25kW	Trifásica con TC <sup>3</sup>
	Horaria con TC
MT - Tarifas OM menor a 100kW	No horaria con TC y TP <sup>4</sup>
MT - Tarifas HM mayor a 100kW	Horaria con TC y TP

Fuente: Preparado por MEC

Los costos de conexión comprenden las obras complementarias a desarrollar por parte de la prestadora del servicio para conectar al usuario a la red, mientras que por parte del usuario, se debe hacer cargo de las obras dentro del inmueble, y construir las obras necesarias para recibir la acometida y para la instalación del equipo de medición.

En el caso de los usuarios de grandes demandas en MT o AT, las obras necesarias serán acordadas con la prestadora del servicio que desarrollará los estudios de factibilidad necesarios, y posteriormente notificará la solución técnica más económica del proyecto de obra que se requiera, ya sea de ampliación, modificación u obra específica y el importe a pagar por concepto de aportación de las obras necesarias a ejecutar, de acuerdo con lo dispuesto por el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en Materia de Aportaciones. Una vez liquidado el pago total, CFE efectuará los trabajos que permitan la prestación del servicio. Estos costos no forman parte del presente análisis.

## 2.2. Componentes considerados para los costos de conexión

De acuerdo a lo mencionado anteriormente, los costos de conexión se pueden separar en dos conceptos: los costos de acometida y medidor (ya sea medición directa o indirecta) y las obras complementarias necesarias para conectar la acometida desde las instalaciones del usuario a la red.

La determinación de los costos de conexión se realizará a partir de la valorización de los componentes necesarios para conectar a un nuevo usuario a la red sin considerar las obras complementarias, ya que las mismas poseen un grado de variabilidad muy amplio ya que dependen de la distancia del usuario a la red, la capacidad instalada que es necesaria abastecer y el nivel de tensión.

Dicho esto, los componentes principales considerados para la determinación de los costos de conexión son:

- Medidor
- Cable para la acometida
- Registro de acometida y conectores a compresión (BT subterránea)
- TCs y TPs para medición indirecta (gran demanda en BT y MT)

<sup>3</sup> TC: transformador de corriente

<sup>4</sup> TP: transformador de potencial

- 
- Equipo de protección y seccionamiento (MT)
  - Materiales varios (herrajes, zapatas conectoras, cinta de aislador y termocontraíble, etc.)
  - Mano de obra

El cálculo de los costos de conexión se realizará para cada uno de las clases indicadas en el punto anterior.

#### **2.2.1. USUARIOS EN BT – CARGA INSTALADA MENOR A 25kW – TARIFA 1 Y 2**

Los usuarios conectados en BT correspondientes a las tarifas 1 y 2 y con demandas menores a 25kW, pueden estar conectados a la red en forma monofásica, bifásica o trifásica según su carga instalada y por otro lado, dichas redes pueden ser aéreas o subterráneas.

Asimismo, los cargos tarifarios vigentes aplicables a las tarifas 1 de usuarios residenciales y 2 de usuarios generales están asociados sólo al consumo de energía durante un determinado periodo, sin distinción de bloque horario, ni tampoco se mide en estos usuarios la potencia máxima. Por lo tanto, el medidor seleccionado deberá tener la capacidad de registrar la energía consumida por el usuario. En ciertas estructuras tarifarias, existe la alternativa para usuarios residenciales de alto consumo de poder optar por una medición horaria en la cual se mide el consumo de energía por bloque horario. De ser este el caso de un nuevo usuario, su costo debe ser considerado en los cargos de conexión.

Dicho esto, el costo marginal de conexión para los usuarios en BT de las tarifas 1 y 2, estará comprendido por el costo del cable de la acometida, que en el caso aéreo será concéntrico y en el caso subterráneo XLP, el costo del medidor de una (1) energía monofásico, bifásico, trifásico u horario y finalmente el costo de materiales varios de conexión como herrajes, cinta de aislador, terminales, y finalmente la mano de obra para la ejecución de la conexión.

#### **2.2.2. USUARIOS EN BT – POTENCIA INSTALADA MAYOR A 25kW – TARIFA 3**

Los usuarios conectados en BT correspondientes a la tarifas 3 y con demandas mayores a 25kW, se conectarán a la red en forma trifásica, siendo que dichas redes pueden ser aéreas o subterráneas.

Los cargos tarifarios vigentes aplicables a las tarifas 3 de usuarios generales están asociados al consumo de energía durante un determinado periodo, sin distinción de bloque horario, y a la demanda máxima registrada en el mismo periodo. Por lo tanto, el medidor seleccionado deberá tener la capacidad de registrar tanto la energía consumida por el usuario como la demanda máxima alcanzada en dicho periodo. En ciertas estructuras tarifarias, existe la alternativa para usuarios generales de poder optar por una medición horaria en la cual se mide el consumo de energía por bloque horario. De ser este el caso de un nuevo usuario, su costo debe ser considerado en los cargos de conexión.

Dicho esto, el costo marginal de conexión para los usuarios en BT de la tarifas 3, estará comprendido por el costo del cable de la acometida, que en el caso aéreo será concéntrico y en el caso subterráneo XLP, el costo del medidor trifásico de una (1) energía y una (1) demanda u horario y finalmente el costo de materiales varios de conexión y de la mano de obra para su instalación.

Dado que los medidores trifásicos de BT tienen asociada una corriente admisible límite<sup>5</sup>, en el caso de las grandes demandas en BT para tensiones de 220V y potencias mayores a 50kW es necesario adicionar al costo de conexión el costo del TC 200/5A ó 600/5A según los requerimientos de cada caso.

---

<sup>5</sup> Por ejemplo para el medidor polifásico marca Myeel a 220V la corriente máxima admisible es 120A

---

### **2.2.3. USUARIOS EN MT – POTENCIA INSTALADA MENOR A 100kW – TARIFA OM**

Los cargos tarifarios vigentes aplicables a las tarifas OM de usuarios conectados a MT y demanda máxima menor a 100kW, están asociados al consumo de energía activa durante un determinado periodo, sin distinción de bloque horario, y a la demanda máxima registrada en el mismo periodo. Por lo tanto, el medidor seleccionado deberá tener la capacidad de registrar tanto la energía consumida por el usuario como la demanda máxima alcanzada en dicho periodo. En ciertas estructuras tarifarias, existe la alternativa para que este tipo de usuarios pueda optar por una medición horaria en la cual se mide el consumo de energía por bloque horario. De ser este el caso de un nuevo usuario, su costo debe ser considerado en los cargos de conexión.

