

MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

INFORMES N° 28/29/31: DETERMINACIÓN DE COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD TOTALES Y DE COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA REGIONALES, PARA CADA UNO DE LOS NIVELES DE TENSIÓN DE SUMINISTRO (AT-MT-BT)

Preparado para:



ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

INFORMES N° 28/29/31: DETERMINACIÓN DE COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD TOTALES Y DE COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA REGIONALES, PARA CADA UNO DE LOS NIVELES DE TENSIÓN DE SUMINISTRO (AT-MT-BT)

CONTENIDO

<i>RESUMEN EJECUTIVO</i>	7
<i>1. INTRODUCCIÓN</i>	11
<i>2. COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN</i>	12
2.1. Metodología utilizada.....	12
2.2. Resultados obtenidos.....	15
2.2.1. Costo marginal de capacidad de generación	16
2.2.2. Costo marginal de energía	16
<i>3. COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN</i>	16
3.1. Metodología utilizada.....	16
3.1.1. Transmisión.....	16
3.1.2. Subtransmisión	19
3.2. Resultados obtenidos.....	21
3.2.1. Transmisión.....	21
3.2.2. Subtransmisión	21
<i>4. COSTOS MARGINALES DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA Y SECUNDARIA</i>	22
4.1. Metodología utilizada.....	22
4.2. Resultados obtenidos.....	24
<i>5. INTEGRACIÓN DE LOS COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD</i>	25
5.1. Introducción	25
5.2. Factores de elevación por pérdidas de capacidad	26
5.3. Cálculos de los costos marginales de capacidad.....	27

6.	<i>INTEGRACIÓN DE LOS COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA</i>	33
6.1.	Introducción	33
6.2.	Factores de elevación por pérdidas de energía	34
6.3.	Cálculos de los costos marginales de energía.....	34

INDICE DE GRÁFICAS Y CUADROS

GRÁFICA 1	EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN.....	17
GRÁFICA 2	DELTA COSTO DE SUBTRANSMISIÓN Y DELTA DEMANDA	20
GRÁFICA 3	ESQUEMA DEL SISTEMA DE CFE PARA EL CÁLCULO DE LA TARIFA TEÓRICA	25
GRÁFICA 4	COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD: REGIÓN BAJA CALIFORNIA, USD/KW-AÑO, 2007	29
GRÁFICA 5	COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD: REGIÓN BAJA CALIFORNIA SUR, USD/KW-AÑO, 2007.....	29
GRÁFICA 6	COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD: REGIÓN NORTE, USD/KW-AÑO, 2007	30
GRÁFICA 7	COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD: REGIÓN NORESTE, USD/KW-AÑO, 2007	31
GRÁFICA 8	COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD: REGIÓN NOROESTE, USD/KW-AÑO, 2007	31
GRÁFICA 9	COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD: REGIÓN PENINSULAR, USD/KW-AÑO, 2007.....	32
GRÁFICA 10	COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD: REGIÓN SUR, USD/KW-AÑO, 2007.....	32
GRÁFICA 11	COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD, TOTAL MÉXICO, USD/KW-AÑO, 2007.....	33
GRÁFICA 12	SIN: COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA POR REGIÓN TARIFARIA, USD/MWH-AÑO, 2007.....	35
GRÁFICA 13	BAJA CALIFORNIA SUR: COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA POR REGIÓN TARIFARIA, USD/MWH-AÑO, 2007.....	36
CUADRO 1	CMLPST, USD/KW-MES, 2007	21
CUADRO 2	CMLP EN MT, USD/KW-MES, 2007	24
CUADRO 3	CMLP EN BT, USD/KW-MES, 2007	25
CUADRO 4	PÉRDIDAS DE POTENCIA POR REGIÓN TARIFARIA, % RESPETO A LA ENERGÍA INGRESADA AL NIVEL DE TENSIÓN CORRESPONDIENTE	26
CUADRO 5	RESUMEN COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD POR REGIÓN TARIFARIA, USD/KW-MES, 2007	27
CUADRO 6	RESUMEN COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD POR REGIÓN TARIFARIA, USD/KW-AÑO, 2007	28

Informes N° 28/2931: Determinación de costos marginales de capacidad totales y de costos marginales de energía regionales, para cada uno de los niveles de tensión de suministro. 7708

CUADRO 7 RESUMEN COSTOS MARGINALES DE COMERCIALIZACIÓN POR REGIÓN TARIFARIA, USD/kW-AÑO, 2007	28
CUADRO 8 COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD, TOTAL MÉXICO, USD/kW-AÑO, 2007	33
CUADRO 9 PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR REGIÓN TARIFARIA, % RESPETO A LA ENERGÍA INGRESADA AL NIVEL DE TENSIÓN CORRESPONDIENTE	34
CUADRO 10 COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA POR REGIÓN TARIFARIA, USD/MWh-AÑO, 2007	34

ENERGÍA

ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

INFORMES N° 28/29/31: DETERMINACIÓN DE COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD TOTALES Y DE COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA REGIONALES, PARA CADA UNO DE LOS NIVELES DE TENSIÓN DE SUMINISTRO (AT-MT-BT)

GLOSARIO

AT: Alta Tensión

BC: Baja California

BCS: Baja California Sur

BT: Baja Tensión

CA: Costo de Abastecimiento

CFE: Comisión Federal de Electricidad

CIPLP: Costo Incremental Promedio de Largo Plazo

CMC: Costo Marginal de Capacidad

CMCP: Costo Marginal de Corto Plazo

CMCPT: Costo Marginal de Corto Plazo total

CMLP: Costo Marginal de Largo Plazo

CMLPC: Costo Marginal de Largo Plazo de Capacidad

CMLPD: Costo Marginal de Largo Plazo de Distribución

CMLPE: Costo Marginal de Largo Plazo de Energía

CMLPG: Costo Marginal de Largo Plazo de Generación

CMLPST: Costo Marginal de Largo Plazo de Subtransmisión

Informes N° 28/29/31: Determinación de costos marginales de capacidad totales y de costos marginales de energía regionales, para cada uno de los niveles de tensión de suministro. 7708

CMLPT: Costo Marginal de Largo Plazo de Transmisión

COM: Comercial

CRE: Comisión Reguladora de Electricidad

kW: kilo-Watt

MPC: millones de pies cúbicos

MT: Media Tensión

OyM: Operación y Mantenimiento.

