
TAREA 1.3.7 INFORMES N° 30 Y 32 ANÁLISIS Y REVISIÓN DE INGRESOS TARIFARIOS DE CFE RESULTANTES DE LA APLICACIÓN DE TARIFAS TEÓRICAS DETERMINADAS EN FUNCIÓN DE COSTOS MARGINALES PROMEDIO

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	6
INFORME	9
1. INTRODUCCIÓN	9
2. ASPECTOS CONCEPTUALES	11
3. ESTUDIOS Y MODELOS ANALIZADOS	15
4. ANÁLISIS Y DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE CFE	16
4.1. PARÁMETROS Y DATOS DE ENTRADA.....	16
4.2. CÁLCULO DEL INGRESO A COSTO MARGINAL	17
5. COMENTARIOS AL MODELO DE CFE	19
6. ACTUALIZACIÓN DEL CÁLCULO AL AÑO 2007	24
6.1. PARÁMETROS Y DATOS DE ENTRADA.....	24
6.2. RESULTADOS.....	30
7. CONCLUSIONES	31

INDICE DE GRÁFICAS Y CUADROS

GRÁFICA 1 DISEÑO DE TARIFAS EN MÉXICO.....	12
GRÁFICA 2 REGIONES TARIFARIAS DE CFE	16
GRÁFICA 3 - SIN: COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD DE LARGO PLAZO.....	20
CUADRO 1 TIPOS DE TARIFAS ELÉCTRICAS.....	13
CUADRO 2 - SIN: COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD POR FUNCIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN.....	21
CUADRO 3 VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR CATEGORÍA TARIFARIA	25

CUADRO 4 FACTORES DE ELEVACIÓN POR PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y CAPACIDAD	25
CUADRO 5 PROPORCIÓN DE VENTAS DE ENERGÍA POR NIVEL DE TENSIÓN (TARIFAS 5, 5A, 6, 9CU, 9N) [%]	26
CUADRO 6 COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA Y CAPACIDAD POR NIVEL DE TENSIÓN	28
CUADRO 7 FRI POR NIVEL DE TENSIÓN (BT Y MT)	29
CUADRO 8 COSTOS MARGINALES MEDIOS E INGRESOS TOTALES POR TIPO DE TARIFA	30
CUADRO 9 COSTOS MARGINALES MEDIOS E INGRESOS TOTALES POR TIPO DE CONSUMO.....	31
CUADRO 10 DISTRIBUCIÓN COMPARADA DE LOS INGRESOS POR TIPO DE TARIFA.....	32
CUADRO 11 DISTRIBUCIÓN COMPARADA DE LOS INGRESOS POR TIPO DE CONSUMO	33

GLOSARIO

AT: Alta Tensión

BT: Baja Tensión

CFE: Comisión Federal de Electricidad

CMC: Costo Marginal de Capacidad

CMCM: Costo Marginal de Capacidad Medio

CME: Costo Marginal de Energía

CMEB: Costo Marginal de Energía de Base

CMEI: Costo Marginal de Energía de Intermedia

CMEM: Costo marginal de energía medio

CMEP: Costo Marginal de Energía de Punta

CMM: Costo Marginal Medio

CRE: Comisión Reguladora de Energía

DAC: Doméstica de Alto Consumo

DCB: Demandas contratadas en periodos de base

DCF: Demanda contratada facturable

DCI: Demandas contratadas en periodos de intermedio

DGP: Demandas contratadas en periodos de punta

DCS: Demandas contratadas en periodos de semipunta

DF: Demanda facturable

DFE: Demanda facturable en exceso

FC: Factor de Carga

FEE: factor de elevación de energía

FRI: Factor de reducción en períodos de base intermedio

GWh: Giga Watt hora

HB: horas del período horario de base

HI: horas del período horario intermedio

HP: horas del período horario de punta

kW: kilo Watt

kWh: kilo Watt hora

MAT: Muy Alta Tensión

MT: Media Tensión

NB: Nivel de base

NI: Nivel intermedio

NP: Nivel de punta

RD: Relación de demandas

TdR: Términos de referencia

\$Mx: pesos mexicanos

CONFIDENTIAL

TAREA 1.3.7 INFORMES N° 30 Y 32 ANÁLISIS Y REVISIÓN DE INGRESOS TARIFARIOS DE CFE RESULTANTES DE LA APLICACIÓN DE TARIFAS TEÓRICAS DETERMINADAS EN FUNCIÓN DE COSTOS MARGINALES PROMEDIO

RESUMEN EJECUTIVO

La metodología y los análisis efectuados en el presente informe forman parte de la actividad 1.3.7 a) de los TdR, cuyo objetivo es analizar el procedimiento utilizado por la Comisión Federal de Electricidad en el año 2006 para calcular el costo marginal promedio para cada segmento de usuarios y el ingreso total que se obtendría mediante la aplicación de un esquema completo de tarifas a costo marginal, proponiendo las adecuaciones que se consideren necesarias.

En este marco, el presente informe contiene en primer lugar un análisis del procedimiento utilizado por CFE para el cálculo de los ingresos a costo marginal. Posteriormente, sobre la base de dicho análisis y considerando como base un modelo diseñado por CFE¹, el consultor realizó una estimación preliminar de los ingresos tarifarios a costo marginal del Organismo, actualizando las principales variables que componen los mismos.

La tarifa al costo marginal posee como característica básica un nivel tarifario igual a la media de los costos marginales de cada suministro específico y una estructura tarifaria directamente resultante de esos costos marginales. El costo marginal es el costo requerido para atender un aumento marginal de carga.

Actualmente, en México las tarifas eléctricas horarias de uso general en media y alta tensión son las únicas que reflejan de manera directa los costos marginales de energía en los cargos variables, considerando las pérdidas en las redes de transmisión y distribución. Los costos marginales se distinguen por períodos horario – estacionales (punta, intermedio y base), organizados en función de las variaciones de la demanda; y se definen para cada región tarifaria y temporada del año, por lo que se reconocen diferencias horarias, regionales y estacionales.

¹ "Ingreso a CM.xls", entregado mediante oficio 00282.

Para calcular el ingreso a costo marginal el modelo elaborado por CFE se basa en el costo marginal de energía medio y en el costo marginal de capacidad medio: (i) el costo marginal de energía medio se calcula como el promedio ponderado de los costos marginales de energía por periodo horario; (ii) costo marginal de capacidad medio surge de expresar el costo marginal de capacidad en \$Mx/kWh.

Del análisis del modelo provisto por CFE se observa:

- El modelo incluye los costos marginales de capacidad acumulados a nivel de BT, MT, AT y MAT; pero no se encuentran especificados los costos marginales parciales correspondientes a la capacidad de generación y al costo de desarrollo de cada uno de los niveles de red, a partir de los cuales se calculan los costos de capacidad acumulados para los distintos niveles de tensión. Esto implica que no es posible verificar el origen de la estructura de costos marginales de capacidad para el SIN, Baja California y Baja California Sur ya que los mismos no están explícitos.
- Debería tenerse en cuenta la discriminación entre pérdidas técnicas y no técnicas, dado que para estas últimas resulta necesario calcular sus costos marginales de energía y capacidad, ya que, a pesar de ser energía no facturada requiere el uso de las instalaciones. De esta manera, se calcula un ingreso potencial que la empresa distribuidora podría percibir si se reducen este tipo de pérdidas.
- No se encuentran explicitados los supuestos respecto a los FRI utilizados en el modelo. Sin embargo, a juicio del consultor, los valores incluidos en el modelo son razonables.

En este informe, también se presenta una estimación preliminar de los ingresos de CFE resultantes de la aplicación de tarifas a costo marginal. Para este ejercicio preliminar, el consultor se basó en el mencionado modelo elaborado por CFE en el año 2006, actualizando las principales variables que componen los ingresos tarifarios, y realizando algunas modificaciones, las cuales surgieron del análisis de dicho modelo.

En particular, el cálculo de los ingresos a costo marginal que aquí se presenta incluye:

- Las ventas de energía de CFE a diciembre de 2007, desagregadas por categoría tarifaria, según información provista por el Organismo en unos archivos denominados CAVEZO, los cuales contienen información de consumos, usuarios y producto tarifario por zona de distribución de CFE.
- Las pérdidas técnicas y no técnicas de energía y potencia –estas últimas estimadas sobre la base de las pérdidas de energía-. Las pérdidas utilizadas para la determinación de los ingresos tarifarios surgen del Informe N° 7: Propuesta de pérdidas técnicas y no técnicas a considerar en el cálculo de los costos marginales.