Dado que la conexión se realiza en MT y las demandas en general son mayores a 50kW, se debe considerar en el costo de conexión la instalación de TCs y TP de medida. Adicionalmente se deben considerar el costo del cable de la acometida, el equipo de protección y seccionamiento (cortacircuito fusible), el costo del medidor trifásico de una (1) energía y una (1) demanda u horario y finalmente el costo de materiales varios de conexión y de la mano de obra para su instalación.

### **2.2.4. USUARIOS EN MT – POTENCIA INSTALADA MAYOR A 100kW – TARIFA HM**

Los usuarios que se conectan a MT con tarifa HM deben pagar los mismos cargos que para los OM con la única diferencia del medidor que en este caso es horario, ya que permite registrar la energía por bloque de punta, intermedio y base, y la demanda máxima. Como se mencionó anteriormente, en el caso de existir una categoría horaria para las OM (menores a 100kW) los cargos serían los mismos.

Por lo tanto, en los costos de conexión de los usuarios de MT con demanda mayores a 100kW se debe considerar la instalación de TCs y TP de medida, el costo del cable de la acometida, el equipo de protección y seccionamiento (cortacircuito fusible), el costo del medidor trifásico horario de tres (3) energía y una (1) demanda y finalmente el costo de materiales varios de conexión y de la mano de obra para su instalación.

## **3. PROPUESTA PARA EL CÁLCULO DEL COSTO MARGINAL DE COMERCIALIZACIÓN**

En economía y finanzas, el costo marginal representa el cambio del costo total que surge cuando la cantidad producida cambia por una unidad, es decir, al incremento del costo total que supone la producción adicional de una unidad de un determinado bien.

Aplicando este concepto a una institución prestadora del servicio de energía eléctrica, y enfocado en el proceso comercial, se puede hacer al paralelo en que los costos representen los costos comerciales y la cantidad producida los usuarios a atender.

Por lo tanto, el costo marginal de comercialización será el incremento de costo comercial respecto del incremento de usuarios a atender. Es decir, que de alguna manera el costo marginal incorpora las economías de escala que existen en el desarrollo de las actividades o procesos comerciales, a medida que crece la cantidad de usuarios atendidos.

A continuación se detalla el enfoque metodológico propuesto y el cálculo de las variables de aplicación.

### **3.1. Enfoque metodológico**

El costo marginal se define como la variación en el costo total, ante el aumento de una unidad en la cantidad producida, es decir, es el costo de producir una unidad adicional y matemáticamente se expresa como la derivada del costo total respecto a la cantidad producida.

---

$$CM = \frac{dCT}{dQ}$$

Donde,

*CM*: Costo Marginal

*CT*: Costo Total

*Q*: Cantidad producida

El concepto abstracto de costo marginal adquiere una utilidad práctica de importancia debido a que generalmente se lo utiliza para determinar la cantidad de producción de las empresas y los precios de los productos.

En general el costo marginal a cada nivel de producción incluye cualquier costo adicional requerido para producir una unidad adicional. Si la producción de esta unidad requiere inversiones de capital el costo marginal de dicha unidad debe incluir los costos de estas últimas, entonces en el largo plazo el total de los costos será marginal. En el corto plazo, para un periodo de tiempo y volumen de producción dados, el costo marginal incluye todos los costos variables con el nivel de producción y los restantes se consideran costos fijos.

Aunque el costo marginal depende de la tecnología utilizada en la producción y de los precios de los insumos, en el más simple de los casos puede reducirse a expresar la derivada del costo total y las unidades producidas de la siguiente forma:

$$CM = \frac{dCT}{dQ} = \frac{d(CF + CV)}{dQ} = \frac{dCV}{dQ}$$

Donde,

*CM*: Costo Marginal

*CT*: Costo Total

*CF*: Costo Fijo

*CV*: Costo Variable

*Q*: Cantidad producida

Dado que los costos fijos no varían con la cantidad de unidades producidas, respecto de su derivada es constante y consecuentemente queda eliminada de la ecuación anterior. De aquí se infiere que, en el corto plazo y mientras se puede aprovechar la capacidad instalada, los costos marginales no están relacionados con los costos fijos.

La producción está normalmente sujeta a economías de escala que permiten márgenes de utilidad crecientes si la unidad adicional a ser producida tiene un costo inferior que la previa. A bajos niveles de producción, respecto de la capacidad instalada, el incremento de la productividad se obtiene fácilmente y los costos marginales muestran tendencia decreciente, pero a medida que la producción se incrementa esta última se revierte.

En la literatura existente se distingue entre costos marginales de corto y largo plazo. Los primeros asumen que los costos fijos permanecen sin cambio frente a variaciones de la producción y las mismas solo impactan en la mano de obra, materiales, energía, etc. En cambio el concepto de costos marginales de largo plazo asume que todos los componentes del costo total pueden variar para atender la evolución de la demanda.

Se dice que las economías de escala existen cuando los costos marginales de las unidades producidas son menores que el costo promedio por unidad. Esto significa que el costo promedio de producción será comparativamente menor para un instalación grande que para una pequeña, si ambas fueron construidas usando la misma tecnología.

---

Resumiendo se puede concluir que el comportamiento de los costos variables es fundamental para el análisis de los costos marginales. En el caso particular del rubro de explotación comercial de un servicio de distribución eléctrica se plantea establecer respecto a que son variables los costos para posteriormente determinar cual es su valor marginal trasladable a tarifas.

En este caso como enfoque metodológico se calcularán los costos marginales con un concepto de largo plazo, por lo que en las estimaciones y cálculos incluidos en este trabajo tienen como base los costos totales que se determinarán de acuerdo a la metodología presentada en el informe N°23 del presente estudio tarifario y que se resume en los siguientes puntos.