POISE: Programa de Inversiones del Sector Eléctrico

SENER, SE: Secretaría de Energía

SIN: Sistema Interconectado Nacional

ST: subtransmisión

TdR: Términos de Referencia del presente servicio de consultoría

USD: *United States dollars*

VRN: Valor de Reemplazo Nuevo

ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

INFORMES N° 28/29/31: DETERMINACIÓN DE COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD TOTALES Y DE COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA REGIONALES, PARA CADA UNO DE LOS NIVELES DE TENSIÓN DE SUMINISTRO (AT-MT-BT)

RESUMEN EJECUTIVO

El informe tiene por objeto presentar la integración del cálculo de los costos marginales de energía y capacidad por etapa de suministro (generación, transmisión, subtransmisión, distribución primaria y distribución secundaria) calculados en etapas previas del presente estudio integral de tarifas eléctricas en México. Para esto fueron consideradas las pérdidas de energía y potencia por nivel de tensión oportunamente determinadas.

Los costos marginales de energía y capacidad se calcularon para cada uno de los niveles de tensión de suministro siguientes:

- Alta Tensión, nivel transmisión
- Alta Tensión, nivel subtransmisión
- Media Tensión
- Baja Tensión

Para el cálculo de los costos marginales de capacidad, se agregaron los costos marginales de capacidad en cada nivel (generación y transmisión para AT; generación, transmisión y subtransmisión para ST, generación, transmisión, subtransmisión y distribución primaria para MT; y generación, transmisión, subtransmisión, distribución primaria, y distribución secundaria para BT), incorporando en cada caso las respectivas pérdidas de potencia:

Informes N° 28/29/31: Determinación de costos marginales de capacidad totales y de costos marginales de energía regionales, para cada uno de los niveles de tensión de suministro. 7708

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

Donde:

CMC_i es el Costo Marginal de Capacidad acumulado para el nivel de tensión i , 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 .

$FCMC_i$ es la fracción del Costo Marginal de Capacidad de “red local” asociado al nivel de tensión i correspondiente.

fec_i es el factor de elevación de potencia o capacidad para el nivel de tensión i .

Así, se incorpora el costo marginal de capacidad 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.

A modo de resumen, en la tabla siguiente se muestran los costos marginales de capacidad para cada etapa de suministro, por región tarifaria:

COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD POR REGIÓN TARIFARIA, USD/KW-MES, 2007

Región Tarifaria	T	ST	MT	BT
Baja California	137.77	178.50	293.61	372.76
Baja California Sur	109.20	139.96	273.92	374.49
Norte	137.77	183.61	323.99	432.42
Noreste	137.77	178.98	291.69	353.07
Noroeste	137.77	194.03	329.31	413.21
Peninsular	137.77	185.71	334.22	420.53
Sur	137.77	186.90	375.46	469.91
Total	137.85	185.43	340.94	427.85

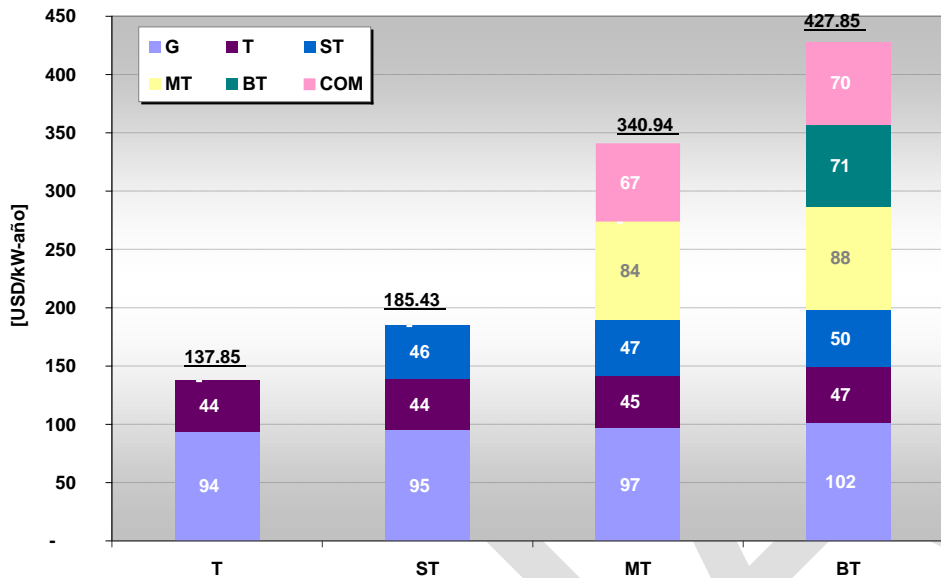
Fuente: elaboración de MEC (Informe N° 7, 18, 20, 25) sobre la base de información de CFE.

Respecto al cuadro anterior, cabe mencionar que se le solicitó a CFE información adicional que permita diferenciar los costos de subtransmisión entre Baja California y Baja California Sur. Dado que la misma no ha sido recibida al momento de elaboración del presente informe, los costos marginales de los niveles de transmisión (T) y subtransmisión (ST) serán modificados cuando se disponga de la mencionada información.

Finalmente, en la gráfica siguiente se muestran los resultados totales:

Informes N° 28/2931: Determinación de costos marginales de capacidad totales y de costos marginales de energía regionales, para cada uno de los niveles de tensión de suministro. 7708

COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD, TOTAL MÉXICO, USD/kW-AÑO, 2007



Fuente: elaboración de MEC (Informe N° 7, 18, 20, 25) sobre la base de información de CFE.

Para el cálculo de los costos marginales de energía se plantea una fórmula general:

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

Donde:

CME_i es el Costo Marginal de Energía en el nivel de tensión i;

fee_i es el factor de elevación de pérdidas de energía para el nivel de tensión i.

Así, los costos marginales de energía por nivel de tensión quedaron determinados a través de los costos marginales de energía promedio; y los factores de expansión de pérdidas de energía en cada nivel de tensión.

En el cuadro siguiente se presentan los resultados obtenidos, para cada región tarifaria, de los costos marginales de energía por etapa de suministro:

COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA POR REGIÓN TARIFARIA, USD/MWH-AÑO, 2007

Región Tarifaria	T	ST	MT	BT
Baja California	67.51	67.79	68.73	70.58
Norte	67.51	68.50	70.22	73.23

Informes N° 28/2931: Determinación de costos marginales de capacidad totales y de costos marginales de energía regionales, para cada uno de los niveles de tensión de suministro. 7708

Región Tarifaria	T	ST	MT	BT
Noreste	67.51	67.71	68.84	70.96
Noroeste	67.51	67.88	69.18	71.53
Peninsular	67.51	68.18	69.32	72.01
Sur	67.51	68.04	69.12	71.67
Total SIN	67.51	68.10	69.26	71.71
Baja California Sur	133.00	133.55	135.08	140.10

Fuente: elaboración de MEC (Informe N° 7, 18, 20, 25) sobre la base de información de CFE.

ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

INFORMES N° 28/29/31: DETERMINACIÓN DE COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD TOTALES Y DE COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA REGIONALES, PARA CADA UNO DE LOS NIVELES DE TENSIÓN DE SUMINISTRO (AT-MT-BT)

1. INTRODUCCIÓN

Este informe tiene por objeto presentar la integración del cálculo de los costos marginales de capacidad y de energía calculados durante el desarrollo de las actividades 1.3.1, cálculo de los costos marginales de generación; 1.3.2, cálculo de los costos marginales de capacidad de transmisión y subtransmisión y 1.3.3, cálculo de los costos marginales de capacidad de distribución; considerando las pérdidas de energía y potencia determinadas en la actividad 1.1.2, determinación de las pérdidas técnicas y no técnicas por etapa de suministro; para cada uno de los niveles de tensión de suministro siguientes:

- Alta Tensión, nivel transmisión
- Alta Tensión, nivel subtransmisión
- Media Tensión
- Baja Tensión

En la sección 2 se presenta un resumen de la metodología utilizada para determinar los costos marginales de generación, y los resultados alcanzados respecto a los costos marginales de energía y capacidad de generación. Dicha sección se basa en el *Informe N° 18 – Evaluación de costos marginales de largo plazo de capacidad de generación*.

En las secciones 3 y 4 se presenta la metodología y los resultados de los costos marginales de capacidad de transmisión y subtransmisión, y distribución primaria y secundaria respectivamente. Estos resultados fueron oportunamente presentados en el *Informe N° 20 – Evaluación de costos marginales de largo plazo de transmisión*, e *Informe N° 25 – Determinación de costos marginales de largo plazo de distribución primaria y secundaria*.

En la sección 5, se presentan los factores de expansión de pérdidas de potencia utilizados para la determinación de las tarifas teóricas, y los resultados obtenidos de la integración de los costos marginales de capacidad por etapa de suministro.

En la sección 6, finalmente, se presentan los factores de expansión de pérdidas de energía utilizados para la determinación de las tarifas teóricas, y los resultados obtenidos de la integración de los costos marginales de energía por etapa de suministro.

Los factores de expansión de pérdidas de energía y de capacidad surgen del *Informe N° 7 – Propuesta de pérdidas técnicas y no técnicas a considerar en el cálculo de los costos marginales*.

2. COSTOS MARGINALES DE GENERACIÓN

2.1. METODOLOGÍA UTILIZADA

La determinación del costo marginal de largo plazo de generación (CMLPG) requiere como condición que la capacidad de generación disponible esté adaptada a la demanda a abastecer de forma tal que el sistema opere en condiciones de óptimo económico. En tal caso se cumple que el promedio de los costos marginales de corto plazo (CMCP) coincide con el CMLPG, lo que permite la determinación del CMLPG en función de los resultados obtenidos en la planificación del sistema.

Dado que existe una red de transmisión que vincula la generación y la demanda, y que dicha red tiene pérdidas de transmisión, y en algunas situaciones operativas puede además producir congestión por límites activos de capacidad de transmisión, esto hace que los costos marginales de corto plazo totales (CMCPT) puedan ser diferentes en cada uno de los nodos de la red de transmisión, reflejando el costo de transmisión (variable) que afecta a cada nodo. Excepto cuando existen restricciones estructurales que hacen antieconómica la construcción de vínculos de transmisión entre áreas, las diferencias de precios entre nodos suelen ser pequeñas

Informes N° 28/2931: Determinación de costos marginales de capacidad totales y de costos marginales de energía regionales, para cada uno de los niveles de tensión de suministro. 7708

cuando se llega a la situación de adaptación de la oferta a la demanda, por lo que es justificable trabajar con un sólo valor de CMLPG para el sistema interconectado (capacidad de transmisión adaptada).

Por tal motivo el CMLPG se calculó ponderando por demanda los valores de CMCPT determinados para cada nodo de la red de transmisión por el programa DEEM, conforme se indica en la siguiente expresión:

$$CMLPG = \frac{\sum_{k=6}^{k=10} \sum_{n=1}^{n=N} DDE_{k,n} \times CMCPT_{k,n} \times (1+i)^{-k}}{\sum_{k=6}^{k=10} \sum_{n=1}^{n=N} DDE_{k,n} \times (1+i)^{-k}}$$

Donde:

i: Tasa de descuento

k: cada uno de los años del periodo de evaluación del Plan de Expansión óptimo. Comprende los años 2009 a 2018 inclusive.

n: cada uno de los nodos del sistema de transmisión (red simplificada).

CMLPG [\$/MWh] : Costo Marginal de Largo Plazo de generación

CMCPT_{k,n} [\$/MWh] : Costo Marginal de Corto Plazo Total promedio anual en el nodo n

DDE_{k,n} [MWh]: Incremento en el año k, respecto del año anterior, de la demanda abastecida en el nodo n

Desde el punto de vista de las tarifas del sector eléctrico resulta conveniente la segmentación del CMLPG en dos componentes, manteniendo sin modificaciones el costo total para la demanda:

- CMLPE [\$/MWh] es el costo marginal de largo plazo de energía.
- CMLPC [\$/kW-mes] es el costo marginal de largo plazo de capacidad.

La división del costo marginal de largo plazo de generación (CMLPG) en los componentes antes indicados se basa en los siguientes principios económicos:

- El CMLPC tiene como valor máximo la anualidad del costo fijo por unidad de potencia de la unidad de generación de menor costo fijo disponible para la expansión del parque de generación ^{1 2}.
- Se debe cumplir con el principio de suficiencia, es decir la remuneración que recibe el sector generador debe cubrir la totalidad de sus costos (fijos y variables) asociados con la operación y expansión del parque de generación en condiciones de adaptación entre la capacidad de generación y la demanda a abastecer.
- El CMLPG se debe corresponder con el promedio de costos marginales de corto plazo (CMCP) de forma tal que las tarifas eléctricas proporcionen adecuadas señales económicas sobre el costo de producción y de esa forma oriente a la eficiencia en el consumo de energía eléctrica.

La separación del CMLPG en sus componentes, el CMLPE y CMLPC se realiza conforme el siguiente procedimiento:

1. Las inversiones realizadas de nueva capacidad de generación en el periodo evaluado están asociadas a la instalación de una cierta cantidad de potencia efectiva de generación (DPE_k [MW]) en cada año (k) lo cual resulta necesario para abastecer el incremento de demanda (DDE_k [MWh]) de cada año (k) bajo condiciones de adaptación de la capacidad disponible de generación para abastecer dicha demanda (mínimo costo).
2. Se determina la capacidad efectiva total (DPET [MW]) (adicional respecto del año base) instalada en el periodo evaluado a partir de la siguiente expresión:

¹ Para las características del parque de generación de México es unidad tipo TG que opera con gas natural, con una potencia del orden de 150 MW (Turbogás industrial gas 1F de acuerdo con el COPAR 2008).