-
- El balance de energía y potencia considerando el mercado del año 2007, y las pérdidas de energía y potencia correspondientes a cada nivel de tensión.
 - Los costos marginales de energía y capacidad de largo plazo, por actividad (generación, transmisión, distribución primaria y distribución secundaria), a precios de 2007. Los costos marginales de generación surgen del Informe N° 18: Evaluación de Costos Marginales de Largo Plazo de capacidad de generación. Los costos marginales de, transmisión, subtransmisión y distribución utilizados en el cálculo que se presenta en este informe son valores preliminares, dado que los estudios respectivos aún no han sido finalizados.
 - El costo marginal de energía por bloque horario, estimado a partir de la desagregación del costo marginal de largo plazo medio y considerando la definición propuesta de bloques horarios contenida en el Informe N° 10: Análisis de curvas de carga de la demanda de CFE para la determinación de períodos horario estacionales.
 - Los factores de reducción intermedio (FRI) estimados a partir de los costos marginales de capacidad, según se detalla más adelante en el presente informe.
 - Los factores de participación por bloque horario, estimados a partir de las curvas de carga de cada sector de consumo, según los resultados presentados en el Informe N° 2: Análisis preliminar de los perfiles de carga de diferentes clases de usuarios de CFE y LFC.
 - Los factores de carga y simultaneidad, estimados a partir de las curvas de carga de cada sector de consumo, según los resultados presentados en el Informe N° 2: Análisis preliminar de los perfiles de carga de diferentes clases de usuarios de CFE y LFC.
 - La determinación de los factores de expansión de pérdidas de energía y potencia, estimados a partir de las respectivas pérdidas.

Los resultados obtenidos de dicha estimación preliminar permiten concluir que, en términos de estructura, no hay cambios significativos en los ingresos de cada categoría tarifaria respecto a los resultados obtenidos por CFE en el mencionado modelo.

Por último, interesa mencionar que los resultados presentados en este informe deben entenderse como preliminares, en la medida en que la determinación de los ingresos tarifarios a costo marginal requiere se finalice el cálculo de las tarifas teóricas (Tarea 2: Diseño de tarifas teóricas).

TAREA 1.3.7 INFORMES N° 30 Y 32 ANÁLISIS Y REVISIÓN DE INGRESOS TARIFARIOS DE CFE RESULTANTES DE LA APLICACIÓN DE TARIFAS TEÓRICAS DETERMINADAS EN FUNCIÓN DE COSTOS MARGINALES PROMEDIO

INFORME

1. INTRODUCCIÓN

La metodología y los análisis efectuados en el presente informe forman parte de la Tarea 1.3 “Cálculo de costos marginales de largo plazo”, la cual consiste en el cálculo de los costos marginales de energía y de capacidad de largo plazo, con base en la información actualizada del sistema eléctrico preparada en actividades previas.

En particular, este informe contiene los resultados del desarrollo del punto a) de la actividad 1.3.7, el cual tiene como objetivo analizar el procedimiento utilizado por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en el año 2006 para calcular el costo marginal promedio para cada segmento de usuarios y el ingreso total que se obtendría mediante la aplicación de un esquema completo de tarifas a costo marginal, proponiendo las adecuaciones que se consideren necesarias.

En este marco, el presente informe contiene un análisis del procedimiento utilizado por CFE para el cálculo de los ingresos a costo marginal.

Sobre la base de dicho análisis, y considerando como base un modelo diseñado por CFE², el consultor realizó una estimación preliminar de los ingresos tarifarios a costo marginal del Organismo, actualizando las principales variables que componen los mismos:

- Ventas de energía de CFE a diciembre de 2007, desagregadas por categoría tarifaria y región tarifaria, según información provista por el Organismo en unos archivos denominados CAVEZO, los cuales contienen información de consumos, usuarios y producto tarifario por zona de distribución de CFE.

² “Ingreso a CM.xls”, entregado mediante oficio 00282.

-
- Pérdidas técnicas y no técnicas de energía y potencia –estas últimas estimadas sobre la base de las pérdidas de energía-. Las pérdidas utilizadas para la determinación de los ingresos tarifarios surgen del Informe N° 7: Propuesta de pérdidas técnicas y no técnicas a considerar en el cálculo de los costos marginales.
 - Balance de energía y potencia considerando el mercado del año 2007, y las pérdidas de energía y potencia correspondientes a cada nivel de tensión.
 - Costos marginales de energía y capacidad de largo plazo, por actividad (generación, transmisión, distribución primaria y distribución secundaria), a precios de 2007. Los costos marginales de generación surgen del Informe N° 18: Evaluación de Costos Marginales de Largo Plazo de capacidad de generación. Los costos marginales de, transmisión, subtransmisión y distribución utilizados en el cálculo que se presenta en este informe son valores preliminares, dado que los estudios respectivos aún no han sido finalizados.
 - Costo marginal de energía por bloque horario, estimado a partir de la desagregación del costo marginal de largo plazo medio y considerando la definición propuesta de bloques horarios contenida en el Informe N° 10: Análisis de curvas de carga de la demanda de CFE para la determinación de períodos horario estacionales.
 - Factores de reducción intermedio (FRI) estimados a partir de los costos marginales de capacidad, según se detalla más adelante en el presente informe (ver Sección 6.1.5).
 - Factores de participación por bloque horario, estimados a partir de las curvas de carga de cada sector de consumo, según los resultados presentados en el Informe N° 2: Análisis preliminar de los perfiles de carga de diferentes clases de usuarios de CFE y LFC.
 - Factores de carga y simultaneidad, estimados a partir de las curvas de carga de cada sector de consumo, según los resultados presentados en el Informe N° 2: Análisis preliminar de los perfiles de carga de diferentes clases de usuarios de CFE y LFC.
 - Determinación de los factores de expansión de pérdidas de energía y potencia, estimados a partir de las respectivas pérdidas.

Interesa mencionar que los resultados presentados en este informe deben entenderse como preliminares, en la medida en que la determinación de los ingresos tarifarios a costo marginal está vinculada a etapas posteriores de este estudio tarifario. En particular, los mismos serán definidos cuando se finalice el cálculo de las tarifas teóricas (Tarea 2: Diseño de tarifas teóricas).

Por último cabe mencionar que las estimaciones realizadas son a nivel agregado, sin diferenciar por región tarifaria, dado que a la fecha no se han calculado los costos marginales regionales.

2. ASPECTOS CONCEPTUALES

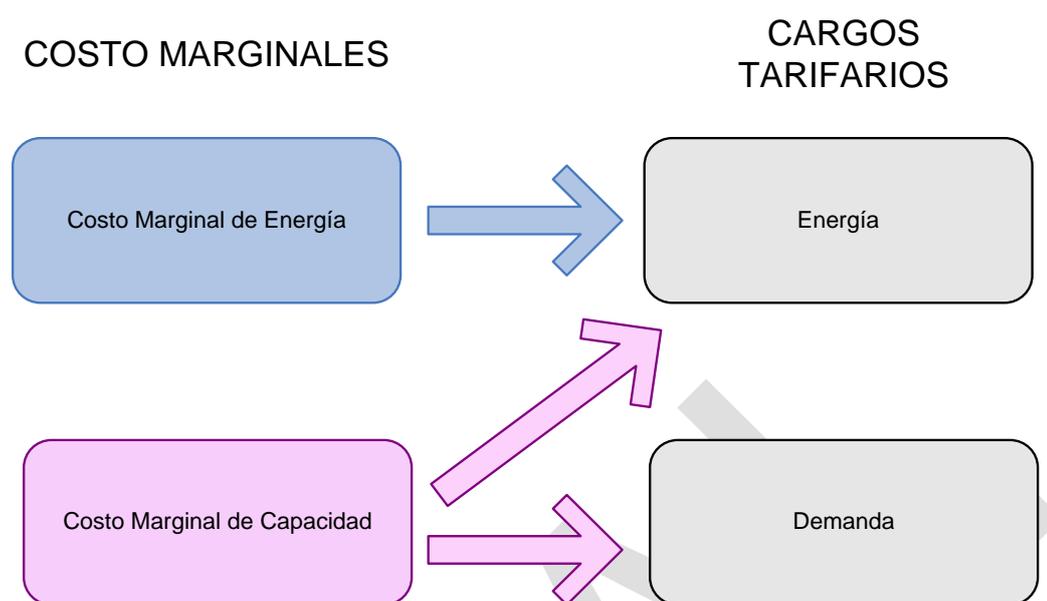
La metodología de costos marginales es una herramienta basada en criterios y principios de la teoría microeconómica clásica, que permite realizar un análisis de la estructura de costos de suministro de energía eléctrica.

La tarifa al costo marginal posee como característica básica un nivel tarifario igual a la media de los costos marginales de cada suministro específico y una estructura tarifaria directamente resultante de esos costos marginales.

El costo marginal es el costo requerido para atender un aumento marginal de carga. Existen dos variantes para conceptualizar la tarifa a costo marginal:

- (i) El costo marginal de corto plazo, donde el suministro de la carga adicional se realiza con el aumento de la generación térmica, o bien con la disminución de la calidad de servicio; siendo este costo usualmente conocido como el costo de energía (variable). Este costo puede calcularse para cada región tarifaria, así como para los distintos períodos estacionales y horarios.
- (ii) El costo marginal de largo plazo, ó costo marginal de expansión, es el costo de una unidad adicional de demanda considerando la expansión del sistema, pudiendo alterarse también la calidad de servicio o la política de generación térmica. El costo marginal de largo plazo considera tanto el costo marginal de la energía como el de capacidad, y es el que se usa para el diseño de las tarifas eléctricas en México:

GRÁFICA 1 DISEÑO DE TARIFAS EN MÉXICO



En México existen tarifas eléctricas horarias de uso general en media y alta tensión, que reflejan directamente los costos marginales de energía en los cargos variables, considerando las pérdidas en las redes de transmisión y distribución. Los costos marginales se distinguen por períodos horario – estacionales (punta, intermedio y base), organizados en función de las variaciones de la demanda. Estos períodos se definen para cada región tarifaria (ver Gráfica 2) y temporada del año, por lo que se reconocen diferencias horarias, regionales y estacionales.