### **3.2. Costos totales**

Los costos totales comerciales para CFE, se determinarán de acuerdo a la metodología propuesta en el Informe 23 “Propuesta de metodología para la determinación de costos operativos eficientes de distribución” del presente estudio tarifario.

En dicha metodología se propone realizar un estudio utilizando la herramienta de frontera de eficiencia para la determinación de los costos totales eficientes de CFE. La utilización de fronteras de eficiencia conjuntamente con la aplicación de ratios (ej. Costos/cantidad de usuarios, Costos/km de red) asegura mayor robustez en los resultados encontrados. Este efecto es aún más claro cuando se utilizan modelos econométricos cuya bondad de ajuste es estadísticamente contrastada a través de diversos indicadores (ej. signo de los coeficientes, significatividad de cada coeficiente, significatividad conjunta de los coeficientes, ajuste global del modelo, verificación “ruido blanco” de los residuos, etc.)

El análisis propuesto consistirá en determinar el nivel de eficiencia global de CFE – Distribución. En empresas de gran extensión geográfica y dispersión de sus instalaciones como el caso de CFE es una práctica usual la descentralización de funciones (gestión descentralizada) a los efectos de lograr mayor dinamismo en la respuesta operativa. No obstante lo anterior en una empresa eficiente las estrategias de gestión, su dirección y políticas asociadas (mantenimiento, recursos humanos, logística, etc.) son comunes a todas las áreas de la empresa (gestión integral centralizada) a los efectos de aprovechar las economías de ámbito y las sinergias que resultan de la operación conjunta de sus instalaciones.

Por lo indicado a los efectos de maximizar la optimización en el uso de los recursos se propone realizar, en primera instancia, el cálculo de costos eficientes y análisis de eficiencia en forma integral para todo el segmento de CFE – Distribución comparando costos con otras empresas a nivel mundial. Para ello el Consultor cuenta con una base de datos de empresas de distribución de Brasil y otros países que será completada con la información de costos de explotación de CFE del segmento de distribución de acuerdo a la información disponible.

En los métodos de frontera de desempeño eficiente, la frontera, se estima tomando la mejor práctica de la industria o la mejor práctica dentro de una muestra de empresas. Esta frontera sirve de “referencia” (benchmark) contra la cual se compara el desempeño relativo de cada empresa. Existen varios métodos de “benchmarking” de frontera los cuales, a su vez, pueden dividirse en dos grandes categorías técnicas: de programación matemática (no paramétricos) o estadísticos (paramétricos). Dentro del primer grupo, el método de programación más común es el Análisis Envolvente de Datos también conocido como DEA, mientras que los métodos estadísticos más usados son los Mínimos Cuadrados Ordinarios Corregidos (COLS) y el Análisis Estocástico de Frontera (SFA).

Como resultado de la aplicación de esta metodología, se obtienen los costos eficientes de operación técnica, comercial y administrativa de CFE. En particular los costos comerciales que son tratamiento del presente documento, se deberán asignar a las distintas regiones, divisiones o zonas de CFE, para lo cual se consultará con el personal de CFE la propuesta presentada con el fin de validar la metodología.

---

### 3.3. Cálculo del costo marginal de comercialización

Los Costos de Explotación Comercial son ampliamente conocidos y se pueden agrupar en:

- Costos de Atención de Clientes
- Costos de Lectura, Facturación, Reparto y Cobranza
- Costos de Apoyo Comercial
- Costos de Recuperación de Energía y Saldos Morosos
- Costos de Suministros en MT y AT

Respecto de estos costos se debe establecer en primer lugar respecto a que varían para posteriormente encontrar el patrón con el que varían.

#### 3.3.1. VARIABILIDAD DE LOS COSTOS DE EXPLOTACIÓN COMERCIAL

La definición de Costo Marginal relaciona el costo incremental de incorporar una unidad a la producción con la cantidad de unidades producidas. Esto es, relaciona el costo variable de producir con el producto fabricado, y en consecuencia corresponde preguntarse en el caso del área de explotación comercial de una empresa de servicios de distribución eléctrica cual es el producto fabricado.

El área comercial tiene su razón de ser en la relación con los clientes y sus costos están estrechamente vinculados a ellos y es verificable que cuando se incrementa un cliente es necesario aumentar sus gastos de alguna manera. Esta correlación se confirmó mediante el análisis del comportamiento de este tipo de gastos en varias empresas, en las que los mismos se abrieron en sus rubros típicos, representativos de las principales erogaciones que los componen. El comportamiento de los ítems se analizó en detalle y para cada uno de ellos se verificó que existía una correlación entre las dos variables que son los costos de explotación comercial y el número de clientes a los que se les presta el servicio.

Las empresas seleccionadas para el análisis son reconocidas en el mercado donde se desempeñan, están sometidas a restricciones corrientes de calidad de servicio y tienen diferentes tamaños cubriendo un amplio espectro de número de clientes.

Los Costos de Atención de Clientes comprenden las actividades de reclamos, nuevos suministros, refacturación, etc. y sus costos principales son los de alquiler de oficinas y personal. Estos costos en su comportamiento muestran una correlación fuerte con el número de clientes y una economía de escala pronunciada ya que hay gran diferencia entre una oficina comercial con un área de influencia de pocos clientes y otra con un gran volumen de clientes en la suya.

Los Costos de Lectura, Facturación, Reparto y Cobranza comprenden la totalidad del proceso de generación de ingresos desde la toma de estado de medidores hasta la recolección de los montos facturados. Estas actividades por lo general responden a servicios suministrados por terceros y sus costos tienen un comportamiento directamente proporcional al número de clientes con una correlación fuerte y casi sin beneficio de escala.

Los Costos de Apoyo Comercial en general comprenden las actividades de asociadas al control de la energía operada, tarifas, control de gestión y atención de clientes de alta tensión, entre otros. Los mismos muestran una correlación fuerte y muy proporcional con el número de clientes y consecuentemente con escaso beneficio de escala.