² En la determinación del CMLPC se debe tomar en cuenta el margen de reserva por indisponibilidad propia de la unidad de respaldo, para regulación de frecuencia y por cualquier otra variable que reduzca la potencia efectiva disponible en un determinado momento (ej, altura, temperatura, etc.)

$$DPET = \sum_{k=6}^{k=10} DPE_k \times (1+i)^{-k}$$

Donde:

k: Cada uno de los años del periodo de evaluación del plan de expansión óptimo

DPE_k [MW]: Potencia efectiva a ser instalada en el año (k)

DPET [MW]: Potencia Efectiva Total instalada en el periodo de evaluación.

i: tasa de descuento

3. En el mismo periodo el incremento supuesto de la demanda total (DDET [MWh]) abastecida surge de la siguiente expresión:

$$DDET = \sum_{k=6}^{k=10} DDE_k \times (1+i)^{-k}$$

4. Dado que se debe cumplir con el principio de suficiencia la remuneración total que recibe el sector se debe mantener invariante luego de la separación del CMLPG en sus dos componentes. Esto implica que se debe cumplir con la siguiente ecuación:

$$CMLPG \times DDET = CMLPE \times DDET + CMLPC \times DPET$$

El término de la izquierda representa el costo de abastecimiento total de la demanda incremental del periodo evaluado. El término de la derecha representa el costo de abastecimiento total dividido en sus dos componentes Energía y Capacidad.

La expresión anterior muestra que los valores del CMLPE y CMLPC son mutuamente dependientes, siendo necesario definir uno de ellos para que el otro quede también definido.

Es así que definido un valor para el CMLPC, el correspondiente valor del CMLPE se deduce de la siguiente expresión:

$$CMLPE = CMLPG - CMLPC \times \frac{DPET}{DDET}$$

2.2. RESULTADOS OBTENIDOS

Los resultados presentados en este informe son congruentes con aquellos presentados en el ya mencionado Informe N° 18.

Informes N° 28/2931: Determinación de costos marginales de capacidad totales y de costos marginales de energía regionales, para cada uno de los niveles de tensión de suministro. 7708

2.2.1. Costo marginal de capacidad de generación

Aplicando los conceptos antes indicados y sobre la base de los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas con los programas DEEM y PEGyT para el escenario utilizado para determinar el Plan de Expansión óptimo de generación y de la red de transmisión que se presenta en el documento POISE 2009-2018, y usando además como referencia valores de costos indicados en el documento COPAR 2008, se determinó el **CMLPC para el Sistema Interconectado Nacional (SIN)** resultando un valor de **7.68 USD/kW-mes**, en dólares del año 2007. Dicho valor consideró un escenario de precios de combustibles compatibles con un precio de gas natural de 8.54 USD/MPC (33.66 USD/GCal).

El valor indicado fue utilizado tanto en el cálculo tarifario del SIN como en el de las regiones actualmente aisladas de Baja California (BC) y Baja California Sur (BCS), dado que, en el mediano plazo se prevé que la región de BC esté interconectada al SIN.

Además, con la información disponible se determinó de forma diferenciada al resto del SIN el **CMLPC de BCS**. El valor resultante fue de **9.10 USD/kW-mes**, en dólares del año 2007.

2.2.2. Costo marginal de energía

Para el **SIN**, el CMLPE resultante de la aplicación de la metodología antes indicada es de **66.44 USD/MWh** en dólares del año 2007, el cual es válido siempre que los precios de combustibles efectivamente utilizados para la generación térmica sean compatibles con la referencia adoptada de precios de combustible (Precio Gas Natural = 8.54 USD/MPC = 33.66 USD/GCal (Poder Calorífico = 1062,2 MJ/MPC).

Para el caso de **BCS**, el valor resultante de la metodología aplicada es de **133.00 USD/MWh**.

3. COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN

3.1. METODOLOGÍA UTILIZADA

3.1.1. Transmisión

En el segmento de transmisión debido a la existencia de economías de escala, los costos marginales de largo plazo (CMLP) no permiten recuperar los costos medios del sector ya que:

- un incremento unitario de demanda no implica necesariamente un incremento en inversiones en el sistema de transmisión o bien,

- las inversiones que se realizan tienen una capacidad de transmisión de muchas veces el incremento de demanda;
- también es posible que una misma obra de ampliación de capacidad de transmisión aporte al sistema muy diferentes valores de capacidad de transmisión en función de los parámetros técnicos del resto de las redes que integran el sistema interconectado.

Todos estos aspectos dificultan la determinación de los costos marginales de transmisión (CMLPT).

En base a estos conceptos el método propuesto para determinar el CMLPT se basó en la linealización de la función de costos del sistema de transmisión.

Esta metodología implica linealizar la función de costos del sistema de transmisión aproximando la evolución del costo de transmisión en función de la demanda a una recta de interpolación, siendo el CMLPT la pendiente de dicha recta de interpolación determinada en el año base. Dicha solución fue adoptada en algunos de mercados eléctricos de América Latina (Ej. Brasil entre otros).

GRÁFICA 1 EVOLUCIÓN DE LOS COSTOS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Fuente: elaboración de MEC

El CMLPT surge como la pendiente de la recta de interpolación que mejor aproxima la función de costos totales de transmisión en el año base.

$$CMLPT[\$/MW] = \frac{\partial}{\partial D} CostoTotal(\$) = \frac{\Delta Costo[\$]}{\Delta D[MW]}$$

La función de costos linealizados del sistema de transmisión puede ser expresada en función del flujo de potencia en cada circuito que se utiliza para el diseño del sistema y la necesidad de refuerzos en la red.

$$Costo\ Total[\$] = \sum_k \frac{CT_k[\$]}{CAT_k[MW]} \times f_k[MW]$$

Donde:

CAT_k : Capacidad de Transmisión del circuito k

CT_k : Costo de Transmisión del circuito k obtenido como suma de la anualidad de costos de inversión más los costos anuales de operación y mantenimiento (OyM).

k : Cada uno de los circuitos que componen la red de transmisión

f_k : Flujo de potencia activa en el circuito k

La fórmula antes indicada para determinar el costo total del sistema en el año base considera los siguientes supuestos:

- La topología de la red se corresponde con la del año base.
- Los características técnicas (nivel de tensión, reactancias) de los circuitos son las del año base.
- El costo total de cada circuito por unidad de capacidad de transmisión (\$/MW) es igual al del año base, asumiendo como costo la suma de i) la anualidad del valor de reemplazo a nuevo (VRN) del circuito; y ii) los costos de operación y mantenimiento (OyM) de cada circuito; y como capacidad de transmisión el límite actual de transmisión por cada circuito tal como se define en el POISE 2009-2018.
- Es posible ajustar la capacidad de transmisión de los circuitos, sin cambiar su tensión y otros parámetros técnicos, al nivel de flujo de potencia activa máximo transportado por cada uno de ellos en condiciones normales de operación.

