

MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES



ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

TAREA 3 INFORMES N° 41 y N° 43 - DETERMINACIÓN DE COSTOS DE SUMINISTRO MEDIOS A CLASES DE USUARIOS, Y DETERMINACIÓN DE TARIFAS OBJETIVO

Preparada para:



ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

INFORMES N° 41 y N° 43 - DETERMINACIÓN DE COSTOS DE SUMINISTRO MEDIOS A CLASES DE USUARIOS, Y DETERMINACIÓN DE TARIFAS OBJETIVO

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	6
1. INTRODUCCIÓN	11
2. DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS TOTALES	16
3. DETERMINACIÓN DE LOS INGRESOS MARGINALES	18
4. TRATAMIENTO DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	19
5. DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES DE AJUSTE	21
5.1. SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	21
5.2. BAJA CALIFORNIA SUR	22
6. TARIFAS OBJETIVO	23
7. COSTOS MEDIOS POR GRUPO DE USUARIOS	34
8. COMENTARIOS FINALES	35

ÍNDICE DE FIGURAS, GRÁFICAS Y CUADROS

Figura 1 El proceso de determinación de tarifas eléctricas	13
Gráfica 1 Distribución de los ingresos por región tarifaria [2007]	36
Gráfica 2 Distribución de los ingresos por componente de la tarifa [2007]	37
Gráfica 3 Distribución de los ingresos por tipo de actividad [2007]	37
Gráfica 4 Producto Tarifario por Componente [2007]	39
Cuadro 1 Detalle de costos totales [miles de \$ Mx de 2007]	17
Cuadro 2 Ingresos Marginales [miles de \$ Mx de 2007]	18
Cuadro 3: PNT por región tarifaria [MWh-año, 2007]	19
Cuadro 4 Valorización de PNT [miles de \$ Mx de 2007]	20
Cuadro 5 Ingresos Marginales ajustados por las pérdidas no técnicas [miles de \$ Mx de 2007]	20
Cuadro 6 Ingresos Objetivo SIN [miles de \$ Mx de 2007]	22
Cuadro 7 Ingresos Objetivo BCS [miles de \$ Mx de 2007]	23
Cuadro 8 Región Tarifaria Baja California: cuadro tarifario objetivo [2007]	26
Cuadro 9 Región Tarifaria Baja California Sur – cuadro tarifario objetivo [2007]	27
Cuadro 10 Región Tarifaria Norte: cuadro tarifario objetivo [2007]	29
Cuadro 11 Región Tarifaria Noreste: cuadro tarifario objetivo [2007]	30
Cuadro 12 Región Tarifaria Noroeste: cuadro tarifario objetivo [2007]	31
Cuadro 13 Región Tarifaria Peninsular: cuadro tarifario objetivo [2007]	32
Cuadro 14 Región Tarifaria Sur: cuadro tarifario objetivo [2007]	33
Cuadro 15 Costos totales por tipo de tarifa [miles de \$ Mx de 2007]	34
Cuadro 16 Tarifa media (objetivo) por tipo de tarifa y región tarifaria [\$ Mx/kWh de 2007]	35
Cuadro 17 Estructura de los ingresos tarifarios por tipo de actividad y por región tarifaria [2007]	38

ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

INFORMES N° 41 y N° 43 - DETERMINACIÓN DE COSTOS DE SUMINISTRO MEDIOS A CLASES DE USUARIOS, Y DETERMINACIÓN DE TARIFAS OBJETIVO

GLOSARIO

AT: Alta Tensión

BT: Baja Tensión

CFE: Comisión Federal de Electricidad

CMLP: Costo Marginal de Largo Plazo

CRE: Comisión Reguladora de Energía

LFC: Luz y Fuerza del Centro

MT: Media Tensión

OyM: Operación y Mantenimiento

ST: SubTransmisión

TdR: Términos de Referencia.

USD: dólares norteamericanos (*United State Dollars*).

\$Mx: pesos mexicanos

FAGT: Factor de Ajuste único de los procesos de Generación y Transmisión de la CFE

CTGT: Costo contable anual de los procesos de generación y transmisión de la CFE, el que incluye la asignación de costos indirectos a los procesos de generación y transmisión.

RCMLPGT: Recaudación de los procesos de generación y transmisión de la CFE cuando a la demanda que enfrentan se les aplican los costos marginales de largo plazo de los proceso de generación y transmisión.

FAD: Factor de ajuste único de los procesos de subtransmisión y distribución, calculado para CFE.

CTD: Costo contable total de los procesos de subtransmisión y distribución de CFE.

RCMLPD: Recaudación de los procesos de subtransmisión y distribución de la CFE, cuando a la demanda de energía y capacidad que enfrentan se les aplican los CMLP de los procesos de subtransmisión y de distribución.

FINAL

ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

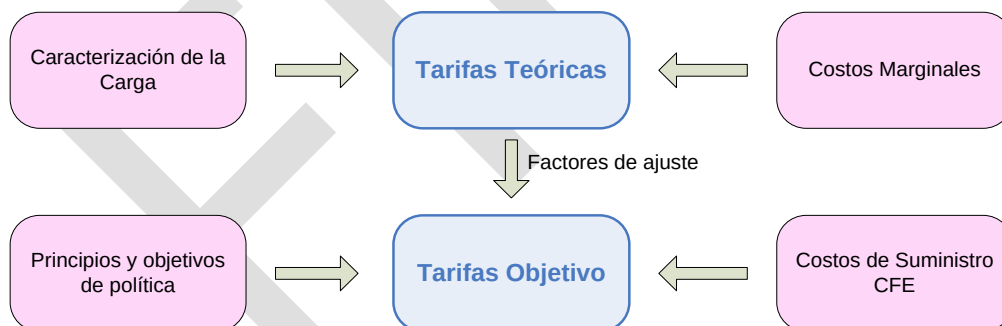
INFORMES N° 41 y N° 43 - DETERMINACIÓN DE COSTOS DE SUMINISTRO MEDIOS A CLASES DE USUARIOS, Y DETERMINACIÓN DE TARIFAS OBJETIVO

RESUMEN EJECUTIVO

El presente informe forma parte de la Tarea 3: determinación de los costos actuales y de las tarifas objetivo.

Las tarifas objetivo representan una estructura basada en los costos marginales, las cuales brindan señales de eficiencia económica, y permiten recuperar los costos de suministro contables de CFE.

EL PROCESO DE DETERMINACIÓN DE TARIFAS ELÉCTRICAS



Fuente: elaboración de MEC.

El proceso de determinación de las tarifas objetivo incluye los siguientes pasos:

- Se determinan las **tarifas teóricas** teniendo bajo consideración el comportamiento de la carga de los distintos tipos de usuarios y los costos marginales de energía y capacidad del sistema eléctrico, calculados para cada etapa de suministro (generación, transmisión, subtransmisión, distribución primaria y distribución secundaria). La misma representa condiciones ideales técnico-económicas, indicando así la estructura deseable. La metodología anterior implica el cumplimiento de diversas hipótesis implícitas en los modelos para el cálculo de los costos marginales las cuales incluyen, entre otras, una proyección de la demanda de electricidad, la ejecución del programa de inversiones óptimo, las proyecciones de precios de los insumos (destacando en particular los combustibles y el tipo de cambio), la ausencia de avance tecnológico. **La tarifa teórica es la referencia para la definición de la estructura tarifaria.**
- Mediante la aplicación de los cuadros tarifarios que surgen del diseño de estas tarifas teóricas al mercado de referencia del año 2007, se determinaron los ingresos a costo marginal (teóricos); es decir, la recaudación de los distintos procesos de CFE, cuando a la demanda de energía y capacidad que enfrentan se les aplican los CMLP correspondientes.
- Posteriormente, se determinaron los costos de suministro del Organismo, con base en la contabilidad del año 2007.
- Se calcularon los factores de ajuste, los cuales surgen de la relación entre los costos contables y los ingresos a costo marginal. Específicamente, se determinó un factor de ajuste único para los procesos de generación, transmisión y subtransmisión, y otro para distribución (primaria y secundaria).
- Con estos factores, en el presente informe, se ajustan las tarifas teóricas (nivel) a efecto de asegurar que las mismas recuperen la totalidad de los costos de suministro contables de CFE y se obtienen las **tarifas objetivo**. Lo anterior implica ajustar las tarifas teóricas para cada grupo de usuarios de CFE multiplicando cada uno de los CMLP (de generación, transmisión, subtransmisión y distribución primaria y secundaria) por los respectivos factores de ajuste.

- Las tarifas objetivo se obtienen a partir de las tarifas teóricas –indicando la estructura tarifaria deseable- y considerando el equilibrio financiero de la proveedora del servicio – indicando el nivel tarifario medio adecuado. De esta forma, la tarifa objetivo contempla adecuadamente la teoría económica, dado que considera todos los objetivos de eficiencia económica (primer óptimo), además de tratar de forma racional los aspectos de sustentabilidad financiera del proveedor del servicio (segundo óptimo).

Por último, interesa mencionar que en un informe posterior, se adecuarán las tarifas objetivo aquí presentadas, a efectos de incorporar en las mismas consideraciones particulares sobre las modalidades de efectiva aplicación tarifaria en condiciones operativas prácticas. En particular se considerarán aspectos asociados con su aplicación, en lo que respecta a dar una señal de estacionalidad en los cargos de potencia, y adicionalmente la definición de opciones tarifarias para algunos de los grupos de usuarios. Dichas tarifas de aplicación deberán permitir recuperar los mismos ingresos que las tarifas objetivo presentadas en este informe. Los factores que surgen de la aplicación de las formulas previstas en la metodología para el caso del SIN son los siguientes:

$$FAGTST_{ajustado} = CTGTST / RCMLPGTST_{ajustado} \quad 1.2739$$

$$FAD_{ajustado} = CTD / RCMLPD_{ajustado} \quad 1.4758$$

Para Baja California Sur se calculó un factor general que relaciona los costos totales de generación, subtransmisión y distribución primaria y secundaria, con el siguiente resultado:

$$FATOTAL = CTOTAL / RCMLPTOTAL \quad 1.0665$$

Los costos medios, o tarifa media (costos totales por unidad de energía) resultantes de la aplicación de las tarifas objetivo al mercado de referencia del año 2007 se muestran en el Cuadro siguiente:

TARIFA MEDIA (OBJETIVO) POR TIPO DE TARIFA Y REGIÓN TARIFARIA [\$ Mx/kWh2007]

Nivel de Tensión / Categoría Tarifaria	Baja California	Baja California Sur		Norte	Noreste	Noroeste	Peninsular	Sur	LFC - extinta	Tarifa Media [\$Mx/kWh]
		Verano	Fuera de Verano							
BT	1.5342	2.5804	1.8320	1.9832	1.6533	1.8420	1.8604	2.1824	-	1.9723
DB1	1.9397	2.8136	1.8670	2.1583	1.8157	2.0997	2.0290	2.3817	-	2.2710
DB2	1.4607	2.5586	1.8969	2.0341	1.6281	1.8621	1.8668	2.2724	-	1.9248
PDBT	1.6096	2.7829	1.8269	1.8618	1.6454	1.5996	1.7719	1.7723	-	1.7464
GDBT	1.4346	2.3047	1.5688	1.6650	1.5761	1.5543	1.6255	1.6885	-	1.6529
APBT	1.6533	2.0411	1.5866	1.8697	1.5938	2.1302	1.7212	2.2779	-	2.0836
RABT	1.4083	2.4546	1.6039	1.4807	1.4061	1.4211	1.6097	1.5611	-	1.5169
MT	1.3925	2.4603	1.5816	1.3929	1.3552	1.3992	1.4470	1.4385	-	1.4163
GDMT	1.4001	2.4983	1.6185	1.4293	1.3545	1.4182	1.4409	1.4303	-	1.4178
APMT	1.3368	1.7245	1.2832	1.4519	1.3324	1.7859	1.3866	1.8824	-	1.7152
RAMT	1.2736	2.2773	1.4510	1.2930	1.4069	1.2828	1.9394	1.4169	-	1.3646
ST	1.0476	1.9403	1.2282	1.0800	1.0433	1.0853	1.0575	1.0410	-	1.0478
GST	1.0476	1.9403	1.2282	1.0800	1.0433	1.0853	1.0575	1.0410	-	1.0478
AT	0.9968	-	-	0.9604	0.9594	0.9521	1.0148	0.9500	0.9504	0.9514
GT	0.9968	-	-	0.9604	0.9594	0.9521	1.0148	0.9500	0.9504	0.9514

Fuente: elaboración de MEC con datos de CFE.