Los costos marginales de capacidad se reflejan en las tarifas como una fracción de éstos que se transfieren directamente al cargo por demanda máxima mensual (\$Mx/kW), y otra fracción se transfiere “energizada” a los cargos variables por energía consumida en los períodos de punta e intermedio (\$Mx/kWh). De esta forma los cargos por energía de los períodos de punta e intermedio tienen un componente del costo marginal de energía y otro componente del costo marginal de capacidad cargado en su mayor parte en el período de punta. Las tarifas horarias pretenden reflejar los costos que para CFE representa el proveer electricidad en las horas de punta, brindando una señal económica a los usuarios (principalmente industriales) para que adecuen su patrón de consumo trasladando parte del consumo de punta a los períodos intermedio y base.

Las tarifas en alta tensión consideran los costos marginales de energía y capacidad de generación y transmisión en el nivel de transmisión, agregándose el costo marginal de capacidad de subtransmisión y las pérdidas en el nivel de tensión correspondiente en el caso de subtransmisión.

En media tensión se agregan además de los anteriores los costos marginales de capacidad de distribución primaria y las pérdidas respectivas al nivel de tensión.

En el Cuadro siguiente se presentan las categorías tarifarias actualmente existentes en México para el servicio de electricidad:

CUADRO 1 TIPOS DE TARIFAS ELÉCTRICAS

Categoría Tarifaria	Descripción
1	Servicio Doméstico: 1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F y DAC
2	Servicio General en BT hasta 25 kW
3	Servicio General en BT para más de 25 kW
5, 5A	Servicios Públicos, Alumbrado Público
6	Servicios Públicos, Bombeo de Aguas Potables ó Negras
7	Servicio Temporal
9, 9M	Servicio para bombeo de agua para riego agrícola en BT (9) y MT (9M)
9-CU, 9-N	Tarifas de estímulo para bombeo de agua para riego agrícola, con cargo único (9-CU) y cargo nocturno (9-N)
EA	Tarifas de estímulo para la energía eléctrica consumida en instalaciones acuícolas
O-M	Tarifa ordinaria para servicio general en MT, con demanda menor a 100 kW
H-M	Tarifa horaria para servicio general en MT, con demanda de 100 kW o más
H-MC	Tarifa horaria para servicio general en MT, con demanda de 100 kW o más, para corta utilización
OMF	Tarifa ordinaria para servicio general en MT, con demanda menor a 100 kW, con cargo fijo
HMF	Tarifa horaria para servicio general en MT, con demanda de 100 kW o más, con cargo fijo
HMCF	Tarifa horaria para servicio general en MT, con demanda de 100 kw o más, para corta utilización, con cargo fijo
HS, HT	Tarifa horaria para servicio general en AT, niveles subtransmisión (HS) y transmisión (HT)
HS-L, HT-L	Tarifa horaria para servicio general en AT para larga utilización, niveles subtransmisión (HS-L) y transmisión (HT-L)
H-SF, H-TF	Tarifa horaria para servicio general en AT, niveles subtransmisión (HS) y transmisión (HT), con cargo fijo
H-SLF, H-TLF	Tarifa horaria para servicio general en AT para larga utilización, niveles subtransmisión (HS-L) y transmisión (HT-L), con cargo fijo
HM-R, HM-RF, HM-RM, HS-R, HS-RF, HS-RM, HT-R, HT-RF, HT-RM	Tarifas horarias para servicio de respaldo
I-15, I-30	Tarifas de uso general para servicio interrumpible

Fuente: CFE

Todas las tarifas eléctricas se encuentran sujetas a ajustes mensuales, con excepción de las tarifas agrícolas de estímulo 9-CU y 9-N, que se ajustan anualmente. Las tarifas residenciales (sin incluir la DAC), las agrícolas 9 y 9-M y las de servicios públicos, se ajustan mediante factores fijos. El resto (DAC, comerciales e industriales) se ajustan mediante una fórmula de ajuste automático que incorpora las variaciones de los precios de los

combustibles y la inflación. Los factores fijos se autorizan generalmente en forma anual, mediante acuerdos específicos y se relacionan con las estimaciones de la evolución esperada de la inflación. Por otra parte, el ajuste automático mensual representa incrementos o decrementos derivados de los movimientos del costo total, considerando tanto los combustibles fósiles utilizados en la generación de electricidad, como el resto de los factores de costo.

Resulta interesante mencionar que los usuarios de las tarifas horarias H-M, HS, H-SL, H-T y H-TL, pueden solicitar que se les facture con base en la demanda contratada, con las siguientes modalidades:

A) El usuario fijará sus demandas contratadas en periodos de punta (DCP), intermedio (DCI) y base (DCB). Los usuarios de las tarifas H-S, H-SL, H-T y H-TL de la región Baja California fijarán además su demanda contratada en período de semipunta (DCS). Estas demandas contratadas deberán cumplir con la relación $DCP \leq DCI \leq DCB$; y $DCP \leq DCS \leq DCI \leq DCB$

- En el caso de los usuarios de las tarifas H-M, HS, H-SL, H-T y H-TL en las regiones de: Baja California Sur, Central, Noroeste, Noreste, Norte, Peninsular y Sur:

$$DCF = DCP + FRI * (DCI - DCP) + FRB * (DCB - DCI)$$

Dónde DCF es la demanda contratada facturable.

- En el caso de los usuarios de las tarifas HS, H-SL, H-T y H-TL en la región de Baja California Sur:

$$DCF = DCP + 0.250 * (DCS - DCP) + FRI * (DCI - DCP) + FRB * (DCB - DCI)$$

Donde FRI y FRB son los factores de reducción, y varían para cada región tarifaria.

De esta forma la demanda facturable queda definida por la relación de demandas en los diferentes periodos.

B) Para las tarifas H-M, HS, H-SL, H-T y H-TL, se determina mensualmente la demanda facturable en exceso (DFE) dependiendo de la región y la tarifa:

- En las regiones Central, Noreste, Norte, Peninsular y Sur, para las tarifas H-M, H-S, H-SL, H-T y H-TL:

$$DFE = \max(DF - DCF, 0)$$

Donde DF es la Demanda Facturable.

- En la región Baja California, para la tarifa H-M; y en las regiones Baja California Sur y Noroeste, para las tarifas H-M, H-S, H-SL, H-T y H-TL:

$$DFE = (1 - FRI) * \max(DP - DCP, 0) + FRI * \max(DI - DCI, 0)$$

Durante los meses de la temporada que tiene periodo de punta

$$DFE = FRI * \max(DI - DCI, 0) + FRB * \max(DB - DCB, 0)$$

Durante los meses de la temporada que no tiene periodo de punta

Siendo DP, DI y DB son las demandas máximas medidas en los periodos de punta, intermedio y de base, respectivamente.

- En la región Baja California, para las tarifas H-S, H-SL, H-T y H-TL:

$$DFE = (0.75 - FRI) * \max(DP - DCP, 0) + 0.25 * \max(DS - DCS, 0) + FRI * \max(DI - DCI, 0)$$

Durante los meses de la temporada que tiene periodo de punta y semipunta

$$DFE = FRI * \max(DI - DCI, 0) + FRB * \max(DB - DCB, 0)$$

Durante los meses de la temporada que no tiene periodo de punta y semipunta

Siendo DS las demandas máximas medidas en los periodos de semipunta.

Las fórmulas anteriores reflejan, mediante los factores FRI y FRB, el hecho de que cuando la demanda máxima sucede en periodos fuera de la punta, el sistema eléctrico tiene en ese momento capacidad remanente no utilizada, por lo que un incremento marginal de la demanda no implica un costo adicional para el sistema “aguas arriba” del nivel de red al que ésta se conecta; sólo se considera entonces una fracción del costo marginal de capacidad, la que corresponde (aproximadamente) a la parte de la red en inmediata vecindad del punto de conexión (la que puede llamarse “red local”).

Además de traducir una correcta asignación temporal de los costos de capacidad, esta formulación de las tarifas horarias constituye un incentivo que induce a trasladar la demanda fuera de las horas de punta.

Cabe señalar que en la práctica se observó que la mayoría de las empresas con tarifas horarias han reducido su consumo en el periodo de punta ante esta señal tarifaria.