De lo cual resulta el CMLPT determinado por la siguiente expresión:

$$CMLPT[\$/MW] = \frac{\partial}{\partial D} CostoTotal[\$] = \sum_k \frac{CT_k[\$]}{CAT_k[MW]} \times \frac{\partial}{\partial D} f_k[MW]$$

Dónde $CT_k[\$] = AnualidadVRN_k + OyM_k$

Para su determinación se necesitan conocer los costos de cada uno de los circuitos, su capacidad de transmisión y los correspondientes flujos de potencia activa.

A cada circuito de la red equivalente se le asigna un VRN determinado como una proporción del VRN total del sistema de transmisión. La proporción resulta del cociente entre la longitud de cada circuito equivalente dividido por la longitud total de los circuitos que componen la red equivalente.

Los costos de OyM se considerarán proporcionales al VRN de las redes siendo el valor adoptado igual al 3%.

Informes N° 28/2931: Determinación de costos marginales de capacidad totales y de costos marginales de energía regionales, para cada uno de los niveles de tensión de suministro. 7708

Para determinar los flujos de potencia activa en cada circuito se considerarán estados operativos típicos que exijan al máximo la capacidad de transmisión disponible del sistema de transmisión de acuerdo con el despacho económico de generación.

Se determinan flujos para un total de 60 estados operativos diferentes resultantes de considerar 12 meses y 5 escalones de demanda. El año de referencia asumido es el 2009.

3.1.2. Subtransmisión

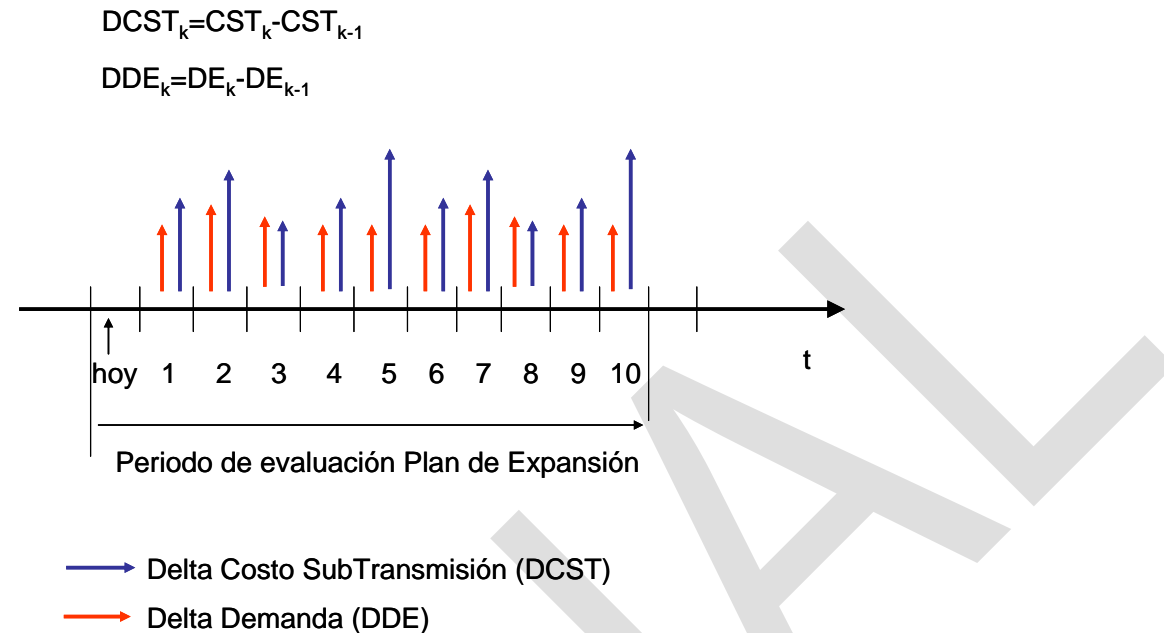
La determinación del costo marginal del sistema de subtransmisión (CMLPST) conceptualmente presenta dificultades similares a las antes indicadas para el sistema de transmisión. Sin embargo, algunas consideraciones particulares permitirían minimizar el efecto de estos problemas facilitándose el cálculo de los CMLPST. Estos aspectos son:

- el sistema de subtransmisión está conformado por múltiples zonas muy poco vinculadas eléctricamente entre ellas, siendo por lo tanto redes regionales cuya expansión depende esencialmente de la demanda regional con mínimos efectos asociados al plan de expansión de generación;
- lo anterior hace que el crecimiento de la capacidad de transmisión de las redes de subtransmisión suele acompañar el crecimiento de la demanda;
- la capacidad de transmisión aportada por cada circuito y el tiempo de construcción de nuevas instalaciones hace que el error de planificación se minimice y en general se logre una ocupación significativa de la capacidad de transmisión existente minimizando los problemas de indivisibilidad de las expansiones;
- la evolución de costos del sistema de transmisión por unidad de demanda total abastecida suele ser una función lineal con escalones discretos.

En función de lo antes indicado, el procedimiento utilizado para determinar el CMLPST consiste en determinar para cada año del periodo de planificación el incremento anual de demanda abastecida (DDE) y el incremento de costos totales de la red de subtransmisión, fijos y variables (DCST) que resulta del plan de expansión óptimo.

Para cada año de dicho período se determina el Delta Costo de Subtransmisión (DCST) y el Delta Demanda (DDE).

GRÁFICA 2 DELTA COSTO DE SUBTRANSMISIÓN Y DELTA DEMANDA



Fuente: elaboración de MEC

Los valores de DCST se obtienen como suma de los correspondientes valores de Delta Costos Inversión (DCI_k) y Delta Costos Operación (DCO_k) para cada año “k” del periodo evaluado.

$$DCST_k = DCI_k + DCO_k$$

Los costos de inversión incurridos en el año k se corresponden a la anualidad de las inversiones realizadas en el año k determinadas a partir del periodo de vida útil asumido y una tasa de descuento “i” representativa del costo social del dinero. CFE adopta a este efecto una tasa de descuento del 12% anual.