Nota: DB1 es Doméstica Bloque 1 (para consumos hasta 150 kWh/mes); Doméstica Bloque 2 (consumos superiores a 150 kWh/mes); PDBT es Pequeñas Demandas en Baja Tensión; GDBT es Grandes Demandas en Baja Tensión; APBT es Alumbrado Público en Baja Tensión; RABT es Riego Agrícola en Baja Tensión; GDMT es Grandes Demandas en Media Tensión, APMT es Alumbrado Público en Media Tensión; RAMT es Riego Agrícola en Media Tensión; GST es Grandes Demandas de Sub-transmisión y GT es Grandes Demandas en Transmisión.

Es importante mencionar que, como resultado de la aplicación de la metodología, las pérdidas no técnicas impactan en las tarifas de distribución (media y baja tensión), que es en el proceso donde se producen, por lo tanto, los usuarios que están conectados a la red de transmisión o de subtransmisión no verán reflejado en sus tarifas objetivo el impacto de la recuperación de las pérdidas no técnicas. La aplicación de un solo factor de ajuste para distribución, implica que las tarifas objetivo de los usuarios conectados en media y baja tensión sufren el impacto de las pérdidas no técnicas.

Por esta razón se modificó el criterio adoptado en informes previos respecto a que las pérdidas no técnicas se adjudicaban únicamente a baja tensión. En efecto, en general, la mayoría de las pérdidas no técnicas se producen en el nivel de baja tensión. Sin embargo, la determinación de los factores de ajuste y los criterios para la definición de los mismos, tiene relación con la disponibilidad de información contable. En este sentido, tal como se comentó en los Informes N°

38 y N° 39, la información contable de distribución desagregada por nivel de tensión tiene algunas debilidades, por lo cual, se consideró conveniente, para la determinación de los factores de ajuste, utilizar datos contables agregados para los niveles de media y baja tensión. Dado que se calculó un único factor de ajuste para el nivel de distribución primaria y secundaria, el efecto de las pérdidas no técnicas en las tarifas objetivo impacta tanto a los usuarios conectados en baja tensión como a aquellos conectados en media tensión.

Como ya se mencionó, con el objetivo de definir cargos orientados a la aplicación, se adaptarán los cuadros tarifarios que se presentan en este informe de manera que contengan señales de consumo y adicionalmente se adapten a la medición disponible en cada una de las categorías tarifarias propuestas. Este análisis será presentado en el Informe N° 35 del presente estudio tarifario.

Por ejemplo, en la estructura tarifaria objetivo de aplicación, para el caso de las categorías tarifarias residenciales con medición de una única energía, se podrá proponer el agrupamiento de los cargos por bloque horario de punta, intermedio y base, según la curva promedio de la categoría, y adicionalmente, se analizará la incorporación del cargo por capacidad como parte del cargo variable, identificando la proporción que será incorporada en la estación de verano y en la de invierno según las características de cada una de las regiones tarifarias analizadas.

El Consultor entiende que en este momento no se justifican tarifas estacionales dado que, según la planeación a mediano-largo plazo informada por CFE, no se verifican fuertes diferencias en los precios de abastecimiento a lo largo del año (variaciones de aproximadamente un 5%, que son del orden de las imprecisiones en los cálculos y la incertidumbre de la información de base). Sin embargo, una vez se reciba información adicional necesaria para esto (en particular, los resultados de la campaña de medición de curvas de carga de clientes en desarrollo) se podrán elaborar cuadros tarifarios estacionales (verano y fuera de verano) para las categorías y regiones tarifarias del SIN en las que esto resulte justificado. Sin perjuicio de estos comentarios, los resultados presentados en el Informe N° 34 son representativos de los valores promedio del año: los cuadros tarifarios teóricos, los ingresos tarifarios resultantes de la aplicación de los mismos en el año de referencia 2007 y las tarifas medias por categoría tarifaria, son todos resultados pertinentes y suficientes para su comparación con las tarifas vigentes y para definir los ajustes necesarios hacia las tarifas objetivo. En este sentido, los factores de ajuste que se presentan en este informe deben considerarse representativos de un período anual.

ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

INFORMES N° 41 Y N° 43 - DETERMINACIÓN DE COSTOS DE SUMINISTRO MEDIOS A CLASES DE USUARIOS, Y DETERMINACIÓN DE TARIFAS OBJETIVO

1. INTRODUCCIÓN

El presente informe forma parte de la Tarea 3: determinación de los costos actuales y de las tarifas objetivo.

Específicamente, en este informe se presentan los resultados de los siguientes puntos de los Términos de Referencia del presente estudio integral de tarifas eléctricas en México:

- Actividad 3.1.3: asignación de los costos totales a las clases de usuarios.
- Actividad 3.2.1: cálculo de los factores de ajuste de las tarifas teóricas.
- Actividad 3.2.2: cálculo de las tarifas objetivo.

El proceso de determinación de tarifas, según los TdR, incluyó los siguientes pasos:

- 1) En primer lugar se determinaron las **tarifas teóricas** (estructura y nivel) teniendo bajo consideración el mercado existente y las características de la carga de los distintos tipos de usuarios (curvas de carga), y aplicando los costos marginales calculados para cada etapa de suministro. Éstas han sido presentadas en el *Informe N° 34 - Determinación de tarifas teóricas basadas en costos marginales de energía y capacidad*.

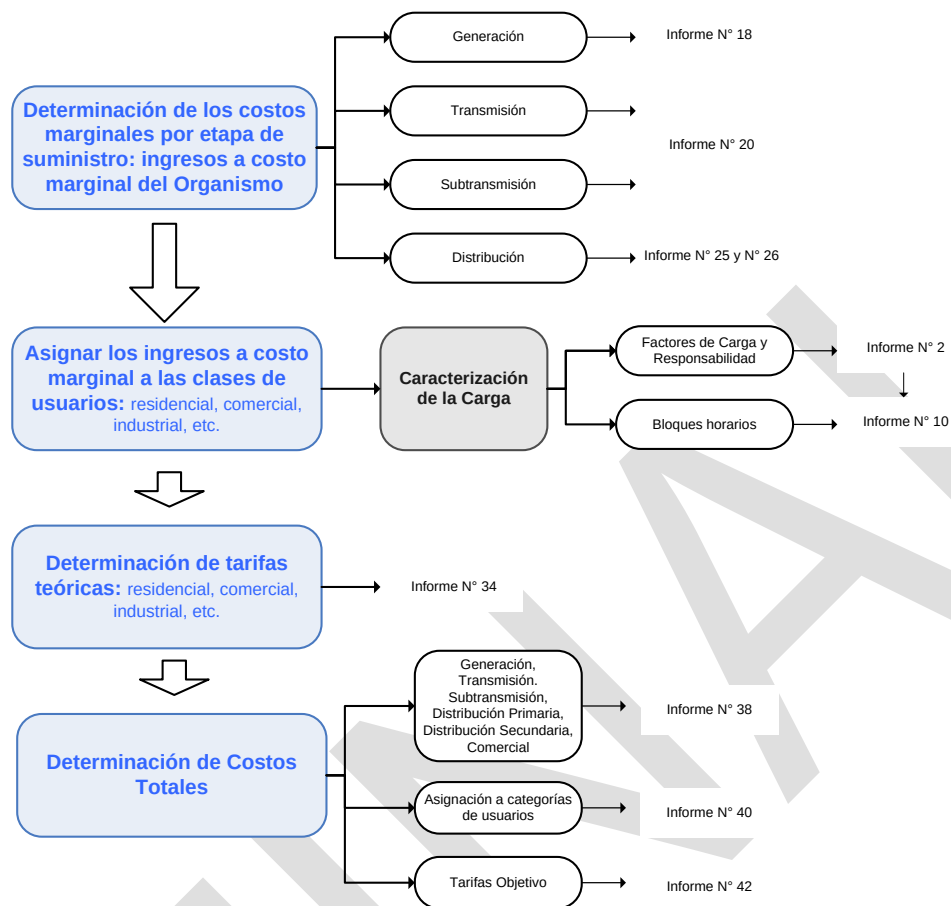
Por otro lado, el Consultor entiende que no se justifican tarifas estacionales dado que, según el planeamiento a mediano-largo plazo informado por CFE, no se verifican fuertes diferencias en los precios de abastecimiento a lo largo del año (variaciones de aproximadamente un 5%, que son del orden de las imprecisiones en los cálculos y la incertidumbre de la información de base). Sin embargo, una vez se reciba información adicional necesaria para esto (en particular, los resultados de la campaña de medición de curvas de carga) se podrán elaborar cuadros tarifarios estacionales (verano y fuera de verano) para las categorías y regiones tarifarias del SIN en las que esto resulte

justificado. Esto será presentado en el *Informe N° 35 – Determinación de tarifas objetivo de aplicación*.

Sin perjuicio de esto, los resultados presentados en el *Informe N° 34* son representativos de los valores promedio del año: los cuadros tarifarios teóricos, los ingresos tarifarios resultantes de la aplicación de los mismos en el año de referencia 2007 y las tarifas medias por categoría tarifaria, son todos resultados pertinentes y suficientes para su comparación con las tarifas vigentes y para definir los ajustes necesarios hacia las tarifas objetivo. En este sentido, los factores de ajuste que se presentan en este informe deben considerarse representativos de un período anual.

Adicionalmente, se evaluará la posibilidad de realizar una diferenciación estacional del cargo mensual de potencia, con lo cual los cuadros tarifarios presentados en este informe se podrán dividir en dos cuadros estacionales. Este tema será retomado en el Informe N° 35. En segundo lugar, se determinaron los costos de suministro del Organismo (*Informe N° 38 – Determinación de costos totales*), con base en la contabilidad.

- 2) Posteriormente, considerando los costos contables de suministro de CFE y los ingresos a costo marginal resultantes del Informe N° 34, se determinaron los factores de ajuste de las tarifas teóricas, a efecto de asegurar que las mismas recuperen la totalidad de los costos de suministro contables de CFE. La metodología para la determinación de los factores de ajuste fue presentada en el *Informe N° 42 – Metodología de ajuste de las tarifas teóricas para cubrir los costos totales*.
- 3) Por último, se ajustaron las tarifas teóricas multiplicando los costos marginales por los factores de ajuste, y se obtuvieron las **tarifas objetivo**.