3. ESTUDIOS Y MODELOS ANALIZADOS

El análisis de la metodología de cálculo del ingreso a costo marginal se realizó en base a la siguiente información:

1. Modelo de cálculo de ingreso a costo marginal, elaborado por CFE, denominado “Ingreso a CM.xls”, enviado por CFE mediante oficio 00282.
2. Documento descriptivo del modelo de cálculo (“Ingreso a CM.xls”), denominado “Modelo de ingresos a costo marginal”, enviado por CFE mediante oficio 00282.
3. Documento “Actualización de los costos marginales de energía de largo plazo del sector eléctrico”, de septiembre de 2005, elaborado por el Grupo Interinstitucional de Tarifas Eléctricas.

-
4. Documento “Actualización de los costos marginales de capacidad de largo plazo del sector eléctrico”, de diciembre de 2005, elaborado por el Grupo Interinstitucional de Tarifas Eléctricas.

4. ANÁLISIS Y DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE CFE

El mencionado modelo diseñado por CFE, “Ingreso a CM.xls”, permite calcular los ingresos que se obtendrían con un esquema de tarifas diseñadas con base en los costos marginales de energía y capacidad de largo plazo. Para ello se requiere una serie de parámetros y datos de entrada, sobre la base de los cuales se realizan los cálculos y se determina el ingreso a costo marginal.

Los ingresos tarifarios se estiman para cada una de las regiones tarifarias definidas por el Organismo para la aplicación de los cargos de las tarifas con diferencias por región:

GRÁFICA 2 REGIONES TARIFARIAS DE CFE



Fuente: Comisión Nacional para el Ahorro de Energía

Nota: las regiones tarifarias incluidas en el modelo de CFE que se analiza en este informe son: Baja California, Baja California Sur, Noroeste, Norte, Noreste, Occidental, Oriental y Peninsular. Las regiones Occidental y Oriental están incluidas en la región Sur, en los términos del mapa

En esta Sección se explican en primer lugar los parámetros y datos de entrada del modelo “Ingreso a CM.xls”, diseñado por CFE. Posteriormente se exponen los cálculos necesarios para la determinación del ingreso a costo marginal.

4.1. PARÁMETROS Y DATOS DE ENTRADA

Para la simulación de los ingresos a costo marginal CFE utiliza la siguiente información, para cada una de las regiones tarifarias incluidas en la Gráfica 2:

-
- Ventas de energía eléctrica (GWh) de cada región por categoría tarifaria, al año 2004.
 - Factores de elevación de energía (*fee*) por pérdidas en cada nivel de tensión por división de CFE.
 - Proporción de ventas en baja tensión en el caso de las tarifas con suministro en media y en baja tensión (5, 5A, 6, 9CU, 9N).
 - Costos marginales, a febrero de 2005:
 - Costo Marginal de Energía de Punta (CMEP) en \$Mx/kWh de Generación.
 - Costo Marginal de Energía de Intermedia (CMEI) en \$Mx/kWh de Generación.
 - Costo Marginal de Energía de Base (CMEB) en \$Mx/kWh de Generación.
 - Costo Marginal de Capacidad (CMC) en \$Mx/kW-año para los niveles de tensión en baja (BT), media (MT), alta (AT) y muy alta (MAT).
 - Patrones de consumo:
 - Nivel de punta (NP) definido por la relación entre la demanda media de potencia del período de punta y la demanda media de potencia mensual.
 - Nivel intermedio (NI) definido por la relación entre la demanda media de potencia del período intermedio y la demanda media de potencia mensual.
 - Nivel de base (NB) definido por la relación entre la demanda media de potencia del período base y la demanda media de potencia mensual.
 - Factor de carga (FC) definido como la relación entre la demanda media de potencia y la demanda máxima de potencia.
 - Relación de demandas (RD) definido por la relación entre la demanda de potencia en el período de punta y la demanda máxima de potencia.
 - Factor de reducción intermedio (FRI) que se utiliza para el cálculo de la demanda facturable de las tarifas horarias. Para baja tensión CFE asume un valor de 0.5.
 - Horas anuales por período horario:
 - HP horas del periodo de punta
 - HI horas del periodo intermedio
 - HB horas del periodo de base

4.2. CÁLCULO DEL INGRESO A COSTO MARGINAL

Para calcular el ingreso a costo marginal el modelo "Ingreso a CM.xls" se basa en el costo marginal de energía medio y en el costo marginal de capacidad medio.

El costo marginal de energía medio se calcula como el promedio ponderado de los costos marginales de energía por periodo horario:

$$CMEM = \frac{CMEP \times HP \times NP + CMEI \times HI \times NI + CMEB \times HB \times NB}{HP \times NP + HI \times NI + HB \times NB}$$

A cada uno de los costos marginales que se utilizan en este cálculo se le incorpora su correspondiente factor de elevación por pérdidas, como se muestra en la fórmula siguiente:

$$CME_i^H = CME_{i-1}^H * fee_i$$

Donde:

- CME_i^H es el Costo Marginal de Energía en el período horario H correspondiente (punta, intermedio, base) para el nivel de tensión i (MAT, AT, MT, BT), en \$Mx/kWh;
- CME_{i-1}^H es el Costo Marginal de Energía en el período horario H correspondiente al nivel de tensión superior al que se está calculando i (Generación, MAT, AT, MT, BT). Se parte del costo marginal de energía de generación, que es uno de los parámetros de entrada;
- fee_i es el factor de elevación por pérdidas de energía para el nivel de tensión i (MAT, AT, MT, BT).

El costo marginal de capacidad medio surge de expresar el costo marginal de capacidad en \$Mx/kWh utilizando la siguiente fórmula:

$$CMCM = \frac{CMC \times (FRI + (1 - FRI) * RD)}{8760 * FC}$$

Para el cálculo del costo marginal medio de energía y de capacidad se considera, para el caso de las categorías tarifarias con suministro en media y baja tensión: 5, 5A, 6, 9CU y 9N, un promedio ponderado de los costos por nivel de tensión. Para ello se utiliza la proporción de ventas en baja tensión de las mencionadas tarifas, que es un parámetro de entrada.

Finalmente, el costo marginal medio se obtiene sumando las dos componentes de energía y capacidad expresadas en \$Mx/kWh:

$$CMM = CMEM + CMCM$$

Dónde CMM es el Costo Marginal Medio.

Por último, el ingreso a costo marginal de cada tarifa por región se obtiene multiplicando las ventas de energía eléctrica por el costo marginal medio.

5. COMENTARIOS AL MODELO DE CFE

A partir del análisis del modelo “Ingreso a CM.xls” para el cálculo del ingreso a costo marginal realizado por CFE y de los documentos elaborados por el Grupo Interinstitucional de Tarifas Eléctricas: “Actualización de los costos marginales de energía de largo plazo del sector eléctrico”, y “Actualización de los costos marginales de capacidad de largo plazo del sector eléctrico”; surgen una serie de observaciones que tienen como objetivo mejorar la precisión del cálculo de los ingresos. Dichas observaciones se refieren tanto a la metodología utilizada, como a los resultados de cálculo.

1. El cálculo del ingreso comienza con la especificación de los costos marginales de energía a nivel de generación por período horario y de capacidad por nivel de tensión. En este último caso, en el modelo desarrollado por CFE, Ingreso a CM.xls”, se incluyen los costos marginales de capacidad acumulados a nivel de BT, MT, AT y MAT pero no se encuentran especificados los costos correspondientes a la capacidad de generación y el costo de desarrollo de cada uno de los niveles de red, a partir de los cuales se calculan los costos marginales de capacidad totales para los distintos niveles de tensión.

En el mencionado documento “Actualización de los costos marginales de capacidad de largo plazo del sector eléctrico” se presenta en el ANEXO A la estructura de los costos marginales de capacidad de generación para el SIN, Baja California y Baja California Sur. Se entiende que a partir de estos costos surgen los correspondientes a los niveles de tensión de MAT a BT que se encuentran en el modelo de CFE, pero no es posible verificar su origen ya que no se encuentran vinculados ni se explicita la fórmula de cálculo.

2. Una cuestión a tener en cuenta en el cálculo del costo marginal es la energía y demanda máxima utilizadas para su definición, que puede ser la energía entregada a consumos en el nivel - o pasada al siguiente nivel - al que se refiere el costo que se está calculando; o la energía operada (ingresada) en dicho nivel. En base al concepto de energía que se aplique en el cálculo del costo marginal de capacidad deberá considerarse la inclusión de las pérdidas correspondientes a cada nivel de tensión.