Los Costos de Recuperación de Energía y Saldos Morosos comprenden las actividades de inspección de acometidas, gestión de saldos morosos, suspensiones, reconexiones, financiación de deudas, etc. Estos gastos tienen muy poca correlación con el número de clientes ya que están fuertemente influenciados por otras condiciones del entorno como son el nivel de pérdidas no técnicas y el hábito de pago de los clientes. Tampoco muestran un beneficio de escala muy marcado ya que una empresa puede aumentarlos o disminuirlos sin que varíe el número de sus clientes.

Los Costos de Suministros en MT y AT comprenden todas las actividades expuestas anteriormente pero restringidas a las grandes demandas ya que se utilizan para calcular el cargo fijo correspondiente a esta categoría de clientes. Cabe destacar que cuando se analizan estos costos relacionados exclusivamente con los clientes de grandes demandas se establece una buena correlación entre costos y número de clientes verificándose, además, un beneficio de escala cuando aumentan estos últimos. Sin embargo cuando el análisis se realiza contra el total de clientes surge una aparente anomalía ya que el beneficio de escala es negativo, esto es, a mayor número de clientes mayor costo marginal unitario. Lo que sucede es que las distribuidoras grandes suelen tener proporcionalmente más clientes en grandes demandas que las pequeñas y consecuentemente tendrán más gastos por cliente cuando estos están referidos al total de los últimos.

### 3.3.2. ECUACIÓN DE CÁLCULO

La correlación establecida para los costos de explotación comercial y el número de clientes puede expresarse como:

$$CT_{EC} = K \times NC^{\alpha}$$

Donde,

$CT_{EC}$ : Costo Total de Explotación Comercial

$K$ : constante de ajuste

$NC$ : Número de Clientes en el periodo de base

$\alpha$ : factor de escala función de la correlación establecida

La definición de Costo Marginal introducida anteriormente respondía a la siguiente expresión:

$$CM = \frac{dCT}{dQ}$$

Para el caso particular de los costos de explotación comercial, y en función de las correlaciones de variabilidad expuestas en el punto anterior, esta fórmula se puede reformular como:

$$CM_{EC} = \frac{dCT_{EC}}{dNC}$$

Donde,

$CM_{EC}$ : Costo Marginal de Explotación Comercial

$CT_{EC}$ : Costo Total de Explotación Comercial

$NC$ : Número de Clientes en el periodo de base

Si se reemplaza la variable  $CT_{EC}$  por la expresión correspondiente a la misma se obtiene:

$$CM_{EC} = \frac{d(K \times NC^{\alpha})}{dNC} = K \times \alpha \times NC^{\alpha-1} = K \times \alpha \times \frac{NC^{\alpha}}{NC} = \alpha \times \frac{CT_{EC}}{NC}$$

Tanto los costos variables de explotación comercial como el número de clientes son variables conocidas, por lo que para la determinación del costo marginal de explotación comercial solo resta establecer el valor del factor de escala  $\alpha$  lo que se hace recurriendo a la siguiente ecuación:

$$\ln CT_{EC} = \ln K + \alpha \times \ln NC$$

La ecuación anterior es la expresión de una recta y por consiguiente teniendo una serie de costos variables de explotación comercial y la cantidad de clientes que corresponde a cada uno de ellos, mediante un análisis de regresión se puede determinar la correlación existente entre los mismos, y el factor de escala  $\alpha$  la pendiente la recta representativa.

### 3.4. Cálculo de las variables

A los efectos de construir las series que permitieran determinar los valores del factor de escala  $\alpha$ , se consideró un conjunto de 10 empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica de diferentes tamaños, de manera que sean representativas de un espectro amplio de empresas y por consiguiente resulten hábiles poner en evidencia las escalas entre ellas. Para estas empresas se identificaron y homogenizaron los rubros en que se descomponen los costos de explotación comercial, y con los mismos se procedió a construir las respectivas series.

En el ANEXO II se refieren las principales características representativas del tamaño de las empresas consideradas en este análisis (sus nombres propios han sido omitidos por compromiso de confidencialidad).

A continuación se incluyen los resultados obtenidos para cada uno de los ítems de costo identificados anteriormente.

#### 3.4.1. COSTOS DE ATENCIÓN DE CLIENTES

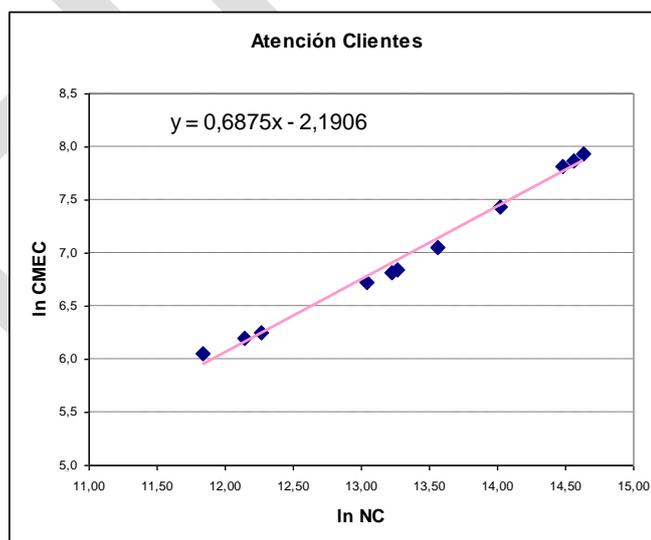
Los costos de atención de clientes, están vinculados con las oficinas comerciales y muestran un marcado beneficio de escala. La recta que correlaciona el logaritmo natural del número de clientes con aquel correspondiente a los costos de atención de clientes tiene la siguiente expresión:

$$y = -2,1906 + 0,6875 \times x$$

Consecuentemente:

$$\alpha = 0,6875$$

Figura 1 Costos atención al cliente vs. cantidad de usuarios



Fuente: Preparado por MEC con información propia

#### 3.4.2. COSTOS DE LECTURA, FACTURACIÓN, REPARTO Y COBRANZA

Los costos vinculados al proceso de generación de ingresos también muestran sensibilidad a la escala, sin embargo no tan marcada como en el caso anterior. La recta que correlaciona