FIGURA 1 EL PROCESO DE DETERMINACIÓN DE TARIFAS ELÉCTRICAS

Fuente: elaboración de MEC

Es decir, en primer lugar los costos marginales incluidos en la estructura de tarifas teóricas se multiplican por los factores de ajuste, obteniéndose así las tarifas objetivo. En segundo lugar, la asignación de los costos totales a las clases de usuarios surge de manera directa del diseño mismo de las tarifas teóricas y del ajuste de las mismas hacia las tarifas objetivo.

El proceso establecido en los informes N° 41 y 43 se puede resumir de la manera siguiente:

1. Se establece la estructura de tarifas teóricas para cada grupo de usuarios, basada en Costos Marginales de Largo Plazo (CMLP) de generación, transmisión, subtransmisión, distribución primaria y distribución secundaria y el comportamiento de la carga de los distintos usuarios, según los criterios y metodología descritos en el Informe 34. Esta tarifa teórica representa condiciones ideales técnico-económicas, indicando así la estructura deseable. La metodología anterior implica el cumplimiento de diversas hipótesis implícitas en los modelos para el cálculo de los costos marginales las cuales incluyen, entre otras, una proyección de la demanda de electricidad, la ejecución del programa de inversiones óptimo, las proyecciones de precios de los insumos (destacando en particular los combustibles y el tipo de cambio) y la ausencia de avance tecnológico. **La tarifa teórica es la referencia para la definición de la estructura tarifaria.**
2. Se determinan los costos de suministro del Organismo, basándose en la contabilidad, y se estima un factor de ajuste único para los procesos de generación y transmisión de CFE, calculado como sigue:

$$FAGT = CTGT / RCMLPGT$$

Dónde:

FAGT: Factor de Ajuste único de los procesos de Generación y Transmisión de la CFE

CTGT: Costo contable anual de los procesos de generación y transmisión de la CFE, el que incluye la asignación de costos indirectos a los procesos de generación y transmisión.

RCMLPGT: Recaudación de los procesos de generación y transmisión de la CFE cuando a la demanda que enfrentan se les aplican los costos marginales de largo plazo de los procesos de generación y transmisión.

3. Se determina un factor de ajuste único para los procesos de subtransmisión y distribución de CFE. Este factor de ajuste se calcula como sigue:

$$FAD = CTD / RCMLPD$$

Dónde:

FAD: Factor de ajuste único de los procesos de subtransmisión y distribución, calculado para CFE.

CTD: Costo contable total de los procesos de subtransmisión y distribución de CFE.

RCMLPD: Recaudación de los procesos de subtransmisión y distribución de la CFE, cuando a la demanda de energía y capacidad que enfrentan se les aplican los CMLP de los procesos de subtransmisión y de distribución.

4. Se corrigen las tarifas teóricas de cada grupo de usuarios de CFE multiplicando cada uno de los CMLP de generación y transmisión contenidos en las mismas por el factor FAGT y cada uno de los CMLP de subtransmisión y distribución por el factor FAD correspondiente a CFE. Las tarifas resultantes se denominan tarifas objetivo, y se obtienen a partir de las tarifas teóricas –indicando la estructura tarifaria deseable- y considerando el equilibrio financiero de la proveedora del servicio –indicando el nivel tarifario medio adecuado. De esta forma, la tarifa objetivo contempla adecuadamente la teoría económica, dado que considera todos los objetivos de eficiencia económica (primer óptimo), además de tratar de forma racional los aspectos de sustentabilidad financiera del proveedor del servicio.

Es necesario destacar que la recomendación contenida en los informes N° 40 y 42, de agrupar por una parte los procesos de generación y transmisión de CFE, y por otra, separadamente, los procesos de subtransmisión y distribución de CFE y de LFC-extinta, se basaba en la conveniencia de evitar subsidios cruzados al interior de CFE entre el nivel generación-transmisión y el nivel de distribución y, al mismo tiempo, lograr que LFC-extinta pagara a CFE una tarifa de suministro de energía adecuada.

En el presente informe se propone una modificación en el agrupamiento oportunamente propuesto. Dicha modificación se sustenta en las siguientes consideraciones: (i) por un lado, la liquidación de LFC-extinta implica de por sí una modificación en este criterio, siendo que actualmente ambos Organismos son uno solo; (ii) por otro lado, como se verá más adelante, el criterio para la determinación de las tarifas objetivo para cada clase de usuarios ha sido que, las pérdidas no técnicas no impacten las tarifas de toda la cadena de usuarios de CFE, sino que su impacto quede circunscrito a las tarifas de distribución primaria y secundaria (MT y BT); es decir, que los usuarios que están conectados a la red de transmisión o de subtransmisión no deben ver reflejado en sus tarifas objetivo el impacto del recupero de las pérdidas no técnicas.

En este marco, las fórmulas de los factores de ajuste presentadas se reformularon determinando un factor de ajuste único, para los procesos de generación, transmisión y subtransmisión de CFE, calculado como sigue:

$$\text{FAGTST} = \text{CTGTST} / \text{RCMLPGTST}$$

Dónde:

FAGTST: Factor de ajuste único de los procesos de generación, transmisión y subtransmisión de la CFE

CTGTST: Costo contable anual de los procesos de generación, transmisión y subtransmisión de la CFE, el que incluye la asignación de costos indirectos a los procesos de generación, transmisión y subtransmisión.

RCMLPGTST: Recaudación de los procesos de generación, transmisión y subtransmisión de la CFE cuando a la demanda que enfrentan se les aplican los costos marginales de largo plazo de los procesos de generación, transmisión y subtransmisión.

Por otro lado, se determinó un factor de ajuste único para los procesos de distribución de CFE. Este factor de ajuste se calcula de la forma siguiente:

$$FAD = CTD/RCMLPD$$

Dónde:

FAD: Factor de ajuste único de los procesos de distribución, calculado para CFE

CTD: Costo total del proceso de distribución de CFE

RCMLPD: Recaudación de los procesos de distribución de la CFE, cuando a la demanda de energía y capacidad que enfrentan se les aplica el CMLP del proceso de distribución.

Con estos factores se ajustan las tarifas teóricas de cada grupo de usuarios de CFE multiplicando cada uno de los CMLP de generación, transmisión y subtransmisión por el factor FAGTST y el CMLP de distribución por el factor FAD correspondiente a CFE.

Por último, cabe mencionar que a efecto de comparar con los costos contables de CFE todos los valores de este informe se encuentran expresados en moneda nacional, \$Mx, del año 2007 (año base de este estudio tarifario). Para convertir las tarifas teóricas y los ingresos a costo marginal correspondientes –los cuales están estimados en USD– se consideró una tasa de cambio de \$Mx/USD 10.9274¹ (promedio anual del año 2007).

2. DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS TOTALES

En el *Informe N° 38: evaluación de los costos totales por proceso de suministro correspondientes a CFE*, se detallan los costos totales de los procesos de suministro de

¹ Fuente: página web del Banco de México: <http://www.banxico.org.mx/>. Específicamente se tomó el tipo de cambio nominal FIX (para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera).

generación, transmisión, subtransmisión, distribución y comercialización. Para efectos tarifarios -y considerando que los costos marginales de generación se definieron de forma separada para el Sistema Interconectado Nacional (SIN) por un lado y para la región tarifaria de Baja California Sur (BCS) por otro lado- los costos contables se determinaron separadamente para ambos sistemas: el SIN y la región BCS.

Los costos agrupados de esta forma se muestran en el Cuadro siguiente:

CUADRO 1 DETALLE DE COSTOS TOTALES [MILES DE \$ MX DE 2007]

Proceso de suministro	SIN	BCS	Total
Generación	186,322,703.31	2,782,182.40	189,104,885.71
Transmisión	26,622,409.04		26,622,409.04
Sub-transmisión	4,818,112.61	44,960.14	4,863,072.75
Total Distribución por Región Tarifaria	49,662,820.55	656,951.18	50,319,771.74
Distribución-Baja California	2,814,888.14		2,814,888.14
Distribución-Baja California Sur		656,951.18	656,951.18
Distribución-Sur	28,686,157.07		28,686,157.07
Distribución-Noroeste	3,561,729.56		3,561,729.56
Distribución-Norte	4,159,427.27		4,159,427.27
Distribución-Peninsular	2,681,269.21		2,681,269.21
Distribución-Noreste	7,759,349.29		7,759,349.29
Total	267,426,045.51	3,484,093.72	270,910,139.24

Fuente: elaboración de MEC con datos de CFE.

Estas regiones tarifarias se corresponden con aquellas utilizadas para la determinación de las tarifas teóricas en el Informe N° 34.

En este marco, cabe mencionar que actualmente CFE define además de estas regiones una región tarifaria denominada Central, que incluye todas las delegaciones del Distrito Federal; algunos municipios del Estado de México; y Cuernavaca, en el Estado de Morelos.

En el presente informe, al igual que en el Informe N° 34, todas las zonas de distribución de CFE excepto el área atendida por LFC-extinta, fueron incluidas en la región tarifaria SUR, la cual de esta forma incluye todos los municipios del Estado de México y todos los municipios del Estado de Morelos, además de las zonas que tradicionalmente formaron parte de esta Región.

LFC-extinta se trató como un gran usuario de CFE que le compra la energía eléctrica en Alta Tensión, nivel Transmisión.

Los costos de generación de BCS se determinaron tomando los costos asociados a las centrales de generación de Baja California Sur y una participación en los costos de la Gerencia de Producción Noroeste.

Todos los costos incluyen los costos corporativos.

Como se puede apreciar los costos de generación, transmisión y subtransmisión están expresados como un valor total, mientras que los costos de distribución, que incluyen la comercialización, están agrupados por región tarifaria. Esta agregación se realizó con base en los atributos de cada zona de distribución que figuran en los Anexos del Informe 38.

Del Cuadro 1 surgen los CTGTST y CTD de los factores de ajuste FAGTST y FAD:

CTGTST SIN = Miles \$ Mx 217,763,224.96

CTD SIN = Miles \$ Mx 49,662,820.55

CTGTST BCS = Miles \$ Mx 2,827,142.54

CTGTST BCS = Miles \$ Mx 656,951.18

3. DETERMINACIÓN DE LOS INGRESOS MARGINALES

En el Informe N° 34, se presentaron los resultados del diseño de un esquema completo de tarifas basadas en los costos marginales actualizados, las cuales se identifican, según los TdR del presente estudio de Consultoría, como tarifas teóricas, y sirven como referencia para la definición de la estructura tarifaria. Mediante la aplicación de los cuadros tarifarios que surgen del diseño de tarifas teóricas al mercado de referencia del año 2007, se determinaron los ingresos a costo marginal, es decir, la recaudación de los distintos procesos de CFE, cuando a la demanda de energía y capacidad que enfrentan se les aplican los CMLP correspondientes.