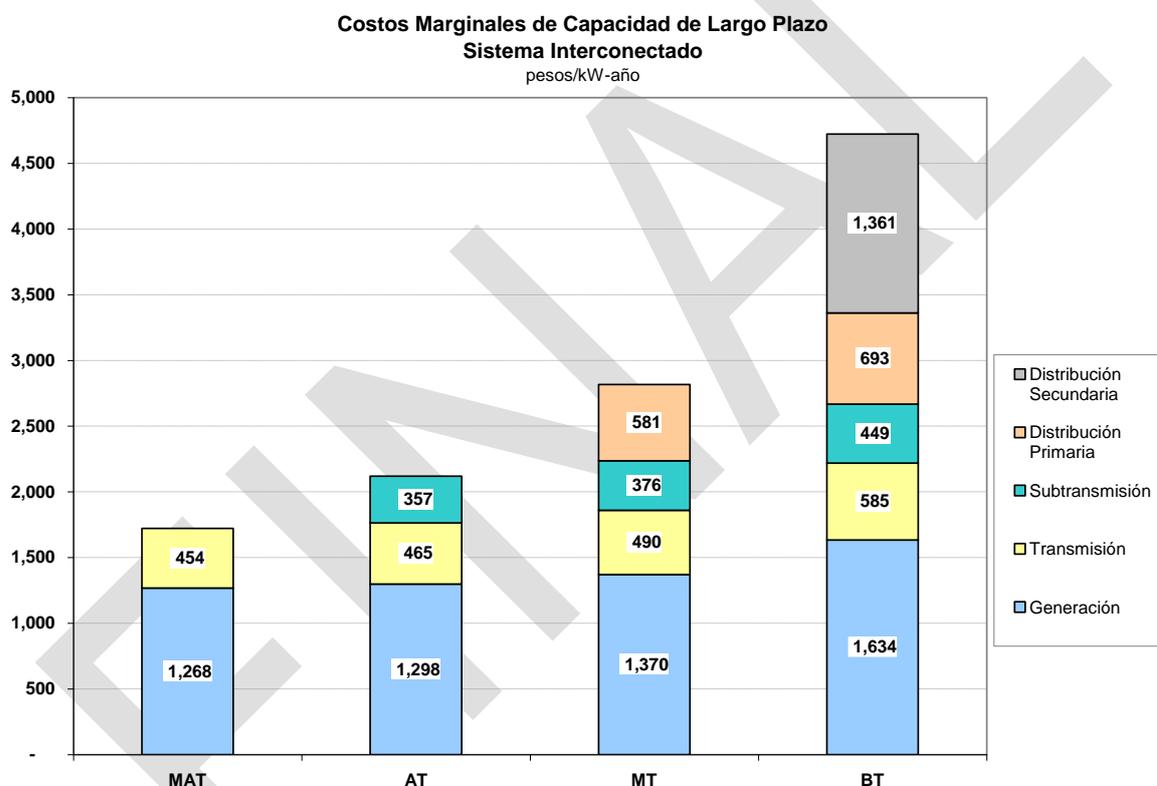
3. En relación a las pérdidas de BT, debería tenerse en cuenta la discriminación entre pérdidas técnicas y no técnicas. Se requiere esta diferenciación dado que en el caso de las pérdidas no técnicas resulta necesario calcular sus costos marginales de energía y capacidad, ya que esa energía, a pesar de no ser facturada, se puede imputar como un consumo que requiere el uso de las instalaciones. De esta manera, se calcula un ingreso potencial que la empresa distribuidora podría percibir si se reducen este tipo de pérdidas.

4. En la descripción del modelo utilizado por CFE, (incluida en el ya mencionado documento “Modelo de ingresos a costo marginal”), se explican los parámetros de entrada, excepto el

Factor de Reducción Intermedio (FRI), del cual solo se aclara que “se utiliza para el cálculo de la demanda facturable de las tarifas horarias” y suponen un valor de 0.5 para el nivel de Baja Tensión. El supuesto respecto al valor utilizado no se encuentra justificado, al igual que el origen de los valores que se toman para los restantes niveles de tensión. Sin embargo, dichos valores son, en principio, de un orden de magnitud razonable, como se explica en el siguiente párrafo.

5. La siguiente Gráfica muestra los costos marginales de capacidad calculados en diciembre 2005 para el SIN de CFE:

GRÁFICA 3 - SIN: COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD DE LARGO PLAZO



Fuente: “Actualización de los costos marginales de capacidad de largo plazo del sector eléctrico”. Grupo Interinstitucional de análisis de tarifas eléctricas. Diciembre de 2005.

En el Cuadro siguiente se presenta la composición de los CMC a los distintos niveles de tensión de la demanda, según los costos de desarrollo (incrementales o marginales) parciales de las funciones concurrentes hasta cada nivel. También se indican el factor de pérdidas del nivel y la fracción del costo total de capacidad que corresponde al desarrollo del propio nivel.

CUADRO 2 - SIN: COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD POR FUNCIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN

CMC [\$/kW-año] por función y por nivel de tensión y fp [%/1] del nivel

FUNCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN DE LA DEMANDA								
		MAT		AT		MT		BT	
	CMC_o	fp_1	CMC_1	fp_2	CMC_2	fp_3	CMC_3	fp_4	CMC_4
Generación	1243	1.020	1268	1.024	1298	1.055	1370	1.193	1634
Transmisión	454	1.024	465	1.054	490	1.194	585
Sub-transm.	357	1.053	376	1.194	449
Distribuc.1ª	581	1.193	693
Distribuc.2ª	1361
CMC Acumulado al nivel			1722		2120		2817		4722
Fracción CMC de "red local"					0.168		0.206		0.435

Fuente: elaboración de MEC sobre la base de : "Actualización de los costos marginales de capacidad de largo plazo del sector eléctrico". Grupo Interinstitucional de análisis de tarifas eléctricas. Diciembre de 2005

En este Cuadro, los **fp** son los factores de elevación por pérdidas (de potencia) de cada nivel, implícitos en los datos de la Gráfica 3 y que son casi iguales a los *fee* utilizados en el Modelo de Ingresos. La **Fracción CMC de "red local"** en la última fila es la proporción del **CMC Acumulado al nivel** que corresponde a la parte de red considerada "local". Esto es:

- para consumos en BT= 2,054 (Distribución primaria + secundaria) / 4,722 = 0.435;
- para consumos en MT = 581 (Distribución primaria) / 2,817 = 0.206;
- para consumos en AT= 357 (Sub-transmisión) / 2,120 = 0.168.

Estos resultados son similares en orden de magnitud a los valores asumidos en el modelo "Ingresos a CM.xls" para el factor FRI: 0.5, 0.3 y 0.2, respectivamente.

La expresión del CMC Acumulado hasta cierto nivel debe entenderse como un valor teórico de referencia, que solo sería aplicable, estrictamente, al caso de una demanda con factor de carga exactamente igual a la unidad. Es decir que, desde el punto de vista marginal, una *carga adicional* de 1 kW permanente, uniforme durante las 8,760 horas del año, sería responsable por un incremento en los costos igual al CMC Acumulado al nivel de tensión al que está conectada la carga.

Pero para estimar la responsabilidad en el costo de capacidad que le corresponde a un *incremento marginal* en la demanda del conjunto de los consumos de cierta categoría tarifaria, no necesariamente cabe considerar una responsabilidad plena en todos los costos marginales parciales por las funciones concurrentes al nivel de tensión considerado.

Como se ha dicho, el costo marginal de capacidad en un nivel de tensión se compone por el agregado de los costos marginales parciales de capacidad de generación y los de desarrollo de las redes de todos los niveles "aguas arriba" del considerado, afectados por los factores de elevación de pérdidas que correspondan.

Para las redes de cada nivel, se comienza determinando el costo anual de atender un incremento de 1kW en la demanda agregada máxima del año, pero luego es necesario establecer cómo se relaciona ese incremento de la demanda con las variaciones de las cargas individuales en distintos lugares de la red y en distintos momentos del año, y en consecuencia, cómo establecer responsabilidades en la inducción de aquél costo.

Un aspecto siempre difícil de resolver es cómo asignar o *distribuir temporalmente* los costos de capacidad del año.

Si bien es cierto que, considerado el sistema eléctrico en su conjunto, hay una correlación estrecha entre los costos marginales de capacidad y los incrementos del valor máximo anual de la demanda agregada, esto no significa que todo el costo incremental o marginal se explique por el estado de utilización de las instalaciones en ese solo momento en que se observa la máxima demanda. Hay que interpretar que ese valor de la demanda es un “indicador representativo” del conjunto extremadamente complejo de lo que acontece en los diferentes tramos o instalaciones que deben afrontar los requerimientos de una miríada de cargas independientes distribuidas por todo el sistema y que varían a lo largo de todo el año.

Para asignar temporalmente el costo de desarrollo de las redes no se dispone de una conceptualización que pueda representarse con un modelo de cálculo práctico razonable, aunque se pueden hacer consideraciones cualitativas generales que sirven de orientación para adoptar finalmente criterios empíricos de asignación temporal que son aceptables.

Sería tentador utilizar para los costos de redes los mismos asignadores temporales que se aplican para la capacidad de generación; pero éste no es un criterio que pueda sustentarse con rigor conceptual. El razonamiento correcto puede derivarse intentando dar respuesta a la siguiente pregunta:

¿cuál es la probabilidad de que un incremento marginal de la máxima demanda anual de una carga que aparece al azar en una locación cualquiera de la red en la hora h del año, ocasione la necesidad de ampliar la capacidad de la red para que ésta no “falle”?

No es posible cuantificar con precisión esa probabilidad, pero al menos en Distribución se puede razonar de la siguiente manera.