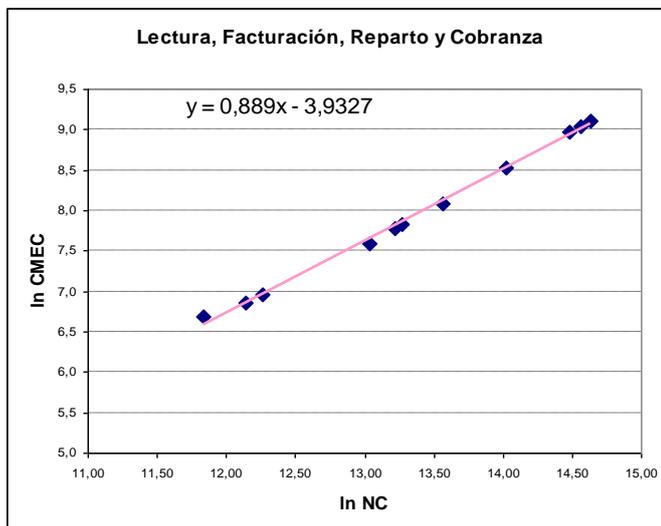
el logaritmo natural del número de clientes con aquel correspondiente a los costos de atención de clientes tiene la siguiente expresión:

$$y = -3,9327 + 0,889 \times x$$

Consecuentemente:

$$\alpha = 0,889$$

Figura 2 Costos lectura, facturación y cobranza vs. cantidad de usuarios



Fuente: Preparado por MEC con información propia

### 3.4.3. COSTOS DE APOYO COMERCIAL

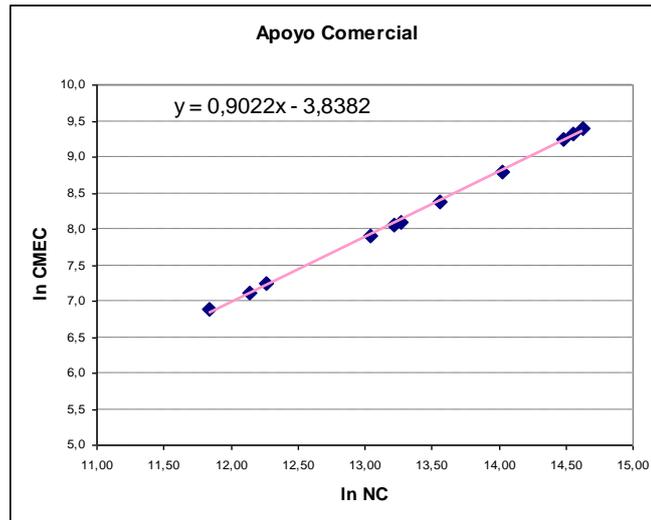
Los costos de apoyo están formados fundamentalmente por los gastos del personal del área comercial, el núcleo de estos gastos está relacionado con el volumen de acciones y las cargas de personal mostrando una gran variabilidad con respecto al número de clientes y una pequeña sensibilidad al beneficio de escala. La recta que correlaciona el logaritmo natural del número de clientes con aquel correspondiente a los costos de atención de clientes tiene la siguiente expresión:

$$y = -3,8382 + 0,9022 \times x$$

Consecuentemente:

$$\alpha = 0,9022$$

Figura 3 Costos apoyo comercial vs. cantidad de usuarios



Fuente: Preparado por MEC con información propia

#### 3.4.4. COSTOS DE RECUPERACIÓN DE ENERGÍA Y SALDOS MOROSOS

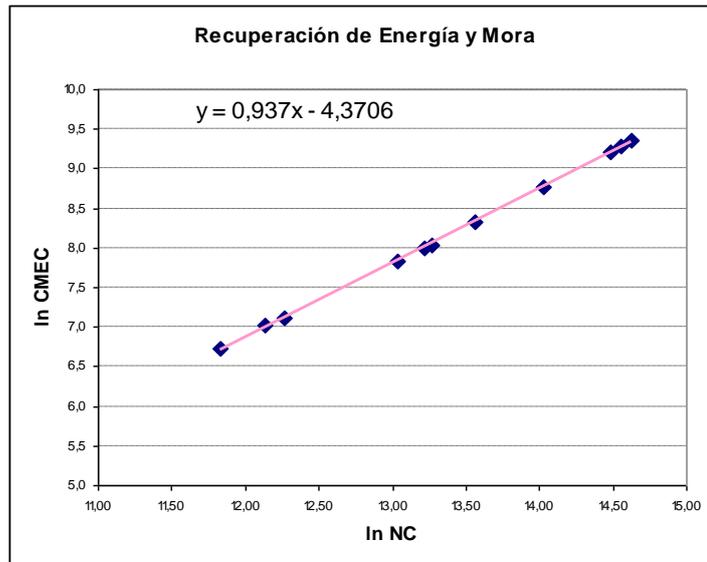
Los costos de recuperación de energía tienen una escasa correlación con el número de clientes y, como se dijo, responden al nivel de pérdidas no técnicas, hábitos de pago de los clientes y, fundamentalmente, a los planes que haga la distribuidora para controlarlos. Por ello, si bien aparecen economías de escala para los grandes volúmenes las mismas no son muy marcadas. La recta que correlaciona el logaritmo natural del número de clientes con aquel correspondiente a los costos de atención de clientes tiene la siguiente expresión:

$$y = -4,3706 + 0,937 \times x$$

Consecuentemente:

$$\alpha = 0,937$$

Figura 4 Recuperación de energía y mora vs. cantidad de usuarios



Fuente: Preparado por MEC con información propia

### 3.4.5. COSTOS DE SUMINISTROS EN MT Y AT

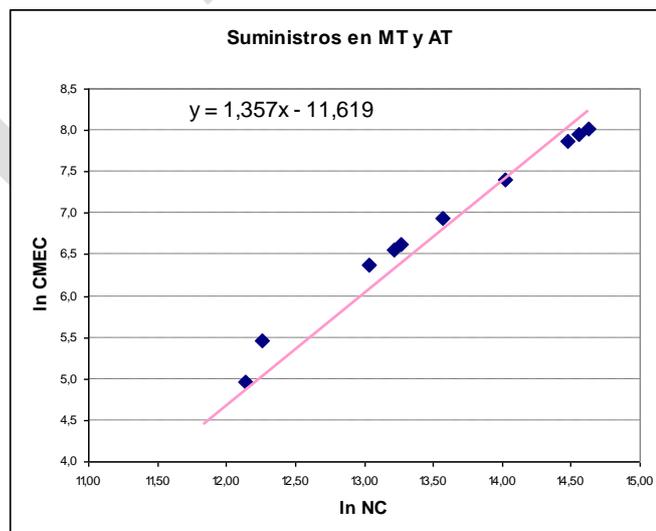
Los costos de atención comercial a los clientes de grandes demandas presentan un beneficio de escala inverso, como se explicó anteriormente esto se debe a que el cálculo para que sea aplicable a toda el área comercial se debe hacer sobre la totalidad de los clientes y referidos al total los costos por unidad de una distribuidora grande son mayores que los de una chica ya que la primera tiene proporcionalmente mayor número de clientes de grandes demandas que la última. La recta que correlaciona el logaritmo natural del número de clientes con aquel correspondiente a los costos de atención de clientes tiene la siguiente expresión:

$$y = -11,619 + 1,357 \times x$$

Consecuentemente:

$$\alpha = 1,357$$

Figura 5 Suministros en MT y BT vs. cantidad de usuarios



Fuente: Preparado por MEC con información propia

---

### 3.4.6. COSTO TOTAL

Aplicando la misma metodología a la explicada anteriormente a la totalidad de los costos del área comercial se puede calcular el factor correspondiente a todos los ítems de costos combinados. La recta que correlaciona el logaritmo natural del número de clientes con aquel correspondiente a los costos de atención de clientes tiene la siguiente expresión:

$$y = -2,7408 + 0,9072 \times x$$

Consecuentemente:

$$\alpha = 0,9072$$

Este factor indica que los costos marginales de largo plazo tiene una economía de escala respecto de los costos eficientes de aproximadamente el 10% a medida que se incrementan la cantidad de usuarios.

## ANEXO I: TABLAS DE COMPONENTES PARA LA INSTALACIÓN DE LAS ACOMETIDAS Y MEDIDORES DE USUARIOS

### Usuarios en BT – Potencia instalada menor a 25kW – Tarifa 1 y 2

Los siguientes componentes aplican para consumos asociados a las categorías tarifarias 1 y 2 hasta 25kW y para redes aéreas y subterráneas. Se considera que los medidores deben tener la capacidad de registrar la energía consumida mediante un medidor monofásico, bifásico o trifásico, pudiendo tener la alternativa de contar con un medidor horario, en el caso que los cargos tarifarios lo permitan para esta clase de usuarios.

Las siguientes tablas muestran los componentes y cantidades para clase de conexión. En ellas, la Cantidad % de “Materiales varios” está referido a al costo del medidor y acometida. El % de “Mano de obra” se refiere al costo estimado en relación al costo total de los materiales.

Tabla 2 Componentes conexión monofásica BT aérea

Componente	Cantidad
Medidor monofásico	1
Cable concéntrico bifásico tipo CCE	15m
Materiales varios	10%
Mano de obra	5%

Fuente: Preparado por MEC con base en información de CFE

Tabla 3 Componentes conexión bifásica BT aérea

Componente	Cantidad
Medidor bifásico	1
Cable concéntrico bifásico tipo CCE	15m
Materiales varios	10%
Mano de obra	5%

Fuente: Preparado por MEC con base en información de CFE

Tabla 4 Componentes conexión trifásica BT aérea

Componente	Cantidad
Medidor trifásico	1
Cable concéntrico trifásico tipo CCE	15m
Materiales varios	10%
Mano de obra	5%

Fuente: Preparado por MEC con base en información de CFE

Tabla 5 Componentes conexión trifásica horaria BT aérea

Componente	Cantidad
Medidor trifásico horario	1
Cable concéntrico trifásico tipo CCE	15m
Materiales varios	10%
Mano de obra	5%

Fuente: Preparado por MEC con base en información de CFE

Tabla 6 Componentes conexión monofásica BT subterránea

Componente	Cantidad
Medidor monofásico	1
Cable monopolar XLP	10m
Conector empalme para acometida monofásica	3
Materiales varios	10%
Mano de obra	5%

Fuente: Preparado por MEC con base en información de CFE

Tabla 7 Componentes conexión bifásica BT subterránea

Componente	Cantidad
Medidor bifásico	1
Cable de aluminio XLP para acometida	10m
Conector empalme para acometida bifásica	3
Materiales varios	10%
Mano de obra	5%

Fuente: Preparado por MEC con base en información de CFE

Tabla 8 Componentes conexión trifásica BT subterránea

Componente	Cantidad
Medidor trifásico	1
Cable de aluminio XLP para acometida	10m
Conector empalme para acometida trifásica	3
Materiales varios	10%
Mano de obra	5%

Fuente: Preparado por MEC con base en información de CFE

Tabla 9 Componentes conexión trifásica horaria en BT subterránea

Componente	Cantidad
Medidor horario	1
Cable de aluminio XLP para acometida	10m
Conector empalme para acometida trifásica	3
Materiales varios	10%
Mano de obra	5%

Fuente: Preparado por MEC con base en información de CFE

### Usuarios en BT – Potencia instalada mayor a 25kW – Tarifa 3

Los siguientes componentes aplican para consumos asociados a la tarifa 3 con potencia instalada mayor a 25kW y para redes aéreas y subterráneas. Se considera que los medidores deben tener la capacidad de registrar la energía consumida y la potencia máxima mediante un medidor trifásico, pudiendo tener la alternativa de contar con un medidor horario, en el caso que los cargos tarifarios lo permitan para esta clase de usuarios.

Las siguientes tablas muestran los componentes y cantidades para clase de conexión.