Dicha recaudación, o producto tarifario teórico, se muestra en el siguiente Cuadro:

CUADRO 2 INGRESOS MARGINALES [MILES DE \$ MX DE 2007]

Proceso de suministro	SIN	BCS	Total
Generación	141,933,155.86	2,662,675.85	144,595,831.71
Transmisión	12,045,558.45		12,045,558.45
Sub-transmisión	9,501,200.01	81,510.09	9,582,710.10
Total Distribución por Región Tarifaria	40,088,039.47	522,623.36	40,610,662.83
Distribución-Baja California	2,285,760.42		2,285,760.42
Distribución-Baja California Sur		522,623.36	522,623.36
Distribución-Sur	22,960,382.51		22,960,382.51
Distribución-Noroeste	3,689,568.08		3,689,568.08
Distribución-Norte	3,581,509.34		3,581,509.34
Distribución-Peninsular	2,110,196.34		2,110,196.34
Distribución-Noreste	5,460,622.79		5,460,622.79
Total	203,567,953.80	3,266,809.31	206,834,763.10

Fuente: elaboración de MEC con datos de CFE y del Informe N° 34.

4. TRATAMIENTO DE LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Los ingresos marginales del Cuadro 2 no incorporan el impacto de las PNT como un mayor ingreso porque las tarifas teóricas solo contemplan pérdidas técnicas eficientes, que son las calculadas en el informe N° 7.

Por otro lado, los costos contables del Cuadro 1 tienen implícitos todos los costos en que ha incurrido CFE, incluso por aquella energía que no ha sido facturada (PNT).

Los niveles de pérdidas no técnicas que se consideran para cada región tarifaria son los siguientes:

CUADRO 3: PNT POR REGIÓN TARIFARIA [MWH-AÑO, 2007]

Región Tarifaria	Pérdidas no técnicas
Baja California	349,645
Baja California Sur	35,040
Norte	735,634
Noreste	1,331,863
Noroeste	830,673
Sur	4,048,225
Peninsular	385,675
TOTAL	7,716,755

Fuente: elaboración de MEC con datos de CFE

Si el factor de ajuste relaciona directamente los costos totales con los ingresos marginales de cada proceso se estarían asumiendo que las PNT se estarán recuperando de las tarifas de todos los clientes.

Dado que la metodología utiliza solo dos factures de ajuste, una para Generación, Transmisión y Subtransmisión y otra para Distribución, se considerará el impacto de las PNT solo en el proceso de Distribución (que es en el proceso donde se producen), es decir, que los usuarios conectados a la red de transmisión o de subtransmisión no verán reflejado en sus tarifas objetivo el impacto de la recuperación de las pérdidas no técnicas.

Cabe mencionar que en general la mayoría de las PNT se producen en el nivel de BT. Sin embargo, la determinación de los factores de ajuste y los criterios para la definición de los mismos tiene relación con la disponibilidad de información contable. En este sentido, tal como se comentó en los Informes N° 38 y N° 39, la información contable de distribución desagregada por nivel de tensión tiene algunas debilidades, por lo cual, se consideró conveniente para la determinación de los factores de ajuste, utilizar datos contables agregados para los niveles de

MT y BT. Por esta razón, dado que se calculó un único factor de ajuste para el nivel de distribución primaria y secundaria, el efecto de las PNT en las tarifas objetivo impacta tanto a los usuarios conectados en BT como a aquellos conectados en MT.

Para estimar este impacto se consideraron las PNT como un usuario más de distribución conectado en baja tensión, y se calculó el ingreso marginal con la tarifa teórica correspondiente. Los valores alcanzados para el SIN y BCS son los siguientes:

CUADRO 4 VALORIZACIÓN DE PNT [MILES DE \$ Mx DE 2007]

Pérdidas no Técnicas	SIN	BCS
	9,499,675.52	50,814.88

Fuente: elaboración de MEC con datos de CFE.

De esta forma, los valores presentados en el Cuadro 2 se ajustan restando los ingresos por pérdidas no técnicas a los procesos de generación, transmisión y subtransmisión; y agregando dichos ingresos al proceso de distribución.

Es por ello que los factores FAGTST y FAD determinados para el Sistema Interconectado Nacional que se presentan en la sección 5.1 se ajustan de la siguiente manera:

$$\text{FAGTST}_{\text{ajustado}} = \text{CTGTST} / \text{RCMLPGTST} * (\text{IMoGTST} - \text{PNTsin}) / \text{IMoGTST}$$

Donde

$\text{FAGTST}_{\text{ajustado}}$: Factor de ajuste de Generación, Transmisión y Subtransmisión, ajustado por los ingresos por pérdidas no técnicas

IMoGTST: Ingresos Marginal Objetivo de Generación, Transmisión y Subtransmisión

PNT sin: Pérdidas no Técnicas asociadas al SIN

y,

$$\text{FAD}_{\text{ajustado}} = \text{CTD} / \text{RCMLPD} * (\text{IMoD} + \text{PNTsin}) / \text{IMoD}$$

Donde

$\text{FAD}_{\text{ajustado}}$: Factor de ajuste de Distribución, ajustado por los ingresos por pérdidas no técnicas

IMoD: Ingresos Marginal Objetivo de Distribución

PNTsin: Pérdidas no Técnicas asociadas al SIN

En el Cuadro siguiente se muestran los ingresos a costo marginal ajustados con los ingresos por pérdidas no técnicas:

CUADRO 5 INGRESOS MARGINALES AJUSTADOS POR LAS PÉRDIDAS NO TÉCNICAS [MILES DE \$ Mx DE 2007]

Proceso de suministro	SIN	BCS	Total
Generación	147,966,836.07	2,707,271.77	150,674,107.84

Proceso de suministro	SIN	BCS	Total
Transmisión	12,597,129.47		12,597,129.47
Sub-transmisión	10,106,089.66	82,193.69	10,188,283.36
Total Distribución por Región Tarifaria	42,397,574.12	528,158.73	42,925,732.84
Distribución-Baja California	2,374,937.25		2,374,937.25
Distribución-Baja California Sur		528,158.73	528,158.73
Distribución-Sur	24,423,859.12		24,423,859.12
Distribución-Noroeste	3,898,843.96		3,898,843.96
Distribución-Norte	3,783,890.96		3,783,890.96
Distribución-Peninsular	2,207,229.01		2,207,229.01
Distribución-Noreste	5,708,813.81		5,708,813.81
Total	213,067,629.32	3,317,624.19	216,385,253.51

Fuente: elaboración de MEC con datos de CFE.

Del Cuadro 4 surgen los $RCMLPGTST_{ajustado}$ y $RCMLPD_{ajustado}$ de los factores de ajuste $FAGTST_{ajustado}$ y $FAD_{ajustado}$:

$$RCMLPGTST_{ajustado} \text{ SIN} = \text{Miles \$ Mx } 170,670,055.20$$

$$RCMLPD_{ajustado} \text{ SIN} = \text{Miles \$ Mx } 42,397,574.12$$

$$RCMLPGTST_{ajustado} \text{ BCS} = \text{Miles \$ Mx } 2,789,465.46$$

$$RCMLPD_{ajustado} \text{ BCS} = \text{Miles \$ Mx } 528,158.73$$

Dónde

$$RCMLPGTST_{ajustado} = RCMLPGTST * (IMoGTST - PNTsin) / IMoGTST$$

$$RCMLPD_{ajustado} = RCMLPD * (IMoD + PNTsin) / IMoD$$

5. DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES DE AJUSTE

5.1. SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

Los Factores que surgen de la aplicación de las formulas previstas en la metodología son los siguientes:

$$FAGTST_{ajustado} = CTGTST / RCMLPGTST_{ajustado} \quad 1.2739$$

$$FAD_{ajustado} = CTD / RCMLPD_{ajustado} \quad 1.4758$$

En el Cuadro siguiente se muestran los ingresos resultantes de las tarifas objetivo (tarifas teóricas ajustadas con los correspondientes factores de ajuste $FAGTST_{ajustado}$ y $FAD_{ajustado}$):

CUADRO 6 INGRESOS OBJETIVO SIN [MILES DE \$ MX DE 2007]

Componente	Baja California	Norte	Noreste	Noroeste	Peninsular	Sur	LFC-extinta	Total
Generación	8,894,493	14,174,404	28,959,175	12,971,684	6,723,040	69,274,827	39,816,655	180,814,279
Transmisión	928,103	1,328,163	2,565,261	1,119,247	636,343	6,101,303	2,666,895	15,345,315
Sub-transmisión	818,760	1,248,842	2,081,121	1,262,668	664,647	6,027,918	-	12,103,956
Distribución	2,067,524	3,304,079	4,331,160	3,203,097	1,792,004	20,572,219	-	35,270,084
Comercial	1,305,833	1,981,564	3,727,704	2,242,020	1,322,253	13,313,038	-	23,892,412
Total	14,014,714	22,037,052	41,664,422	20,798,716	11,138,288	115,289,305	42,483,550	267,426,046

Fuente: elaboración de MEC con datos de CFE.

Cabe destacar que los ingresos objetivos que figuran en la columna LFC-extinta corresponden a los consumos del año 2007 que CFE entregó a LFC-extinta considerada en este caso como un cliente industrial.

5.2. BAJA CALIFORNIA SUR

Para Baja California Sur, dado que la mayoría de los usuarios son de distribución (98%) se define

factor de ajuste² general que relaciona los costos totales de generación, subtransmisión y distribución, con el siguiente resultado:

$$FATOTAL = CTOTAL / RCMLPTOTAL \quad 1.0665$$

Interesa recordar que este factor de ajuste, en la medida en que expresa la relación entre los costos marginales teóricos y los costos contables reales, no expresa necesariamente ineficiencias.

Si el operador del servicio eléctrico se encuentra en el tramo en el que los costos medios son crecientes, los costos marginales están por encima de los medios, por lo que el proveedor podría ser financieramente sustentable incluso con una tarifa inferior al costo marginal.

² Nótese que dado que se calcula factor de ajuste único, todos los usuarios aportan para recuperar las PNT.

Lo anterior implica que aun cuando el sistema este desadaptado, si está en una etapa de desarrollo de la infraestructura, o bien si la capacidad existente está al límite de la saturación, las funciones de costos marginales se pueden situar por encima de los costos medios.

Este tema se trató más extensamente en el Informe N° 34.

En el Cuadro siguiente se muestran los ingresos resultantes de las tarifas objetivo:

CUADRO 7 INGRESOS OBJETIVO BCS [MILES DE \$ Mx DE 2007]

Componente	Baja California Sur
Generación	2,839,778
Transmisión	-
Subtransmisión	86,932
Distribución	337,959
Comercial	219,425
Total	3,484,094

Fuente: elaboración de MEC con datos de CFE.

6. TARIFAS OBJETIVO

En los Cuadros siguientes se presentan los cuadros tarifarios objetivo, los cuales surgen de los cuadros tarifarios teóricos multiplicados por los respectivos factores de ajuste determinados en el capítulo anterior.

Cabe aclarar que estos cuadros tarifarios no incluyen ningún tipo de política de subsidios, y están considerados como si todos los usuarios tuviesen medición horaria.

Con el objetivo de definir cargos orientados a la aplicación se adaptarán los cuadros tarifarios de manera que contengan señales de consumo y adicionalmente se adapten a la medición disponible en cada una de las categorías tarifarias propuestas. Este análisis será presentado en el Informe N° 35 del presente estudio tarifario.