- Es *probable* que, sea cual sea la hora h , deban reforzarse las secciones de la red inmediatamente próximas al lugar donde se manifiesta el supuesto incremento en demanda marginal máxima (llamémosle “red local”, en el nivel de tensión al que se conecta dicha demanda).

- En las secciones de la red que se encuentran “aguas arriba” (niveles de tensión superiores al de la “red local”), es *improbable* que se requieran refuerzos de instalaciones si la hora h no coincide con los períodos en que esos niveles de red deben soportar la mayor demanda agregada.

La más simple aproximación cuantitativa a la distribución de probabilidades de falla de las redes que refleja el razonamiento precedente es la siguiente:

Considerar una distribución temporal uniforme de la probabilidad de falla para la “red local” y una probabilidad de falla concentrada solo en los períodos de Punta para los niveles de red “aguas arriba”.

Al asignar los costos de capacidad a los distintos grupos tarifarios que comparten un nivel de red, este razonamiento conduce finalmente a aplicar los tradicionales criterios de asignación por “picos no coincidentes” para los costos de capacidad de la “red local” y por “picos coincidentes” para los costos de capacidad que corresponden a los niveles “aguas arriba”.

Esta misma consideración de probabilidades se aplica para fundamentar la diferenciación en la estructura tarifaria de los precios de potencia en horas de punta y en horas fuera de punta.

El costo marginal de capacidad CMC acumulado a cierto nivel de red se puede fraccionar en $FRI \times CMC$ que corresponde a la “red local” y $(1-FRI) \times CMC$ que corresponde a los niveles “aguas arriba”. Con relación a los costos de capacidad, la curva de carga agregada de un grupo tarifario se caracteriza por su demanda máxima D_{max} y por la demanda que ocurre en el momento de punta del sistema, en los niveles “aguas arriba”, que es $RD \times D_{max}$ (donde RD es un *factor de coincidencia*: $RD = 1$ si D_{max} sucede justamente en el momento de punta del sistema y en todo otro caso es $RD < 1$). Entonces el costo de capacidad que se debe asignar al grupo tarifario en cuestión será $FRI \times CMC \times D_{max}$ por la parte de “red local” más $(1-FRI) \times CMC \times RD \times D_{max}$ por la parte de los niveles de red “aguas arriba”.

Entonces, la variación marginal de la carga agregada del grupo en $1kW$ ocasiona un incremento marginal en costo de capacidad $FRI \times CMC + (1-FRI) \times CMC \times RD$ con un incremento de consumo de $FC \times 8,760 kWh$, por lo que $CMCM$, el costo marginal de capacidad medio por kWh, resulta:

$$CMCM = \frac{CMC \times (FRI + (1 - FRI) * RD)}{8,760 * FC}$$

6. En cuanto a los factores de participación horaria, se verifica que en el modelo de CFE, "Ingreso a CM.xls", el promedio ponderado de los niveles de punta, intermedio y base no es igual a la unidad, como debería ser. Sin embargo, cabe mencionar que la diferencia es marginal y no implica un error considerable en los resultados. Es posible que se deba al redondeo de los valores de estos factores a dos decimales.

6. ACTUALIZACIÓN DEL CÁLCULO AL AÑO 2007

En esta sección se presentan las hipótesis asumidas para actualizar el cálculo de los ingresos tarifarios que se obtendrían mediante la aplicación de un esquema de tarifas a costo marginal considerando como base de cálculo el año 2007, y el modelo elaborado por CFE -"Ingresos a CM.xls"- con algunas modificaciones según los análisis presentados en la sección anterior. Se incluyen asimismo los resultados obtenidos.

La actualización del cálculo de ingresos se realizó con base en los costos marginales de largo plazo por el desarrollo de redes estimados para CFE en su conjunto. Esto significa que los costos y el ingreso calculado no se discriminan por región tarifaria. Por ello, los parámetros y datos de entrada corresponden al conjunto de CFE, actualizados al año 2007.

Cabe mencionar que en esta etapa del presente estudio tarifario no se dispone de los costos marginales para cada región tarifaria. Posteriormente, durante el desarrollo de próximas etapas de este estudio integral de tarifas, se deberán calcular los costos marginales para cada región tarifaria.

Asimismo, tal como ya se mencionó, los resultados presentados en este informe son preliminares, en la medida en que la determinación de los ingresos tarifarios a costo marginal está vinculada a etapas posteriores de este estudio tarifario. En particular, los mismos serán definidos cuando se finalice el cálculo de las tarifas teóricas (Tarea 2: Diseño de tarifas teóricas).

6.1. PARÁMETROS Y DATOS DE ENTRADA

Los datos de entrada y parámetros utilizados fueron calculados con base en información suministrada por CFE, y en informes previos realizados por el consultor en el marco del presente estudio integral de tarifas (los cuales son mencionados oportunamente en este informe).

6.1.1. VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR CATEGORÍA TARIFARIA

Para determinar las ventas de energía eléctrica por región tarifaria se agregaron las ventas de energía de cada división de distribución de CFE.

En el Cuadro 3 se muestra el mercado actualizado a diciembre de 2007 utilizado para la actualización de los ingresos tarifarios a costo marginal:

CUADRO 3 VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR CATEGORÍA TARIFARIA

Categoría Tarifaria	Sector de consumo	Energía Eléctrica vendida [MWh]
1	Doméstico	11,262,560
1A	Doméstico	1,853,998
1B	Doméstico	4,812,277
1C	Doméstico	9,170,633
1D	Doméstico	2,213,696
1E	Doméstico	3,511,005
1F	Doméstico	3,937,592
2	Comercial - General hasta 25 kW	9,126,674
3	Comercial - General superior a 25 kW	392,988
5	Alumbrado Público	316,340
5A	Alumbrado Público	3,282,500
6	Servicio público de bombeo de agua	1,241,263
7	Servicio temporal	14,392
9	Servicio de bombeo de agua para riego agrícola en BT	54,696
9M	Servicio de bombeo de agua para riego agrícola en MT	1,258,932
9CU	Servicio de bombeo de agua para riego agrícola cargo único	2,002,759
9N	Servicio de bombeo de agua para riego agrícola nocturno	4,431,247
OM	Industrial - General en MT hasta 100 kW	10,841,886
DAC	Doméstico de Alto Consumo	2,671,415
HM	Industrial - General en MT superior a 100 kW	42,374,945
HMC	Industrial - General en MT superior a 100 kW corta duración	120,456
HS	Industrial - General en AT nivel de ST	6,200,690
HSL	Industrial - General en AT nivel de ST larga duración	14,474,519
HT	Industrial - General en AT nivel de T	3,351,514
HTL	Industrial - General en AT nivel de T larga duración	11,537,663
LFC (extinguida)	Luz y Fuerza del Centro	44,720,000
TOTAL		195,176,640

Fuente: elaboración de MEC con base en CFE (CAVEZO, 2007)

6.1.2. FACTORES DE ELEVACIÓN POR PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y CAPACIDAD

Los factores de elevación por pérdidas de energía y capacidad que se utilizaron para la actualización del cálculo del costo marginal son consistentes con las del mencionado Informe N° 7. Las pérdidas de potencia surgen de las pérdidas de energía.

En el Cuadro siguiente se presentan los factores utilizados, por nivel de tensión:

CUADRO 4 FACTORES DE ELEVACIÓN POR PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y CAPACIDAD

Nivel de tensión	Factores de elevación por pérdidas de energía	Factores de elevación por pérdidas de potencia
BT	1.048	1.065
MT	1.021	1.025

AT	1.017	1.019
MAT	1.018	1.021

Fuente: elaboración de MEC sobre la base del Informe N° 7: Propuesta de pérdidas técnicas y no técnicas a considerar en el cálculo de los costos marginales (Noviembre de 2009, Estudio integral de tarifas eléctricas de México).

(*) **Nota:** el valor en BT corresponde sólo a las pérdidas técnicas. Sin embargo, cabe mencionar que en este nivel de tensión existen además pérdidas no técnicas, las cuales no se incluyen para la determinación de los ingresos a costo marginal. Las pérdidas no técnicas también se consideran un ingreso potencial, y el nivel de las mismas es consistente con el Informe N° 7: Propuesta de pérdidas técnicas y no técnicas a considerar en el cálculo de los costos marginales (Noviembre de 2009, Estudio integral de tarifas eléctricas de México).

Los factores detallados en el cuadro anterior corresponden a las pérdidas de energía y se utilizan para calcular los costos marginales de energía por bloque horario de cada nivel de tensión a partir de los costos de generación. En el caso del costo por capacidad, los factores de pérdidas que se utilizan son los correspondientes a las pérdidas de potencia que surgen del balance de energía y potencia. De esta manera, en la actualización del cálculo del ingreso a costo marginal se utilizan factores de elevación con base en las pérdidas de energía para el costo marginal de energía por bloque horario y nivel de tensión, y con base en a las pérdidas de potencia para calcular el costo marginal de capacidad por nivel de tensión.

Los costos marginales se determinan sobre la base de la energía operada en cada nivel de tensión, es decir, las ventas más las pérdidas en dicho nivel; por lo tanto, en la determinación de los ingresos a costos marginal se deben considerar todas las pérdidas hasta ese nivel inclusive.