Tabla 10 Componentes conexión trifásica en BT aérea

Componente	Cantidad
Medidor trifásico	1
Cable concéntrico trifásico tipo CCE	15m
TC (sólo para el caso de grandes demandas mayores a 50kW)	3
Materiales varios	10%
Mano de obra	5%

Fuente: Preparado por MEC con base en información de CFE

Tabla 11 Componentes conexión horaria en BT aérea

Componente	Cantidad
Medidor horario	1
Cable concéntrico trifásico tipo CCE	15m
TC (sólo para el caso de grandes demandas mayores a 50kW)	3
Materiales varios	10%
Mano de obra	5%

Fuente: Preparado por MEC con base en información de CFE

Tabla 12 Componentes conexión trifásica en BT subterránea

Componente	Cantidad
Medidor trifásico	1
Cable de aluminio XLP para acometida	10m
TC (sólo para el caso de grandes demandas mayores a 50kW)	3
Materiales varios	10%
Mano de obra	5%

Fuente: Preparado por MEC con base en información de CFE

Tabla 13 Componentes conexión horaria en BT subterránea

Componente	Cantidad
Medidor horario	1
Cable concéntrico trifásico tipo XLP	15m
TC (sólo para el caso de grandes demandas mayores a 50kW)	3
Materiales varios	10%
Mano de obra	5%

### Usuarios en MT – Potencia instalada menor a 100kW – Tarifa OM

Los siguientes componentes aplican para consumos asociados a la tarifa OM con potencia instalada menor a 100kW en MT para redes aéreas. Se considera que los medidores deben tener la capacidad de registrar la energía consumida y la potencia máxima mediante un medidor trifásico, pudiendo tener la alternativa de contar con un medidor horario, en el caso que los cargos tarifarios lo permitan para esta clase de usuarios.

Las siguientes tablas muestran lo componentes y cantidades para clase de conexión.

Tabla 14 Componentes conexión trifásica en MT aérea

Componente	Cantidad
Medidor trifásico	1
Cable concéntrico trifásico tipo CCE	15m
TC	3
TP	2
Cortacircuitos fusible	
Materiales varios	10%
Mano de obra	5%

---

Fuente: Preparado por MEC con base en información de CFE

### **Usuarios en MT – Potencia instalada mayor a 100kW – Tarifa HM**

Los siguientes componentes aplican para consumos asociados a la tarifa HM con potencia instalada mayor a 100kW en MT para redes aéreas. Se considera que los medidores deben tener la capacidad de registrar la energía consumida por bloque horario de punta, intermedio y base, y la potencia máxima mediante un medidor horario.

Las siguientes tablas muestran los componentes y cantidades para clase de conexión.

Tabla 15 Componentes conexión horaria en MT aérea

Componente	Cantidad
Medidor horario	1
Cable concéntrico trifásico tipo CCE	15m
TC	3
TP	2
Cortacircuitos fusible	
Materiales varios	10%
Mano de obra	5%

Fuente: Preparado por MEC con base en información de CFE

---

## **ANEXO II: EMPRESAS CONSIDERADAS PARA LA DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE ESCALA**

Como se menciona en la descripción metodológica en el cuerpo del informe, los costos marginales de largo plazo de comercialización se calcularán a partir de los costos eficientes de comercialización para el año base, multiplicado por el factor de economía de escala que representa la evolución de los costos en función del incremento de la cantidad de usuarios en el tiempo.

Los costos totales comerciales para CFE, se determinarán de acuerdo a la metodología propuestas en el Informe 23 “Propuesta de metodología para la determinación de costos operativos eficientes de distribución” del presente estudio tarifario, los cuales se determinan a partir de información de distintas empresas de Brasil comparables con las divisiones de CFE. Estos costos de comercialización eficiente, serán determinados aplicando un método de fronteras de eficiencias para un grupo de empresas distribuidoras, con el objetivo de determinar una función de costos que se aplicará al caso de CFE.

Para la determinación del factor de economía de escala, resulta necesario analizar la evolución de los costos comerciales a medida que la cantidad de usuarios se incrementa, es decir, que se identificará una curva de evolución de los costos en función de la cantidad de usuarios. Para realizar este ejercicio, y al sólo efecto de determinar el factor de economía de escala de los costos comerciales, se utilizaron como referencia un grupo de empresas de distintos tamaños, cuyos costos fueron determinados mediante un modelo bottom-up, utilizando los mismos criterios de cálculo para todas ellas, lo cual permite realizar el ejercicio comparativo, evitando la introducción de elementos distorsionantes que puedan influir en los resultados buscados.

### **Caracterización de los costos comerciales**

Las empresas de servicio de distribución eléctrica tienen dos áreas de explotación bien diferenciadas tanto en sus características como en la forma que deben operarse. En los distintos regímenes regulatorios se les da diferentes nombres y tratamiento pero usualmente se las denomina área de explotación técnica o de distribución y área de explotación comercial y desde el punto de vista regulatorio pueden estar bajo la responsabilidad de un mismo prestatario o de diferentes prestatarios.

El área técnica se encarga de la operación y mantenimiento de las instalaciones de transmisión y distribución y está claro que a mayor volumen de las mismas se requerirá un mayor esfuerzo de atención y la relación entre ambas variables es en general de carácter lineal y la misma puede reducirse a la expresión de horas hombre por unidad de instalación.

Con el área comercial sucede algo parecido pero no tan claro, esta área se encarga de la relación con los clientes y sus costos están estrechamente vinculados a ellos y es verificable que cuando se incrementa un cliente es necesario aumentar los gastos de alguna manera. Pero no hay una relación simple por la cual se pueda expresar la vinculación entre ambas variables. Para establecer si existe una correlación y de existir, cual es su expresión, se debe observar el comportamiento de los costos de explotación comercial para distintos volúmenes de clientes y ensayar si se puede verificar una correlación matemática entre las series.