Por ejemplo, en la estructura tarifaria objetivo de aplicación, para el caso de las categorías tarifarias residenciales con medición de una única energía, se podrá proponer el agrupamiento de los cargos por bloque horario de punta, intermedio y base, según la curva promedio de la categoría, y adicionalmente se analizará la incorporación del cargo por capacidad como parte del cargo variable, identificando la proporción que será incorporada en la estación de verano y en la de invierno según las características de cada una de las regiones tarifarias analizadas.

Adicionalmente, en el mencionado informe, se opinará sobre algunos conceptos de la política tarifaria que actualmente se aplican en México, como por ejemplo, el uso de tarifas de corta, media y larga utilización, el cargo por exceso de potencia fuera de punta, entre otros.

Los cargos tarifarios totales se presentan desagregados según los siguientes componentes:

- Comercialización (cargo fijo por cliente correspondiente al costo marginal de comercialización).
- Redes (costos marginales de capacidad, relacionados con el desarrollo de redes: T, ST, MT y BT).
- Abastecimiento (costos marginales de energía y capacidad de generación –potencia-).
- Pérdidas (energía y potencia).

Caben las siguientes observaciones sobre los Cuadros Tarifarios presentados en las páginas que siguen:

- La tarifa DB2 presenta cargos muy diferentes al resto de las tarifas, en particular a la tarifa DB1. Esto se debe al efecto de los empalmes entre las dos tarifas domésticas. En efecto, tal como se explicó en el Informe N° 34, para empalmar ambas tarifas se incrementa el cargo fijo de la tarifa DB2 respecto a al DB1 y se baja el cargo variable.
- Se observa que en todas las regiones -excepto en Noroeste y Sur- el cargo por capacidad de abastecimiento y pérdidas es cero. Esto se debe a que, según las mediciones preliminares analizadas (cuyos resultados se presentan en el Informe N° 3), la máxima del sistema -definida por el agregado de las curvas de las distintas categorías- se está dando en las horas del bloque intermedio, con lo cual el factor de coincidencia con la compra es igual a cero. Es posible que esto deba ajustarse cuando se cuente con los resultados finales (un año completo) de la actual campaña de medición que está llevando a cabo CFE.
- En la tarifa GT en Alta Tensión se aprecia que el cargo por capacidad fuera de punta es mayor que el de punta. El cargo por capacidad comprende el costo de las redes y el costo del abastecimiento de potencia y sus pérdidas, coincidente con el sistema de AT considerando el aporte de todos los usuarios. En el caso del cargo por capacidad fuera de punta, solo se incluye el costo de las redes de AT completo, sin simultaneidad. Esto es porque el usuario contribuye a la máxima del sistema con la demanda coincidental, pero en las horas fuera de punta las redes tienen que estar preparadas para soportar la demanda del usuario de AT. De todas maneras, cabe aclarar que la señal está dada por el cargo de capacidad completo.

- Se observa que en la región BCS, para la cual se definieron cuadros estacionales, los cargos por redes de todas las tarifas –excepto las domésticas- son iguales en invierno y en verano. Esto se debe a que el costo marginal asociado a las redes se calcula con una base anual. Por ejemplo, en el caso de distribución, se determinan los costos anuales totales (Capital y Operación y Mantenimiento) y se los divide por la demanda máxima anual. En este contexto, no tiene sentido, en el cálculo teórico, discriminar entre invierno y verano el cargo de capacidad por redes. Sin perjuicio de esto, en el ya mencionado Informe N° 35, en el cual se determinan los cargos de aplicación, se ajustarán los cargos para dar señales adecuadas; por ejemplo, definiendo un criterio para la asignación estacional del cargo, considerando una mayor parte de dicho cargo en verano.

Por último cabe recordar que los cuadros tarifarios que se presentan a continuación se encuentran expresados en moneda nacional, \$Mx, del año 2007 (año base de este estudio tarifario). Para convertir las tarifas teóricas y los ingresos a costo marginal correspondientes – los cuales están estimados en USD- se consideró una tasa de cambio de \$Mx/USD 10.9274³ (promedio anual del año 2007).

³ Fuente: página web del Banco de México: <http://www.banxico.org.mx/>. Específicamente se tomó el tipo de cambio nominal FIX (para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera).

CUADRO 8 REGIÓN TARIFARIA BAJA CALIFORNIA: CUADRO TARIFARIO OBJETIVO [2007]

Nivel de Tensión / Categoría Tarifaria	Unidad	Comercia- lización	Redes	Abasteci- miento	Pérdidas	Total
BT						
DB1						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	54.3867	-	-	-	54.3867
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0486	0.8291
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0439	0.7493
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0477	0.8145
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	186.5026	80.1046	6.0416	272.6488
DB2						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	65.2640	-	-	-	65.2640
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.6244	0.0486	0.6730
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.5643	0.0439	0.6082
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.6134	0.0477	0.6612
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	173.8881	18.0087	1.3583	193.2550
PDBT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	54.3867	-	-	-	54.3867
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0486	0.8291
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0439	0.7493
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0477	0.8145
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	211.4688	58.9789	4.4483	274.8960
GDBT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	543.8667	-	-	-	543.8667
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0486	0.8291
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0439	0.7493
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0477	0.8145
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	208.3087	75.8660	5.7219	289.8967
APBT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	54.3867	-	-	-	54.3867
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0486	0.8291
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0439	0.7493
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0477	0.8145
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	138.2261	89.6593	6.7623	234.6477
RABT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	54.3867	-	-	-	54.3867
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0486	0.8291
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0439	0.7493
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0477	0.8145
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	222.2750	78.9730	5.0153	306.2633
MT						
GDMT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	3,263.2000	-	-	-	3,263.2000
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0269	0.8074
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0243	0.7297
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0265	0.7932
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	143.1312	68.6256	2.8520	214.6088
APMT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	54.3867	-	-	-	54.3867
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0269	0.8074
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0243	0.7297
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0265	0.7932
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	59.7058	89.6593	3.7261	153.0912
RAMT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	543.8667	-	-	-	543.8667
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0269	0.8074
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0243	0.7297
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0265	0.7932
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	140.8063	78.9786	3.2822	223.0671
ST						
GST						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	3,263.2000	-	-	-	3,263.2000
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0159	0.7963
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0143	0.7197
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0156	0.7824
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	66.6346	88.4016	2.1522	157.1885
Cargo por capacidad FP	\$ Mx/kW	-	40.0358	-	-	40.0358
AT						
GT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	3,263.2000	-	-	-	3,263.2000
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0126	0.7931
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0114	0.7168
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0124	0.7792
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	43.9462	87.2940	1.6889	132.9291
Cargo por capacidad FP	\$ Mx/kW	-	44.2880	-	-	44.2880

Fuente: elaboración de MEC, sobre la base de información de CFE

CUADRO 9 REGIÓN TARIFARIA BAJA CALIFORNIA SUR – CUADRO TARIFARIO OBJETIVO [2007]**VERANO**

Nivel de Tensión / Categoría Tarifaria	Unidad	Comercia- lización	Redes	Abasteci- miento	Pérdidas	Total
BT						
<i>DB1</i>						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	49.2887	-	-	-	49.2887
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	2.8150	0.1503	2.9653
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.8145	0.0435	0.8580
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	1.0261	0.0548	1.0809
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	135.6272	50.8566	3.2828	189.7665
<i>DB2</i>						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	64.0753	-	-	-	64.0753
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	2.2520	0.1503	2.4023
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.6516	0.0435	0.6951
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.8209	0.0548	0.8756
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	115.6363	81.3274	5.2497	202.2135
<i>PDBT</i>						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	49.2887	-	-	-	49.2887
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	2.8150	0.1503	2.9653
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.8145	0.0435	0.8580
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	1.0261	0.0548	1.0809
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	142.9266	75.7567	4.8901	223.5734
<i>GDBT</i>						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	492.8865	-	-	-	492.8865
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	2.8150	0.1503	2.9653
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.8145	0.0435	0.8580
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	1.0261	0.0548	1.0809
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	142.4441	71.4982	4.6152	218.5575
<i>APBT</i>						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	49.2887	-	-	-	49.2887
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	2.8150	0.1503	2.9653
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.8145	0.0435	0.8580
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	1.0261	0.0548	1.0809
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	120.4815	-	-	120.4815
<i>RABT</i>						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	49.2887	-	-	-	49.2887
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	2.8150	0.1503	2.9653
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.8145	0.0435	0.8580
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	1.0261	0.0548	1.0809
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	146.3781	86.5523	4.7042	237.6347
MT						
<i>GDMT</i>						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	2,957.3193	-	-	-	2,957.3193
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	2.8150	0.0440	2.8591
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.8145	0.0127	0.8272
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	1.0261	0.0161	1.0421
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	74.4308	89.0853	1.6817	165.1978
<i>APMT</i>						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	49.2887	-	-	-	49.2887
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	2.8150	0.0440	2.8591
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.8145	0.0127	0.8272
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	1.0261	0.0161	1.0421
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	49.3388	-	-	49.3388
<i>RAMT</i>						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	492.8865	-	-	-	492.8865
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	2.8150	0.0440	2.8591
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.8145	0.0127	0.8272
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	1.0261	0.0161	1.0421
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	73.9305	86.8977	1.6404	162.4686
Cargo por capacidad FP	\$ Mx/kW	-	-	-	-	-
ST						
<i>GST</i>						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	2,957.3193	-	-	-	2,957.3193
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	2.8150	0.0115	2.8266
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.8145	0.0033	0.8178
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	1.0261	0.0042	1.0303
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	20.8461	75.3290	0.3726	96.5477
Cargo por capacidad FP	\$ Mx/kW	-	25.4150	-	-	25.4150

Fuente: elaboración de MEC, sobre la base de información de CFE

INVIERNO

Nivel de Tensión / Categoría Tarifaria	Unidad	Comercia- lización	Redes	Abasteci- miento	Pérdidas	Total
BT						
DB1						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	49.2887	-	-	-	49.2887
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	1.6351	0.0873	1.7224
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7744	0.0413	0.8157
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.9794	0.0523	1.0317
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	135.6272	50.8566	3.2828	189.7665
DB2						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	64.0753	-	-	-	64.0753
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	1.3735	0.0873	1.4608
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.6505	0.0413	0.6918
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.8227	0.0523	0.8750
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	121.4182	81.3274	5.2497	207.9953
PDBT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	49.2887	-	-	-	49.2887
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	1.6351	0.0873	1.7224
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7744	0.0413	0.8157
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.9794	0.0523	1.0317
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	142.9266	75.7567	4.8901	223.5734
GDBT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	492.8865	-	-	-	492.8865
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	1.6351	0.0873	1.7224
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7744	0.0413	0.8157
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.9794	0.0523	1.0317
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	142.4441	71.4982	4.6152	218.5575
APBT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	49.2887	-	-	-	49.2887
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	1.6351	0.0873	1.7224
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7744	0.0413	0.8157
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.9794	0.0523	1.0317
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	120.4815	-	-	120.4815
RABT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	49.2887	-	-	-	49.2887
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	1.6351	0.0873	1.7224
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7744	0.0413	0.8157
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.9794	0.0523	1.0317
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	146.3781	86.5523	4.7042	237.6347
MT						
GDMT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	2,957.3193	-	-	-	2,957.3193
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	1.6351	0.0256	1.6607
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7744	0.0121	0.7865
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.9794	0.0153	0.9947
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	74.4308	89.0853	1.6817	165.1978
APMT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	49.2887	-	-	-	49.2887
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	1.6351	0.0256	1.6607
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7744	0.0121	0.7865
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.9794	0.0153	0.9947
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	49.3388	-	-	49.3388
RAMT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	492.8865	-	-	-	492.8865
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	1.6351	0.0256	1.6607
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7744	0.0121	0.7865
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.9794	0.0153	0.9947
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	73.9305	86.8977	1.6404	162.4686
Cargo por capacidad FP	\$ Mx/kW	-	-	-	-	-
ST						
GST						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	2,957.3193	-	-	-	2,957.3193
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	1.6351	0.0067	1.6418
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7744	0.0032	0.7776
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.9794	0.0040	0.9834
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	20.8461	75.3290	0.3726	96.5477
Cargo por capacidad FP	\$ Mx/kW	-	25.4150	-	-	25.4150