En el caso de las pérdidas producidas en BT, se discriminan en técnicas y no técnicas, y se calculan para estas últimas los costos marginales de energía y capacidad. De esta manera, se consideran las pérdidas no técnicas como un consumo no facturado, pero que igualmente requiere el uso de las instalaciones y se calcula así el ingreso potencial que debería ser percibido por la empresa.

6.1.3. PROPORCIÓN DE VENTAS EN BAJA TENSIÓN EN EL CASO DE LAS TARIFAS CON SUMINISTRO EN MT Y BT

Para la tarifas que tienen suministro tanto en MT como en BT (5, 5A, 6, 9CU y 9N), la proporción de ventas en BT se estimó para el total de CFE considerando para cada tipo de tarifa 5, 5A, 6, 9CU y 9N la energía vendida en BT y la energía vendida total.

En el Cuadro siguiente se muestra la participación de las ventas de energía en BT y MT en el total de ventas por tipo de tarifa seleccionada:

CUADRO 5 PROPORCIÓN DE VENTAS DE ENERGÍA POR NIVEL DE TENSIÓN (TARIFAS 5, 5A, 6, 9CU, 9N) [%]

Categoría Tarifaria	Nivel de Tensión	Proporción de ventas
5	BT	33%

	MT	67%
5A	BT	82%
	MT	18%
6	BT	50%
	MT	50%
9CU	BT	3%
	MT	97%
9N	BT	2%
	MT	98%

Fuente: elaboración de MEC con base en CFE (CAVEZO, 2007)

6.1.4. COSTOS MARGINALES

Se determinaron los costos marginales por sector de consumo teniendo en cuenta:

- El Costo Marginal de Energía de Punta (CMEP) en \$Mx/kWh de Generación.
- El Costo Marginal de Energía de Intermedia (CMEI) en \$Mx/kWh de Generación.
- El Costo Marginal de Energía de Base (CMEB) en \$Mx/kWh de Generación.
- El Costo Marginal de Capacidad (CMC) en \$Mx/kW-año para los niveles de tensión en baja (BT), media (MT), alta (AT) y muy alta (MAT).

Para el cálculo de los Costos Marginales de Energía se utilizó la siguiente fórmula:

$$CME_i^H = CME_{i-1}^H * fee_i$$

Donde fee_i es el factor de elevación de energía para el nivel de tensión i (MAT, AT, MT, BT).

Por otra parte, para el cálculo de los Costos Marginales de Capacidad, se deben agregar los costos marginales en cada nivel (generación y transporte para MAT; generación, transporte y subtransmisión para AT, generación, transporte, subtransmisión y distribución primaria para MT; y generación, transporte, subtransmisión, distribución primaria, y distribución secundaria para BT):

$$CMC_i = (CMC_{i-1} + FCMC_i) * fec_i$$

Donde:

- CMC_i es el Costo Marginal de Capacidad acumulado para el nivel de tensión i (MAT, AT, MT, BT), en \$Mx/kWh;
- CMC_{i-1} es el Costo Marginal de Capacidad acumulado correspondiente al nivel de tensión superior al que se está calculando i (Generación, MAT, AT, MT, BT).
- $FCMC_i$ es la fracción del Costo Marginal de Capacidad de "red local" asociado al nivel de tensión i correspondiente (MAT, AT, MT, BT)

- fec_i es el factor de elevación de potencia o capacidad para el nivel de tensión i (MAT, AT, MT, BT).

Los costos marginales al año 2007 en cada etapa de suministro se estimaron según las siguientes consideraciones: los costos marginales de generación son los incluidos en el ya mencionado Informe N° 18; los costos marginales de, transmisión, subtransmisión y distribución utilizados en el cálculo que se presenta en este informe son valores preliminares, dado que los estudios respectivos aún no han sido finalizados.

Las pérdidas de energía son consistentes con las incluidas en el ya mencionado Informe N° 7.

En los cálculos presentados en esta sección, se incorpora el CMC del nivel de Generación, y los restantes costos se calculan incorporando sucesivamente, para cada nivel de tensión, las pérdidas y los costos marginales de capacidad de largo plazo correspondientes a dicho nivel.

En las dos tablas siguientes se muestran los costos marginales de energía y capacidad:

CUADRO 6 COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA Y CAPACIDAD POR NIVEL DE TENSIÓN

Nivel de Tensión	CMEP [\$Mx/kWh]	CMEI [\$Mx/kWh]	CMEB [\$Mx/kWh]	CMC [\$Mx/kWh]
BT	0.824	0.782	0.738	4,806
MT	0.786	0.746	0.704	3,157
AT	0.770	0.731	0.689	2,010
MAT	0.757	0.719	0.678	1,259
Generación	0.744	0.706	0.666	763

Fuente: elaboración de MEC

6.1.5. FACTORES DE CARACTERIZACIÓN

Se definieron los siguientes factores de caracterización de la demanda:

- Patrones de consumo:
 - Nivel de punta (NP) definido por la relación entre la demanda media de potencia del período de punta y la demanda media de potencia mensual.
 - Nivel intermedio (NI) definido por la relación entre la demanda media de potencia del período intermedio y la demanda media de potencia mensual.
 - Nivel de base (NB) definido por la relación entre la demanda media de potencia del período base y la demanda media de potencia mensual.

Los factores que reflejan los patrones de consumo se calcularon con base en las curvas de carga de los distintos sectores de consumo comprendidos por las categorías tarifarias, en consistencia con lo determinado en el ya mencionado Informe N° 2. Se verificó que el promedio ponderado sea igual a la unidad.

- Factor de carga (FC) definido como la relación entre la demanda media de potencia y la demanda máxima de potencia.

Los factores de carga de las distintas categorías tarifarias se calcularon con base en las curvas de carga registradas en el año 2007 de los distintos sectores de consumo comprendidos en las mismas, en consistencia con lo determinado en el Informe N° 2.

- Relación de demandas (RD) definido por la relación entre la demanda de potencia en el período de punta y la demanda máxima de potencia.

Los factores de relación de demanda de las distintas categorías tarifarias que indican coincidencia se calcularon con base en las curvas de carga registradas en el año 2007 de los distintos sectores de consumo comprendidos en las mismas, en consistencia con lo determinado en el Informe N° 2.

- Factor de reducción intermedio (FRI) que se utiliza para el cálculo de la demanda facturable de las tarifas horarias. Los FRI de los niveles BT y MT se estimaron para cada nivel de tensión como la relación entre la fracción CMC de “red local” y el CMC Acumulado al nivel que corresponde a la parte de red considerada “local”:

$$FRI_i = FCMC_i * CMC_i$$

Siendo FRI_i el Factor de reducción intermedio correspondiente al nivel de tensión i (MT, BT).

CUADRO 7 FRI POR NIVEL DE TENSIÓN (BT Y MT)

Nivel de Tensión	Fracción de CMC de red local [\$/kW]	CMC Acumulado [\$/kW]	FRI
BT	2,611	4,806	0.543
MT	1,097	3,157	0.347

Fuente: elaboración de MEC

En el caso de MAT y AT estos factores se consideraron igual a cero, dado que el efecto de red local en estos niveles de tensión no puede identificarse fácilmente, aunque se sabe que es marginal comparado con las redes de distribución.

Expresado en los términos usuales de los criterios de asignación de costos de capacidad por grupo tarifario basados en el balance de energía y potencia, esto equivale a considerar que los costos de desarrollo de las redes de distribución (MT y BT) se asignan entre los grupos por “picos no coincidentes” de las respectivas curvas de carga agregada, mientras que los de transmisión y sub-transmisión (MAT y AT) se asignan por “picos coincidentes” en el momento de máxima demanda del sistema eléctrico.

- Horas anuales por período horario, según el ya mencionado Informe N° 10:

- HP horas del periodo de punta: igual a 4 / 24 horas
- HI horas del periodo intermedio: igual a 13 / 24 horas
- HB horas del periodo de base: igual a 7 / 24 horas

6.2. RESULTADOS

Sobre la base de las consideraciones efectuadas en la sección precedente se calculó para cada tipo de tarifa el costo marginal de energía medio (CMEM), el costo marginal de capacidad medio (CMCM), y el costo marginal medio (CMM) resultante de la suma de los dos anteriores, para lo cual se aplicaron las fórmulas definidas en la sección 4.2 del presente informe.