### **Construcción de las curvas costos vs. cantidad de usuarios**

Para construir series que relacionen la variable costos totales de explotación comercial con número de clientes se debe recurrir a recopilar la información requerida en un grupo de empresas de diferentes tamaños ya que obviamente dichos valores no se pueden obtener de un mismo establecimiento. Esta tarea tiene complejidades implícitas que se deben superar, una es la heterogeneidad ya que bajo la denominación costos comerciales las diferentes empresas clasifican diferentes conceptos. Otra complejidad es el nivel de costos

---

ya que los mismos deben ser expresados en la misma moneda y corresponder a niveles salariales comparables cuando se los expresa en una moneda común, si es que se quieren datos provenientes de distintos países. Finalmente aparece el grado de dispersión poblacional en el área de distribución que también influye en los costos, si bien en mucho menor grado.

Para sortear las primeras dificultad los datos correspondientes a los costos comerciales se deben discriminar en sus elementos componentes a los efectos de procurar que bajo los rubros principales estén incluidos los mismos conceptos. En el presente trabajo a los efectos de realizar dicha discriminación se adoptó la siguiente descomposición de las actividades integrantes del área de explotación comercial:

- Costos de Atención de Clientes
  - Reclamos
  - Nuevos Suministros
  - Refacturación
- Costos de Lectura, Facturación, Reparto y Cobranza
  - Planificación
  - Toma Estado
  - Novedades de Lectura
  - Control de Facturación
  - Reparto
  - Control de Calidad
  - Conciliaciones Bancarias
- Costos de Apoyo Comercial
  - Control de la compra de Energía
  - Tarifas y Reclamos Regulatorios
  - Alquileres
  - Publicidad
  - Tasas e Impuestos
  - Gastos Generales de Administración
- Costos de Recuperación de Energía y Saldos Morosos
  - Planificación
  - Inspección
  - Normalización
  - Facturación
- Costos de Suministros en MT y AT
  - Grandes Clientes
  - Clientes Oficiales

La segunda dificultad mencionada fue el hecho de que los niveles salariales podían no ser comparables dada las diferencias verificables en diferentes situaciones económicas

internacionales. Para sortear este inconveniente en el presente trabajo se procuró seleccionar países con costos salariales expresados en dólares aproximadamente del mismo nivel.

La última dificultad mencionada fue el grado de dispersión poblacional del área de concesión tomada como referencia, la misma no tiene un modo sencillo de corregirse pero su influencia es pequeña y puede aceptarse sin modificar significativamente el margen de error del cálculo.

Con las anteriores consideraciones, y a los efectos de construir las series que permitieran determinar los valores del factor de escala  $\alpha$  se procuró información sobre un conjunto de empresas cuyos tamaños cubrieran en rango desde las decenas de miles de clientes hasta los millones, intentando que las mismas fuesen representativas del mercado de las distribuidoras en Latinoamérica y por consiguiente hábiles para servir como referencia.

Para dichas empresas se confirmó una correlación entre los costos totales de explotación comercial y el número de clientes. Asimismo se analizó el comportamiento de cada uno de los rubros mencionados anteriormente y para los mismos también se verificó la existencia de una correlación entre las dos variables que son los costos de explotación comercial y el número de clientes a los que se les presta el servicio.

Las empresas seleccionadas para el análisis son reconocidas en el mercado donde se desempeñan, están sometidas a restricciones corrientes de calidad de servicio y producto. A continuación se incluye el listado de las mismas indicando los principales parámetros que las caracterizan.

Parámetro		Empresa 1	Empresa 2	Empresa 3	Empresa 4	Empresa 5
		Argentina	Argentina	Colombia	Uruguay	Perú
<b>Cientes</b>	<b>[Ud]</b>	<b>2.256.000</b>	<b>2.121.737</b>	<b>1.526.185</b>	<b>1.183.882</b>	<b>785.098</b>
ET	[Ud]	57	64	56	259	21
LAAT	[Km]	651,51	490	1.115	2.809	376
CASAT	[Km]	491,49	612	0	582	32
LAMT	[Km]	3200,6	2.368	17.280	30.155	1.221
CASMT	[Km]	2954,4	4.466	1.288	2.577	997
SED a nivel	[Ud]	3270,5	5.948	0	3.708	1.507
SED áreas	[Ud]	7279,5	14.659	42.373	27.327	4.550
LABT	[Km]	20699,2	14.895	16.672	17.938	5.037
CASBT	[Km]	3652,8	7.133	4.008	3.203	2.406

Parámetro		Empresa 6	Empresa 7	Empresa 8	Empresa 9	Empresa 10
		Chile	El Salvador	Argentina	Chile	Argentina
<b>Cientes</b>	<b>[Ud]</b>	<b>589.165</b>	<b>448.161</b>	<b>213.575</b>	<b>183.889</b>	<b>138.133</b>
ET	[Ud]	0	0	3	0	15
LAAT	[Km]	0	0	58	0	1.007
CASAT	[Km]	0	0	0	0	0
LAMT	[Km]	5205	3.432	3.166	3.200	2.558
CASMT	[Km]	17	1	73	17	722
SED a nivel	[Ud]	85	0	131	33	235
SED áreas	[Ud]	7601	5.592	3.001	2.987	3.194
LABT	[Km]	6945	3.953	4.559	2.517	2.275
CASBT	[Km]	62	6	141	37	680

De la información de las empresas presentadas, se evidencia que las mismas representan un amplio espectro de tamaños, fundamentalmente en lo que respecta a la cantidad de

---

usuarios, lo cual asegura que, de acuerdo a la metodología planteada, se capturen las economías de escalas buscadas.

Glosario

ET	Estación Transformadora
LAAT	Línea Aérea de Alta Tensión
CASAT	Cable Subterráneo de Alta Tensión
LAMT	Línea Aérea de Media Tensión
CASMT	chalé Subterráneo de Media Tensión
SED	Sub-Estación de Distribución
LABT	Línea Aérea de Baja Tensión
CASBT	chalé Subterráneo de Baja Tensión

Como conclusión del análisis realizado, se puede mencionar que la metodología aplicada y las empresas seleccionadas, han permitido determinar de manera efectiva el factor de economía de escala para los costos de comercialización, que será utilizado en el cálculo de los costos marginales de largo plazo.