Fuente: elaboración de MEC, sobre la base de información de CFE

CUADRO 10 REGIÓN TARIFARIA NORTE: CUADRO TARIFARIO OBJETIVO [2007]

Nivel de Tensión / Categoría Tarifaria	Unidad	Comercia- lización	Redes	Abasteci- miento	Pérdidas	Total
BT						
DB1						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	51.0592	-	-	-	51.0592
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0797	0.8602
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0721	0.7775
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0783	0.8451
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	227.5272	86.1358	11.1439	324.8070
DB2						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	53.8282	-	-	-	53.8282
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7715	0.0797	0.8512
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.6972	0.0721	0.7693
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7579	0.0783	0.8363
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	269.8434	68.9971	8.9266	347.7671
PDBT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	51.0592	-	-	-	51.0592
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0797	0.8602
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0721	0.7775
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0783	0.8451
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	275.8701	36.0383	4.6625	316.5709
GDBT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	510.5917	-	-	-	510.5917
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0797	0.8602
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0721	0.7775
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0783	0.8451
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	276.2914	75.9460	9.8256	362.0630
APBT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	51.0592	-	-	-	51.0592
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0797	0.8602
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0721	0.7775
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0783	0.8451
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	182.2728	89.6516	11.5988	283.5231
RABT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	51.0592	-	-	-	51.0592
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0797	0.8602
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0721	0.7775
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0783	0.8451
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	287.8102	88.1885	10.0280	386.0267
MT						
GDMT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	3,063.5504	-	-	-	3,063.5504
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0444	0.8249
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0401	0.7455
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0436	0.8104
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	170.4790	58.6965	4.0676	233.2430
APMT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	51.0592	-	-	-	51.0592
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0444	0.8249
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0401	0.7455
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0436	0.8104
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	82.1065	89.6516	6.2128	177.9709
RAMT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	510.5917	-	-	-	510.5917
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0444	0.8249
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0401	0.7455
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0436	0.8104
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	177.8527	88.0986	6.1051	272.0564
ST						
GST						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	3,063.5504	-	-	-	3,063.5504
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0242	0.8047
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0219	0.7273
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0238	0.7905
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	91.9146	93.2150	3.4795	188.6091
Cargo por capacidad FP	\$ Mx/kW	-	45.3377	-	-	45.3377
AT						
GT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	3,063.5504	-	-	-	3,063.5504
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0126	0.7931
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0114	0.7168
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0124	0.7792
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	42.5428	51.5140	0.9966	95.0534
Cargo por capacidad FP	\$ Mx/kW	-	42.7690	-	-	42.7690

Fuente: elaboración de MEC, sobre la base de información de CFE

CUADRO 11 REGIÓN TARIFARIA NORESTE: CUADRO TARIFARIO OBJETIVO [2007]

Nivel de Tensión / Categoría Tarifaria	Unidad	Comercia- lización	Redes	Abasteci- miento	Pérdidas	Total
BT						
DB1						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	43.1865	-	-	-	43.1865
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0531	0.8335
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0480	0.7533
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0521	0.8189
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	165.2815	89.8065	7.8982	262.9862
DB2						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	59.3559	-	-	-	59.3559
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7313	0.0531	0.7844
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.6609	0.0480	0.7089
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7185	0.0521	0.7706
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	168.8848	89.8071	7.8982	266.5900
PDBT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	43.1865	-	-	-	43.1865
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0531	0.8335
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0480	0.7533
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0521	0.8189
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	208.0309	41.5476	3.6540	253.2325
GDBT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	431.8647	-	-	-	431.8647
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0531	0.8335
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0480	0.7533
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0521	0.8189
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	179.9078	80.1800	7.0515	267.1394
APBT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	43.1865	-	-	-	43.1865
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0531	0.8335
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0480	0.7533
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0521	0.8189
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	120.0370	89.6567	7.8850	217.5787
RABT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	43.1865	-	-	-	43.1865
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0531	0.8335
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0480	0.7533
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0521	0.8189
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	204.7196	90.2522	6.7005	301.6723
MT						
GDMT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	2,591.1885	-	-	-	2,591.1885
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0281	0.8086
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0254	0.7308
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0276	0.7944
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	140.3644	64.5423	2.8411	207.7479
APMT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	43.1865	-	-	-	43.1865
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0281	0.8086
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0254	0.7308
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0276	0.7944
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	58.5249	89.6567	3.9466	152.1282
RAMT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	431.8647	-	-	-	431.8647
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0281	0.8086
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0254	0.7308
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0276	0.7944
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	139.3940	90.2479	3.9726	233.6146
ST						
GST						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	2,591.1885	-	-	-	2,591.1885
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0149	0.7954
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0135	0.7189
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0146	0.7814
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	85.9196	77.6749	1.7797	165.3742
Cargo por capacidad FP	\$ Mx/kW	-	41.7984	-	-	41.7984
AT						
GT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	2,591.1885	-	-	-	2,591.1885
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0126	0.7931
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0114	0.7168
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0124	0.7792
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	42.1560	51.5140	0.9966	94.6666
Cargo por capacidad FP	\$ Mx/kW	-	42.7690	-	-	42.7690

Fuente: elaboración de MEC, sobre la base de información de CFE

CUADRO 12 REGIÓN TARIFARIA NOROESTE: CUADRO TARIFARIO OBJETIVO [2007]

Nivel de Tensión / Categoría Tarifaria	Unidad	Comercialización	Redes	Abastecimiento	Pérdidas	Total
BT						
DB1						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	54.6090	-	-	-	54.6090
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0598	0.8403
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0541	0.7594
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0588	0.8255
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	242.6761	80.1095	7.8087	330.5943
DB2						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	88.9131	-	-	-	88.9131
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7161	0.0598	0.7759
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.6472	0.0541	0.7012
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7035	0.0588	0.7623
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	237.5933	89.8065	8.7539	336.1537
PDBT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	54.6090	-	-	-	54.6090
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0598	0.8403
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0541	0.7594
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0588	0.8255
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	204.4123	40.9544	3.9920	249.3587
GDBT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	546.0905	-	-	-	546.0905
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0598	0.8403
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0541	0.7594
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0588	0.8255
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	247.2932	75.8682	7.3953	330.5567
APBT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	54.6090	-	-	-	54.6090
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0598	0.8403
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0541	0.7594
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0588	0.8255
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	261.7306	89.6513	8.7388	360.1207
RABT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	54.6090	-	-	-	54.6090
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0598	0.8403
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0541	0.7594
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0588	0.8255
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	266.8434	87.7798	7.5179	362.1412
MT						
GDMT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	3,276.5428	-	-	-	3,276.5428
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0322	0.8126
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0291	0.7344
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0316	0.7984
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	145.3864	57.6489	2.9363	205.9715
APMT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	54.6090	-	-	-	54.6090
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0322	0.8126
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0291	0.7344
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0316	0.7984
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	178.5527	89.6513	4.5663	272.7703
RAMT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	546.0905	-	-	-	546.0905
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0322	0.8126
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0291	0.7344
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0316	0.7984
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	179.9991	87.7767	4.4708	272.2466
ST						
GST						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	3,276.5428	-	-	-	3,276.5428
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0169	0.7974
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0153	0.7207
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0166	0.7834
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	100.4166	93.2212	2.4506	196.0884
Cargo por capacidad FP	\$ Mx/kW	-	57.7922	-	-	57.7922
AT						
GT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	3,276.5428	-	-	-	3,276.5428
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0126	0.7931
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0114	0.7168
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0124	0.7792
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	38.4874	51.5140	0.9966	90.9980
Cargo por capacidad FP	\$ Mx/kW	-	42.7690	-	-	42.7690

Fuente: elaboración de MEC, sobre la base de información de CFE

CUADRO 13 REGIÓN TARIFARIA PENINSULAR: CUADRO TARIFARIO OBJETIVO [2007]

Nivel de Tensión / Categoría Tarifaria	Unidad	Comercia- lización	Redes	Abasteci- miento	Pérdidas	Total
BT						
DB1						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	54.2298	-	-	-	54.2298
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0654	0.8459
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0591	0.7645
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0642	0.8310
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	198.5011	80.4719	8.7263	287.6993
DB2						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	66.8526	-	-	-	66.8526
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7379	0.0654	0.8033
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.6669	0.0591	0.7260
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7250	0.0642	0.7892
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	208.2343	85.6493	9.2877	303.1713
PDBT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	54.2298	-	-	-	54.2298
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0654	0.8459
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0591	0.7645
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0642	0.8310
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	241.2084	38.8887	4.2170	284.3141
GDBT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	542.2979	-	-	-	542.2979
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0654	0.8459
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0591	0.7645
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0642	0.8310
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	245.3204	55.5653	6.0254	306.9112
APBT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	54.2298	-	-	-	54.2298
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0654	0.8459
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0591	0.7645
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0642	0.8310
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	150.5817	89.6513	9.7217	249.9547
RABT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	54.2298	-	-	-	54.2298
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0654	0.8459
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0591	0.7645
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0642	0.8310
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	247.3899	86.0321	7.8891	341.3111
MT						
GDMT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	3,253.7873	-	-	-	3,253.7873
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0338	0.8143
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0306	0.7360
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0332	0.8000
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	158.7210	53.9125	2.8546	215.4881
APMT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	54.2298	-	-	-	54.2298
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0338	0.8143
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0306	0.7360
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0332	0.8000
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	71.8866	89.6513	4.7469	166.2849
RAMT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	542.2979	-	-	-	542.2979
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0338	0.8143
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0306	0.7360
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0332	0.8000
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	163.2719	86.3741	4.5734	254.2193
ST						
GST						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	3,253.7873	-	-	-	3,253.7873
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0204	0.8009
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0184	0.7238
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0201	0.7868
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	97.8735	88.4063	2.7968	189.0767
Cargo por capacidad FP	\$ Mx/kW	-	50.2658	-	-	50.2658
AT						
GT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	3,253.7873	-	-	-	3,253.7873
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0126	0.7931
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0114	0.7168
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0124	0.7792
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	43.7819	77.0245	1.4902	122.2965
Cargo por capacidad FP	\$ Mx/kW	-	45.4279	-	-	45.4279

Fuente: elaboración de MEC, sobre la base de información de CFE

CUADRO 14 REGIÓN TARIFARIA SUR: CUADRO TARIFARIO OBJETIVO [2007]