En el cuadro siguiente se muestran los ingresos obtenidos por tipo de tarifa considerando como año de cálculo el 2007:

CUADRO 8 COSTOS MARGINALES MEDIOS E INGRESOS TOTALES POR TIPO DE TARIFA

Categoría Tarifaria	Ventas [GWh]	CM = CME + CMC [\$Mx/kWh]	CME [\$Mx/kWh]	CMC [\$Mx/kWh]	Ingresos = Ventas x CM [Mill. \$Mx]
1	11,263	1.61	0.78	0.84	18,185
1A	1,854	1.61	0.78	0.84	2,994
1B	4,812	1.61	0.78	0.84	7,770
1C	9,171	1.61	0.78	0.84	14,807
1D	2,214	1.61	0.78	0.84	3,574
1E	3,511	1.61	0.78	0.84	5,669
1F	3,938	1.61	0.78	0.84	6,358
DAC	2,671	1.61	0.78	0.84	4,313
2	9,127	1.46	0.78	0.69	13,367
3	393	1.46	0.78	0.69	576
5	316	1.59	0.74	0.85	503
5A	3,283	1.79	0.76	1.03	5,883
6	1,241	1.79	0.76	1.03	2,224
7	14	1.46	0.78	0.69	21
9	55	1.41	0.78	0.63	77
9M	1,259	1.16	0.74	0.41	1,457
9CU	2,003	1.17	0.74	0.42	2,335
9N	4,431	1.16	0.74	0.42	5,149
OM	10,842	1.13	0.74	0.39	12,229
HM	42,375	1.13	0.74	0.39	47,813
HMC	120	1.13	0.74	0.38	136
HS	6,201	0.94	0.73	0.21	5,842
HSL	14,475	0.94	0.73	0.21	13,638
HT	3,352	0.85	0.72	0.13	2,841
HTL	11,538	0.85	0.72	0.13	9,782
LFC (extinta)	44,720	0.92	0.72	0.21	41,228

Categoría Tarifaria	Ventas [GWh]	CM = CME + CMC [\$Mx/kWh]	CME [\$Mx/kWh]	CMC [\$Mx/kWh]	Ingresos = Ventas x CM [Mill. \$Mx]
Total	195,177	1.17	0.74	0.43	228,770
PNT	3,032				4,832
Total potencial (Total + PNT)	198,209				233,602

Fuente: elaboración de MEC con base en CFE (archivo CAVEZO 2007), y estimaciones de MEC

Nota: PNT son las pérdidas no técnicas

Las fila correspondiente a las pérdidas no técnicas (PNT) representa las ventas y los ingresos de energía adicionales que CFE podría percibir si no existiesen pérdidas no técnicas. La última fila representa los ingresos totales potenciales, los cuales incluyen estas pérdidas. Es decir, debido a la existencia de pérdidas no técnicas por 3,032 GWh, CFE deja de percibir \$Mx 4,832 millones; esto es, recuperando ventas de energía por 1.53% del total, se incrementarían los ingresos por ventas en 2.07%.

En el cuadro siguiente se muestran los ingresos obtenidos por tipo de consumidor:

CUADRO 9 COSTOS MARGINALES MEDIOS E INGRESOS TOTALES POR TIPO DE CONSUMO

Sector	Ventas [GWh]	CM = CME + CMC [\$Mx/kWh]	CME [\$Mx/kWh]	CMC [\$Mx/kWh]	Ingresos = Ventas x CM [Mill. \$Mx]
Residencial	39,433	1.61	0.78	0.84	63,670
Comercial	9,534	1.46	0.78	0.69	13,964
Servicios	4,840	1.78	0.76	1.02	8,610
Agrícola	7,748	1.16	0.74	0.42	9,018
Media	53,337	1.13	0.74	0.39	60,178
Alta	35,564	0.90	0.72	0.18	32,104
LFC (extinta)	44,720	0.92	0.72	0.21	41,228
Total	195,177	1.17	0.77	0.43	228,770

Fuente: elaboración de MEC con base en CFE (archivo CAVEZO 2007), y estimaciones de MEC

Nota: este total no incluye los ingresos potenciales relacionados con las pérdidas no técnicas

7. CONCLUSIONES

Del análisis del modelo provisto por CFE, "Ingresos a CM.xls", se observa:

- El modelo incluye los costos marginales de capacidad acumulados a nivel de BT, MT, AT y MAT; pero no se encuentran especificados los costos marginales parciales correspondientes a la capacidad de generación y al costo de desarrollo de cada uno de los niveles de red, a partir de los cuales se calculan los costos de capacidad acumulados para los distintos niveles de tensión. Esto implica que no es posible verificar el origen de la estructura de costos marginales de capacidad para el SIN, Baja California y Baja California Sur ya que los mismos no están explícitos.

- Debería tenerse en cuenta la discriminación entre pérdidas técnicas y no técnicas, dado que para estas últimas resulta necesario calcular sus costos marginales de energía y capacidad, ya que, a pesar de ser energía no facturada requiere el uso de las instalaciones. De esta manera, se calcula un ingreso potencial que la empresa distribuidora podría percibir si se reducen este tipo de pérdidas.
- No se encuentran explicitados los supuestos respecto a los FRI utilizados en el modelo. Sin embargo, a juicio del consultor, los valores incluidos en el modelo son razonables.
- En el modelo de CFE, el promedio ponderado de los factores de participación horaria en los niveles de punta, intermedio y base no es igual a la unidad, como debería ser. Esto puede producirse al redondear los valores de estos factores a dos decimales. Sin embargo, aún cuando la diferencia en marginal, es necesario asegurar que esta igualdad se cumpla.

En esta estimación preliminar de los ingresos a costo marginal de CFE, se consideró como base el modelo "Ingreso a CM.xls" elaborado por el Organismo. Se actualizaron los datos al año 2007 y se propusieron algunas modificaciones menores. Los resultados obtenidos de dicha estimación preliminar permiten concluir que, en términos de estructura, no hay cambios significativos en los ingresos de cada categoría tarifaria respecto a los resultados obtenidos por CFE en el mencionado modelo.

Las tarifas de uso comercial (2, 3 y 7) y de riego agrícola (9, 9M, 9CU y 9N) son las que experimentan una mayor variación en la distribución de los ingresos, con caídas del 15% y 12% respectivamente; mientras la participación de las tarifas en AT (HS, HSL, HT, HTL) en los ingresos totales alrededor de 6.5%. Lo anterior puede observarse en los Cuadros siguientes.

En el Cuadro 10 se presenta una comparación de la distribución de los ingresos totales por tipo de tarifa, del modelo ajustado con los valores de 2007 presentado en esta sección, y del modelo de CFE, "Ingresos a CM.xls".

CUADRO 10 DISTRIBUCIÓN COMPARADA DE LOS INGRESOS POR TIPO DE TARIFA

CT	Modelo Ajustado 2007	Modelo CFE
1	9.70%	10.71%
1A	1.60%	1.75%
1B	4.14%	4.39%
1C	7.90%	7.20%
1D	1.91%	1.76%
1E	3.02%	2.69%

CT	Modelo Ajustado 2007	Modelo CFE
1F	3.39%	2.93%
DAC	2.30%	2.66%
2	7.13%	8.34%
3	0.31%	0.44%
5	0.27%	0.26%
5A	3.14%	3.05%
6	1.19%	1.16%
7	0.01%	0.03%
9	0.04%	0.04%
9M	0.78%	1.11%
9CU	1.25%	2.61%
9N	2.75%	1.71%
OM	6.52%	6.69%
HM	25.49%	24.31%
HMC	0.07%	0.08%
HS	3.12%	3.19%
HSL	7.27%	6.73%
HT	1.52%	1.05%
HTL	5.22%	5.09%

Fuente: elaboración de MEC con base en CFE (archivo CAVEZO 2007 y modelo "Ingreso a CM.xls"), y estimaciones de MEC

Nota: en el cálculo de la distribución por tipo de tarifa presentado en este Cuadro no se consideraron los ingresos provenientes de las ventas a LFC con el objeto de efectuar una comparación homogénea con el modelo elaborado por CFE, que no incluyó estos ingresos.

Finalmente, en el Cuadro 11 se presenta una comparación de la distribución de los ingresos totales por sector de consumo, del modelo ajustado con los valores de 2007 presentado en esta sección, y del modelo de CFE.

CUADRO 11 DISTRIBUCIÓN COMPARADA DE LOS INGRESOS POR TIPO DE CONSUMO

Sector	Modelo Ajustado 2007	Modelo CFE 2006
Residencial	33.95%	34.09%
Comercial	7.45%	8.81%
Servicios	4.59%	4.47%
Agrícola	4.81%	5.48%
Media	32.09%	31.08%
Alta	17.12%	16.06%

Fuente: elaboración de MEC con base en CFE que documento, y estimaciones de MEC.

Nota: en el cálculo de la distribución por tipo de tarifa presentado en este Cuadro no se consideraron los ingresos provenientes de las ventas a LFC (extinta) con el objeto de efectuar una comparación homogénea con el modelo elaborado por CFE, que no incluyó estos ingresos.

Se aprecia que las tarifas de uso doméstico (1 a 1F), de servicios (5, 5A y 6) y las tarifas en MT (OM, HM, HMC), en cuanto a responsabilidad en la determinación de los ingresos totales, se mantienen casi constantes en ambos modelos.

Por último, interesa mencionar que los resultados de ingresos tarifarios presentados en este informe constituyen un ejercicio preliminar, en la medida en que los ingresos definitivos resultantes de la aplicación de tarifas a costo marginal surgirán de la aplicación de las tarifas teóricas –las cuales serán diseñadas en próximas etapas de este estudio integral de tarifas– al mercado de referencia.

FINANCIA