Los costos de OyM se considerarán proporcionales a los costos de inversión de las redes incorporadas en el plan de expansión determinados conforme se propone en el punto 5 siguiente.

Los valores antes indicados permiten determinar el CMLPST utilizando la siguiente expresión:

$$CMLPST = \frac{\sum_{k=1}^{k=10} DCST_k \times (1+i)^{-k}}{\sum_{k=1}^{k=10} DDE_k \times (1+i)^{-k}}$$

Informes N° 28/2931: Determinación de costos marginales de capacidad totales y de costos marginales de energía regionales, para cada uno de los niveles de tensión de suministro. 7708

Donde:

DCST [\$]: Delta Costo de Sub-Transmisión entre los años k y k-1 suma de costos de inversión y de operación

DDE [MW]: Delta Demanda Máxima abastecida entre los años k y k-1

3.2. RESULTADOS OBTENIDOS

3.2.1. Transmisión

Aplicando los conceptos indicados el CMLPT del **SIN** resulta igual a **3.58 USD/kW-mes**, en dólares del año 2007.

Dado que la red de transmisión incluye nodos que pertenecen al SIN el valor del CMLPT será aplicable únicamente a la determinación de tarifas aplicables a demandas conectadas a dicho sistema.

3.2.2. Subtransmisión

Los CMLPST se determinaron según la metodología descrita para cada región tarifaria. Al contrario de lo comentado respecto al CMLPT, el valor del CMLPST será aplicable al cálculo de tarifas en todas las divisiones de distribución y regiones tarifarias incluyendo la región de BCS.

En el cuadro siguiente se muestran los valores utilizados en el cálculo tarifario, en dólares del año 2007:

CUADRO 1 CMLPST, USD/kW-MES, 2007

Región Tarifaria	CMLPST [USD/kW-mes]
Baja California	3.32
Baja California Sur	2.51
Norte	3.56
Noreste	3.38
Noroeste	4.58
Peninsular	3.81
Sur	3.95
Total	3.83

Fuente: elaboración de MEC (Informe N° 20) sobre la base de información de CFE.

Nota: Los valores del año 2008 fueron deflacionados para obtener valores del año 2007 usando el *Producer Price Index Industry Data Electric Bulk power transmisión and control*, elaborado por la *Bureau of Labor Statistics* de Estados Unidos.

4. COSTOS MARGINALES DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA Y SECUNDARIA

4.1. METODOLOGÍA UTILIZADA

Los costos marginales de largo plazo de distribución se determinaron tomando como base de activos el VRN de distribución del año 2007, los costos de explotación de operación y mantenimiento adaptados y la evolución histórica de las instalaciones y de la energía vendida a los usuarios finales.

El costo marginal de distribución (CMLPD) se determinó a partir de los costos medios. En efecto, mediante un apropiado coeficiente de rendimiento de escala, se puede extender la fórmula de cálculo de la siguiente manera para su aplicación al requerimiento del estudio tarifario:

$$CMLPD_i = \alpha_i \times \frac{\left[\sum_x FD_{iX} \times X_{iX} \times \%XT_{iX} \times CU_X + FRC_{iX} \times X_{iX} \times (1 - \%XT_{iX}) \times CU_X + CO \& M_i \right]}{P_i}$$

Donde:

$CMLPD_i$	costo marginal de largo plazo para el nivel de tensión i
α_i	parámetro cuyo valor depende del crecimiento de la demanda y las instalaciones para el nivel de tensión i ⁽³⁾
FRC_{iX}	factor de recuperación del capital para el nivel de tensión i y tipo de instalación X ⁽⁴⁾

⁽³⁾ Se determina a partir de información estadística histórica de crecimiento de la demanda y de las instalaciones por nivel de tensión.

⁽⁴⁾ Definido para una determinada tasa de descuento y vida útil según el tipo de instalación (subestaciones AT/MT, líneas de MT, transformador MT/BT o líneas de BT)

FD_{iX}	factor de depreciación ⁽⁵⁾ del capital para el nivel de tensión i y tipo de instalación X
$\%XT_{iX}$	porcentaje de instalaciones correspondientes a terceros para el año base para el nivel de tensión i
X_{iX}	volumen de instalaciones tipo X para el año base para el nivel de tensión i y tipo de instalación X
CU_X	costos unitarios de las instalaciones X
$CO\&M_i$	costos anuales de operación y mantenimiento eficientes del nivel de tensión i
P_i	demanda (agregada) a la entrada del nivel de tensión i

El componente α de la fórmula anterior representa el factor de escala de las instalaciones y se determina a partir de la información histórica estadística de crecimiento de la demanda y de la cantidad de instalaciones correspondientes a cada componente de la red de distribución, los cuales comprenden:

- Subestaciones AT/MT
- Red de MT
- Transformadores MT/BT
- Red de BT

Los factores alfa de cada uno de estos componentes de la red de distribución surgen de la siguiente fórmula:

$$\ln X = \ln K + \alpha \times \ln P,$$

Dónde X representa los km. de red para el caso de las redes de MT y BT, y los MVA instalados para el caso de las subestaciones y los transformadores, P es la energía en el nivel de tensión correspondiente, K es una constante estimada mediante regresión lineal y \ln es logaritmo natural.

(⁵) El factor de depreciación es igual a la inversa de la vida útil, que multiplicado por el VRN es igual a la *Informes N° 28/2931: Determinación de costos marginales de capacidad totales y de costos marginales de energía regionales, para cada uno de los niveles de tensión de suministro. 7708*

En la fórmula anterior también se ha incorporado un término que corresponde al tratamiento diferencial entre las inversiones desarrolladas con capital propio o de terceros. En el caso del capital propio la tarifa teórica, a través del costo marginal de distribución, reconoce una cuota de depreciación y una rentabilidad del capital invertido, que se materializa en la aplicación del factor de recuperación de capital sobre el VRN propio. En el caso de las instalaciones aportadas por terceros, sólo se considera en la tarifa teórica la cuota anual de depreciación de dichas instalaciones, dado que CFE estará a cargo de reponer dichas instalaciones al finalizar su vida útil (en realidad se considera que cada año CFE invierte una cuota de depreciación de modo tal que al finalizar su vida útil el activo tiene las mismas características que en el momento que fue construido). En el caso de los costos eficientes de OyM, éstos no se ven afectados ya que CFE es responsable de realizar las actividades asociadas a los procesos de operación y mantenimiento de la totalidad de las instalaciones, sin diferenciar si las mismas resultan propias o de terceros.