Nivel de Tensión / Categoría Tarifaria	Unidad	Comercia- lización	Redes	Abasteci- miento	Pérdidas	Total
BT						
DB1						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	42.8718	-	-	-	42.8718
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0615	0.8419
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0555	0.7609
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0604	0.8271
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	302.2700	78.8218	8.1447	389.2365
DB2						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	77.1692	-	-	-	77.1692
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7024	0.0615	0.7639
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.6348	0.0555	0.6904
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.6901	0.0604	0.7505
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	272.0438	89.3567	9.2333	370.6338
PDBT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	42.8718	-	-	-	42.8718
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0615	0.8419
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0555	0.7609
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0604	0.8271
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	278.8338	53.5942	5.5379	337.9659
GDBT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	428.7176	-	-	-	428.7176
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0615	0.8419
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0555	0.7609
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0604	0.8271
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	271.4955	51.4209	5.3133	328.2297
APBT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	42.8718	-	-	-	42.8718
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0615	0.8419
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0555	0.7609
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0604	0.8271
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	301.7392	89.6485	9.2634	400.6512
RABT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	42.8718	-	-	-	42.8718
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0615	0.8419
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0555	0.7609
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0604	0.8271
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	295.7566	84.8991	7.4149	388.0706
MT						
GDMT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	2,572.3055	-	-	-	2,572.3055
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0315	0.8120
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0285	0.7339
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0310	0.7977
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	178.5651	57.8634	2.8813	239.3098
APMT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	42.8718	-	-	-	42.8718
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0315	0.8120
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0285	0.7339
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0310	0.7977
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	205.8266	89.6485	4.4641	299.9392
RAMT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	428.7176	-	-	-	428.7176
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0315	0.8120
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0285	0.7339
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0310	0.7977
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	199.4771	84.8716	4.2262	288.5748
ST						
GST						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	2,572.3055	-	-	-	2,572.3055
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0188	0.7993
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0170	0.7224
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0185	0.7853
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	88.1452	88.4194	2.5780	179.1425
Cargo por capacidad FP	\$ Mx/kW	-	51.9174	-	-	51.9174
AT						
GT						
Cargo Fijo	\$ Mx/cliente	2,572.3055	-	-	-	2,572.3055
Cargo por Energía (Punta)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7805	0.0126	0.7931
Cargo por Energía (Base)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7054	0.0114	0.7168
Cargo por Energía (Intermedio)	\$ Mx/kWh	-	-	0.7668	0.0124	0.7792
Cargo por capacidad	\$ Mx/kW	-	37.4728	77.0451	1.4906	116.0085
Cargo por capacidad FP	\$ Mx/kW	-	45.9469	-	-	45.9469

Fuente: elaboración de MEC, sobre la base de información de CFE

Cabe recordar que los cuadros tarifarios anteriores surgen como resultado de las tarifas teóricas definidas en el Informe 34 y los factores de ajuste determinados en este informe. Específicamente para determinar los cuadros de estas tarifas objetivo se multiplicaron los costos marginales unitarios de energía y capacidad utilizados en el cálculo de las tarifas teóricas por los factores de ajuste correspondientes. Este mecanismo permite que los ingresos que surgen de la aplicación de los cuadros tarifarios en los clientes de CFE recuperen los costos totales definidos en el Informe 38.

7. COSTOS MEDIOS POR GRUPO DE USUARIOS

Los costos medios por grupo de usuarios, o categorías tarifarias, surgen de la aplicación de los cuadros de las tarifas objetivo –es decir, los cuadros tarifarios teóricos multiplicados por los respectivos factores de ajuste- al mercado (usuarios, consumos y demanda) de referencia, correspondiente al año 2007.

En el Cuadro siguiente se muestran los costos totales por tipo de tarifa y por región tarifaria:

CUADRO 15 COSTOS TOTALES POR TIPO DE TARIFA [MILES DE \$ MX DE 2007]

Nivel de Tensión / Categoría Tarifaria	Baja California	Baja California Sur	Norte	Noreste	Noroeste	Peninsular	Sur	LFC - extinta	Total
TOTAL	14,014,714	3,484,094	22,037,052	41,664,422	20,798,716	11,138,288	115,289,305	42,483,550	270,910,139
BT	6,402,215	1,890,230	7,908,252	15,179,638	11,138,652	5,556,087	57,836,401	-	105,911,475
DB1	838,731	146,442	1,973,098	2,330,111	1,119,635	1,083,982	22,605,546	-	30,097,547
DB2	4,152,814	1,138,732	3,975,654	9,861,990	8,169,845	3,001,514	20,092,023	-	50,392,571
PDBT	945,732	386,601	1,027,198	2,072,102	1,140,913	983,240	8,665,512	-	15,221,299
GDBT	232,070	124,715	136,622	268,474	173,291	159,694	1,822,365	-	2,917,230
APBT	163,092	50,562	371,479	588,008	319,403	304,043	3,869,349	-	5,665,936
RABT	69,777	43,177	424,200	58,954	215,565	23,614	781,605	-	1,616,892
MT	6,060,478	1,567,524	11,622,751	18,049,567	7,290,252	5,157,424	36,897,152	-	86,645,149
GDMT	5,704,672	1,334,456	8,636,194	17,568,311	6,096,517	4,982,016	31,696,271	-	76,018,437
APMT	42,652	13,567	93,307	158,997	86,614	79,226	1,034,247	-	1,508,611
RAMT	313,155	219,501	2,893,250	322,259	1,107,120	96,182	4,166,635	-	9,118,101
ST	1,153,923	26,340	2,012,172	4,969,483	803,361	422,484	12,276,456	-	21,664,219
GST	1,153,923	26,340	2,012,172	4,969,483	803,361	422,484	12,276,456	-	21,664,219
AT	398,098	-	493,876	3,465,733	1,566,452	2,293	8,279,296	42,483,550	56,689,297
GT	398,098	-	493,876	3,465,733	1,566,452	2,293	8,279,296	42,483,550	56,689,297

Fuente: elaboración de MEC con datos de CFE.

Nota: los totales pueden no coincidir debido al redondeo de los decimales.

Los costos medios, o tarifa media (costos totales por unidad de energía), se muestran en el Cuadro siguiente:

CUADRO 16 TARIFA MEDIA (OBJETIVO) POR TIPO DE TARIFA Y REGIÓN TARIFARIA [\$ Mx/kWh DE 2007]

Nivel de Tensión / Categoría Tarifaria	Baja California	Baja California Sur		Norte	Noreste	Noroeste	Peninsular	Sur	LFC - extinta	Tarifa Media [\$Mx/kWh]
		Verano	Fuera de Verano							
BT	1.5342	2.5804	1.8320	1.9832	1.6533	1.8420	1.8604	2.1824	-	1.9723
DB1	1.9397	2.8136	1.8670	2.1583	1.8157	2.0997	2.0290	2.3817	-	2.2710
DB2	1.4607	2.5586	1.8969	2.0341	1.6281	1.8621	1.8668	2.2724	-	1.9248
PDBT	1.6096	2.7829	1.8269	1.8618	1.6454	1.5996	1.7719	1.7723	-	1.7464
GDBT	1.4346	2.3047	1.5688	1.6650	1.5761	1.5543	1.6255	1.6885	-	1.6529
APBT	1.6533	2.0411	1.5866	1.8697	1.5938	2.1302	1.7212	2.2779	-	2.0836
RABT	1.4083	2.4546	1.6039	1.4807	1.4061	1.4211	1.6097	1.5611	-	1.5169
MT	1.3925	2.4603	1.5816	1.3929	1.3552	1.3992	1.4470	1.4385	-	1.4163
GDMT	1.4001	2.4983	1.6185	1.4293	1.3545	1.4182	1.4409	1.4303	-	1.4178
APMT	1.3368	1.7245	1.2832	1.4519	1.3324	1.7859	1.3866	1.8824	-	1.7152
RAMT	1.2736	2.2773	1.4510	1.2930	1.4069	1.2828	1.9394	1.4169	-	1.3646
ST	1.0476	1.9403	1.2282	1.0800	1.0433	1.0853	1.0575	1.0410	-	1.0478
GST	1.0476	1.9403	1.2282	1.0800	1.0433	1.0853	1.0575	1.0410	-	1.0478
AT	0.9968	-	-	0.9604	0.9594	0.9521	1.0148	0.9500	0.9504	0.9514
GT	0.9968	-	-	0.9604	0.9594	0.9521	1.0148	0.9500	0.9504	0.9514

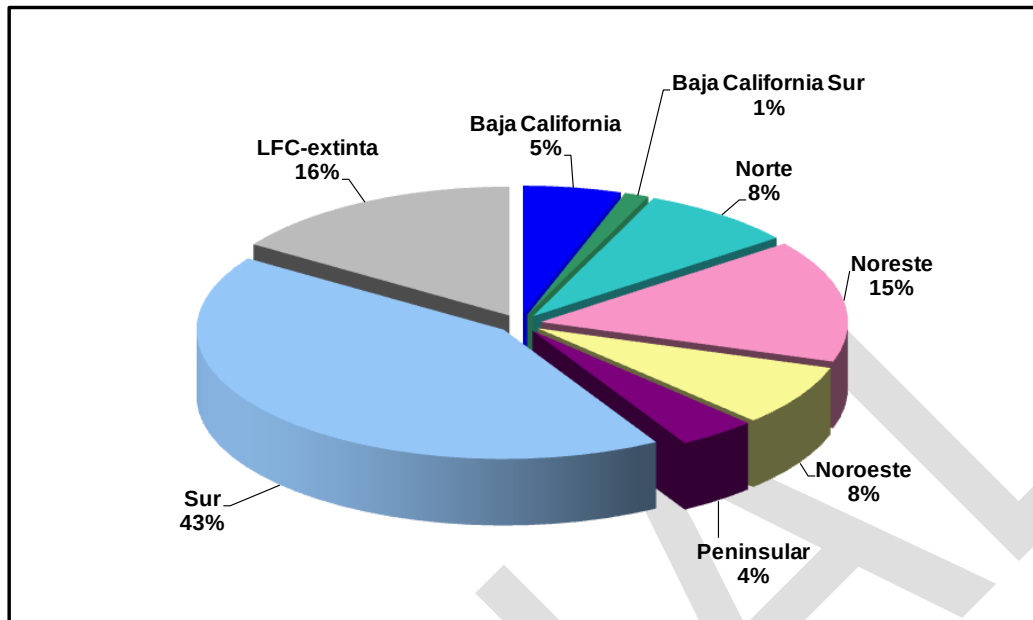
Fuente: elaboración de MEC con datos de CFE.

8. COMENTARIOS FINALES

Algo más del 40% de los ingresos resultantes de las tarifas objetivo provienen de la región tarifaria Sur, que concentra más del 50% de los usuarios y el 40% de la energía vendida.

En contrapartida la región Baja California Sur es la menos representativa en términos de ingresos tarifarios, así como en términos de mercado (usuarios y consumo de energía eléctrica).

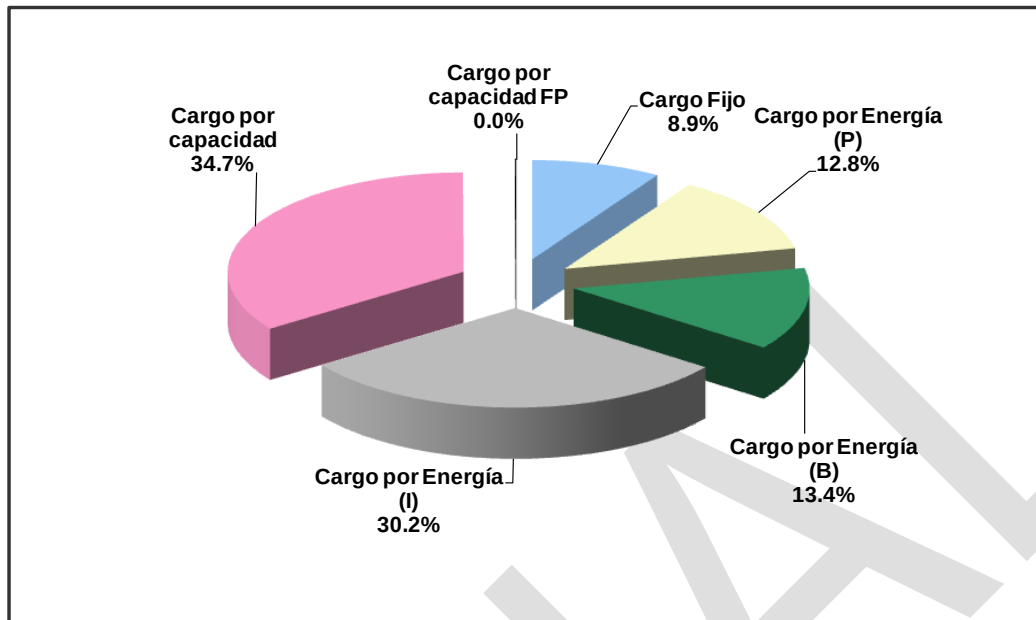
En la Gráfica siguiente se muestra la participación de cada región tarifaria en los ingresos totales resultantes de las tarifas objetivo determinadas para el año definido como base (2007):

GRÁFICA 1 DISTRIBUCIÓN DE LOS INGRESOS POR REGIÓN TARIFARIA [2007]

Fuente: elaboración propia sobre la base de CFE

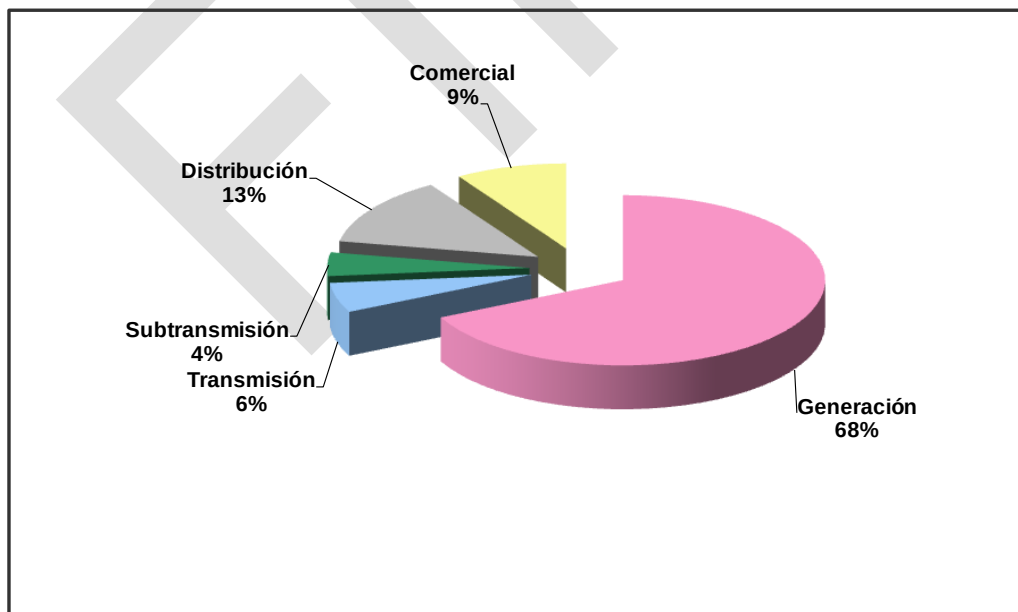
Nota: LFC-extinta se considera un gran usuario de CFE que compra energía en Alta Tensión. La columna de LFC-extinta representa entonces los ingresos tarifarios que obtiene CFE por la venta de energía a LFC-extinta.

Por otro lado, el 56% de los ingresos provienen del cargo variable de energía (13% de la energía consumida en horas de base, 30% de la energía consumida en el bloque intermedio, y 13% de la energía consumida en el bloque punta). Otro 35% de los ingresos proviene del cargo por capacidad (que es el que incluye los costos de desarrollo de redes), y el 9% restante proviene de cargo fijo (comercial).

GRÁFICA 2 DISTRIBUCIÓN DE LOS INGRESOS POR COMPONENTE DE LA TARIFA [2007]

Fuente: elaboración de MEC, sobre la base de información de CFE

En la Gráfica y Cuadro siguiente se presentan los ingresos de CFE provenientes de tarifas objetivo por proceso de suministro: Generación, Transmisión, Subtransmisión, Distribución y Comercialización:

GRÁFICA 3 DISTRIBUCIÓN DE LOS INGRESOS POR TIPO DE ACTIVIDAD [2007]

Fuente: elaboración de MEC, sobre la base de información de CFE

CUADRO 17 ESTRUCTURA DE LOS INGRESOS TARIFARIOS POR TIPO DE ACTIVIDAD Y POR REGIÓN TARIFARIA
[2007]

Componente	Baja California	Baja California Sur	Norte	Noreste	Noroeste	Peninsular	Sur	LFC-extinta	Total
Generación	63.5%	81.5%	64.3%	69.5%	62.4%	60.4%	60.1%	93.7%	67.8%
Transmisión	6.6%	0.0%	6.0%	6.2%	5.4%	5.7%	5.3%	6.3%	5.7%
Subtransmisión	5.8%	2.5%	5.7%	5.0%	6.1%	6.0%	5.2%	0.0%	4.5%
Dist. + Com.	24.1%	16.0%	24.0%	19.3%	26.2%	28.0%	29.4%	0.0%	22.0%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

Fuente: elaboración propia sobre la base de CFE.

Nota (1): LFC-extinta se considera un gran usuario de CFE que compra energía en Alta Tensión. La columna de LFC-extinta representa entonces los ingresos tarifarios que obtiene CFE por la venta de energía a LFC-extinta.

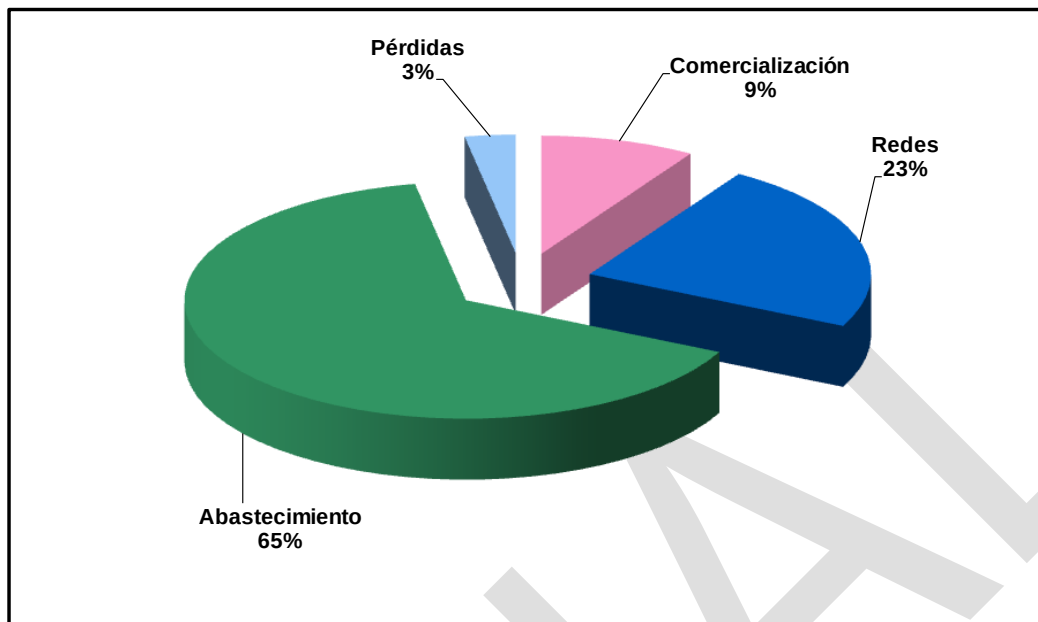
Nota (2): los totales pueden no coincidir debido al redondeo de los decimales.

La información de este cuadro permite constatar que se mantiene la estructura definida en las tarifas teóricas, a excepción de la asignación de las PNT a distribución.

Cabe recordar que la región Baja California se considera integrada al Sistema Integrado Nacional y en este ejercicio comparte el mismo costo marginal de generación que el resto de las regiones interconectadas. Sin embargo la región Baja California Sur no se considera integrada al SIN y debido a las características de su parque de generación tiene una mayor costo marginal de generación y no tiene costos de transmisión.

En promedio, casi el 68% de los ingresos están asociados a la actividad de generación, algo menos del 6% a transmisión, más del 4% a subtransmisión y el 22% restante a las actividades de distribución (12%) y comercialización (10%) en conjunto.

En la Gráfica siguiente se muestra la estructura del producto tarifario total por componente de abastecimiento (energía y capacidad de generación), pérdidas (AT, ST, MT y BT), comercialización (MT y BT) y desarrollo de redes (AT, ST, MT y BT), considerando las tarifas objetivo:

GRÁFICA 4 PRODUCTO TARIFARIO POR COMPONENTE [2007]

Fuente: elaboración de MEC, sobre la base de información de CFE

Para interpretar el cuadro anterior, vale recordar las fórmulas tarifarias utilizadas para facturar el servicio a cada tipo de usuario o categoría tarifaria definidas en el Informe N° 33. La misma, de acuerdo con los conceptos de la tarificación a costo marginal, incluye tres tipos de cargos, representando cada uno un precio aplicado a una cuantía específica de “servicio”, según sea éste medido.

Los tipos de cargos son:

- **Cargo fijo** [\$ Mx / cliente]: incluye los costos directamente relacionados con la sola presencia de un usuario de la categoría considerada, esto es, los costos comerciales.
- **Cargos variables por energía** [\$ Mx / kWh]: se definen para cada nivel de tensión (j = AT, ST, MT y BT) y para cada bloque horario (punta, intermedio y base), y se componen del costo de abastecimiento de energía en cada bloque horario y de los costos por pérdidas de energía en cada nivel de tensión aguas arriba del punto de conexión del usuario.
- **Cargo por capacidad** [\$ Mx / kW]: se definen para cada nivel de tensión (j = AT, ST, MT y BT), y se componen del costo de abastecimiento de la potencia, de los costos por pérdidas de potencia y de los costos de desarrollo de las redes en cada nivel de tensión.

De esta forma, el componente de pérdidas representa la parte del producto tarifario que permite recuperar los costos por pérdidas (técnicas) de energía y potencia; el componente de abastecimiento representa la parte del producto tarifario que permite recuperar los costos por compras de energía y potencia (esto es, incluye el costo marginal de capacidad de generación); el componente de redes representa la parte del producto tarifario que permite recuperar los costos de desarrollo de las redes en las etapas de transmisión, subtransmisión y distribución primaria y secundaria; y el componente de comercialización representa la parte del producto tarifario que permite recuperar los costos comerciales (el cargo fijo por cliente).