4.2. RESULTADOS OBTENIDOS

Mediante la aplicación de la metodología resumida, se obtuvieron los CMLPD por región tarifaria. En los dos cuadros siguientes se muestran los resultados para los niveles de MT y BT, en dólares del año 2007:

CUADRO 2 CMLP EN MT, USD/KW-MES, 2007

Región Tarifaria	Componente de capital MT [USD/año]	Componente de costo O&M MT [USD/año]	Demanda no coincidente MT [MW]	CMLPD para el nivel de MT [USD/kW-mes]
	$(\alpha * FRC * VRN)$	$(\alpha * CO\&M)$	(P)	$\alpha * (FRC * VRN + CO\&M) / P$
Baja California	38,462,609	34,232,709	1,331	4.55
Baja California Sur	7,930,999	7,382,733	244	5.24
Norte	91,157,906	52,881,823	1,999	6.00
Noreste	97,363,513	94,346,937	3,666	4.36
Noroeste	87,460,300	48,574,758	1,895	5.98
Sur	584,371,689	349,802,614	8,823	8.82
Peninsular	44,494,506	32,940,539	1,065	6.06
TOTAL	951,241,521	620,162,114	19,023	6.88

Fuente: elaboración de MEC (Informe N° 25) sobre la base de información de CFE.

Informes N° 28/2931: Determinación de costos marginales de capacidad totales y de costos marginales de energía regionales, para cada uno de los niveles de tensión de suministro. 7708

CUADRO 3 CMLP EN BT, USD/KW-MES, 2007

Región Tarifaria	Componente de capital BT [USD/año]	Componente de costo O&M BT [USD/año]	Demanda no coincidente BT [MW]	CMLPD para el nivel de BT [USD/kW-mes]
	$(\alpha * FRC * VRN)$	$(\alpha * CO\&M)$	(P)	$\alpha * (FRC * VRN + CO\&M) / P$
Baja California	35,053,085	9,140,323	656	5.62
Baja California Sur	9,065,870	1,913,206	130	7.04
Norte	49,782,778	12,410,322	728	7.12
Noreste	62,173,802	21,173,425	1,769	3.93
Noroeste	59,226,037	12,260,019	1,077	5.53
Sur	334,624,575	42,233,781	5,260	5.97
Peninsular	30,105,961	7,517,090	577	5.44
TOTAL	580,032,108	106,648,165	10,196	5.61

Fuente: elaboración de MEC (Informe N° 25) sobre la base de información de CFE.

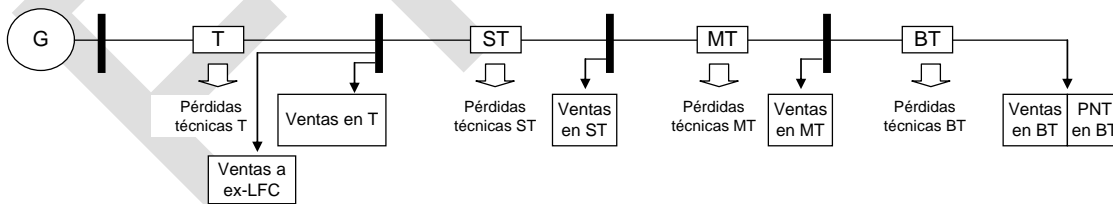
5. INTEGRACIÓN DE LOS COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD

5.1. INTRODUCCIÓN

El modelo conceptual para la definición de las tarifas a costo marginal de CFE, considera un sistema equivalente como el que se muestra en la siguiente figura:

GRÁFICA 3 ESQUEMA DEL SISTEMA DE CFE PARA EL CÁLCULO DE LA TARIFA TEÓRICA

Modelo para CFE



Fuente: elaboración de MEC

Dado que los costos marginales de largo plazo, están asociados al desarrollo de las redes en cada una de las etapas que se consideran del sistema, las demandas consideradas en dichos análisis están mejor representadas por los valores al ingreso de cada una de ellas. Por tal motivo, y considerando lo expuesto anteriormente, los costos marginales se deben expandir por los factores de pérdidas aguas abajo, incluyendo el nivel que se esté analizando.

Informes N° 28/2931: Determinación de costos marginales de capacidad totales y de costos marginales de energía regionales, para cada uno de los niveles de tensión de suministro. 7708

Para el cálculo de los costos marginales de capacidad (CMC), se deben agregar los costos marginales en cada nivel (generación y transmisión para AT; generación, transmisión y subtransmisión para ST, generación, transmisión, subtransmisión y distribución primaria para MT; y generación, transmisión, 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, 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.

$FCMC_i$ es la fracción del Costo Marginal de Capacidad de “red local” asociado al nivel de tensión i correspondiente.

fec_i es el factor de elevación de potencia o capacidad para el nivel de tensión i.

5.2. FACTORES DE ELEVACIÓN POR PÉRDIDAS DE 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 presentadas oportunamente en el *Informe N° 7 – Propuesta de pérdidas técnicas y no técnicas a considerar en el cálculo de los costos marginales*. 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 PÉRDIDAS DE POTENCIA POR REGIÓN TARIFARIA, % RESPETO A LA ENERGÍA INGRESADA AL NIVEL DE TENSIÓN CORRESPONDIENTE

Nivel de Tensión	Baja California	Baja California Sur	Norte	Noreste	Noroeste	Peninsular	Sur	Total
BT	3.15%	4.29%	5.32%	4.04%	4.24%	5.01%	4.85%	4.57%
MT	1.65%	1.37%	2.99%	2.02%	2.35%	2.02%	1.97%	2.10%
ST	0.49%	0.49%	1.73%	0.35%	0.68%	1.19%	0.95%	0.87%

Informes N° 28/2931: Determinación de costos marginales de capacidad totales y de costos marginales de energía regionales, para cada uno de los niveles de tensión de suministro. 7708

Nivel de Tensión	Baja California	Baja California Sur	Norte	Noreste	Noroeste	Peninsular	Sur	Total
AT	1.90%	-	1.90%	1.90%	1.90%	1.90%	1.90%	1.90%

Fuente: elaboración de MEC (informe N° 7) sobre la base de información de CFE.

Nota (1): en BCS no aplican pérdidas en alta tensión, ya que estas se refieren al sistema de transmisión, y dicha región no esta interconectada al SIN.

Nota (2): 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.

Los porcentajes de pérdidas de potencia surgen del balance de energía y potencia, y se determinaron con base en las pérdidas de energía.

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 costo marginal se deben considerar todas las pérdidas hasta ese nivel inclusive.

5.3. CÁLCULOS DE LOS COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD

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.

A modo de resumen en los dos cuadros siguientes se presentan los CMC por etapa de suministro utilizados en el cálculo:

CUADRO 5 RESUMEN COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD POR REGIÓN TARIFARIA, USD/kW-MES, 2007

Nivel de Tensión	Baja California	Baja California Sur	Norte	Noreste	Noroeste	Peninsular	Sur
BT	5.62	7.04	7.12	3.93	5.53	5.44	5.97
MT	4.55	5.24	6.00	4.36	5.98	6.06	8.82
ST	3.32	2.51	3.56	3.38	4.58	3.81	3.95
AT	3.58	-	3.58	3.58	3.58	3.58	3.58
G	7.68	9.10	7.68	7.68	7.68	7.68	7.68

Fuente: elaboración de MEC (Informes N° 18, 20 y 25) sobre la base de información de CFE.

Nota (1): en BCS no aplican los CMLPC en alta tensión, ya que dicha región no esta interconectada al SIN.

Nota (2): los CMC incluidos en el cuadro corresponden exclusivamente a cada nivel de tensión, esto es, no integran los CMC del nivel de tensión superior (aguas arriba).

CUADRO 6 RESUMEN COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD POR REGIÓN TARIFARIA, USD/kW-AÑO, 2007

Nivel de Tensión	Baja California	Baja California Sur	Norte	Noreste	Noroeste	Peninsular	Sur
BT	67.41	84.50	85.42	47.12	66.38	65.25	71.64
MT	54.63	62.87	72.05	52.30	71.77	72.68	105.89
ST	39.86	30.07	42.66	40.59	54.95	45.73	47.35
AT	42.99	-	42.99	42.99	42.99	42.99	42.99
G	92.16	109.20	92.16	92.16	92.16	92.16	92.16

Fuente: elaboración de MEC (Informes N° 18, 20 y 25) sobre la base de información de CFE.

Nota (1): en BCS no aplican los CMLPC en alta tensión, ya que dicha región no está interconectada al SIN.

Nota (2): los CMC incluidos en el cuadro corresponden exclusivamente a cada nivel de tensión, esto es, no integran los CMC del nivel de tensión superior (aguas arriba).

Adicionalmente, se consideraron los costos marginales de comercialización, cuyos resultados se presentaron en el *Informe N° 27 – Evaluación de costos marginales de conexión y comercialización*.

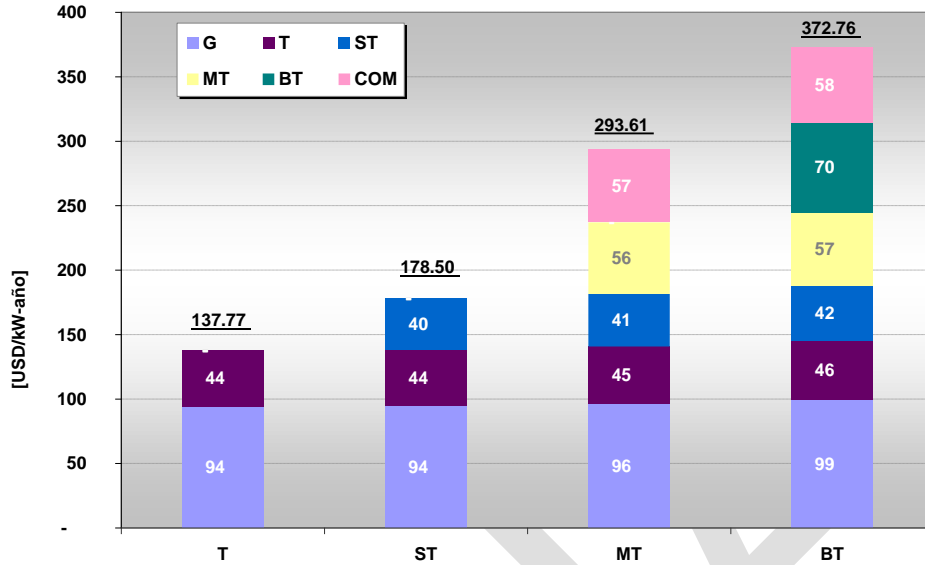
CUADRO 7 RESUMEN COSTOS MARGINALES DE COMERCIALIZACIÓN POR REGIÓN TARIFARIA, USD/kW-AÑO, 2007

Costos marginales	Baja California	Baja California Sur	Norte	Noreste	Noroeste	Peninsular	Sur
COM	56.57	68.28	60.45	55.64	57.12	70.49	76.81

Fuente: elaboración de MEC (Informe N° 25) sobre la base de información de CFE.

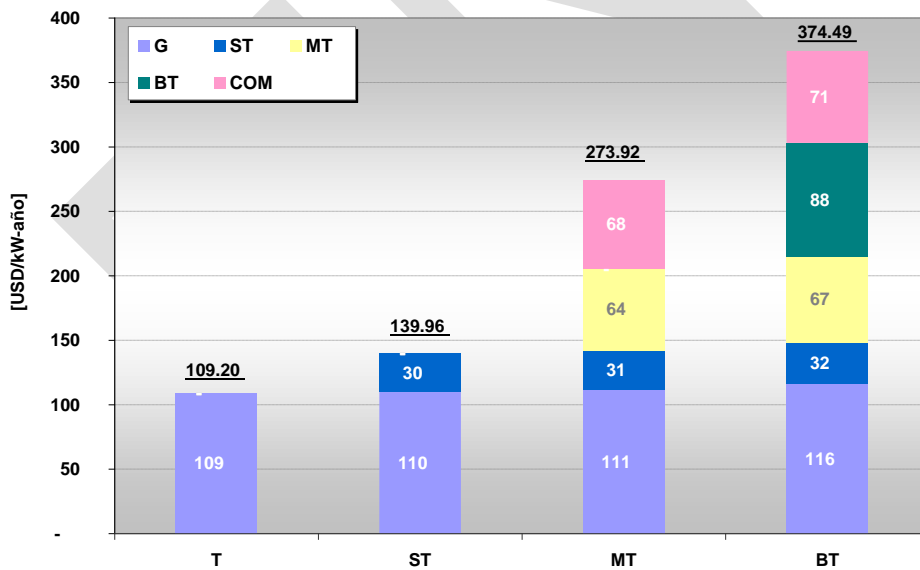
En las gráficas siguientes se presentan los resultados, por región tarifaria:

GRÁFICA 4 COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD: REGIÓN BAJA CALIFORNIA, USD/kW-AÑO, 2007



Fuente: elaboración de MEC (Informe N° 7, 18, 20, 25) sobre la base de información de CFE.

GRÁFICA 5 COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD: REGIÓN BAJA CALIFORNIA SUR, USD/kW-AÑO, 2007

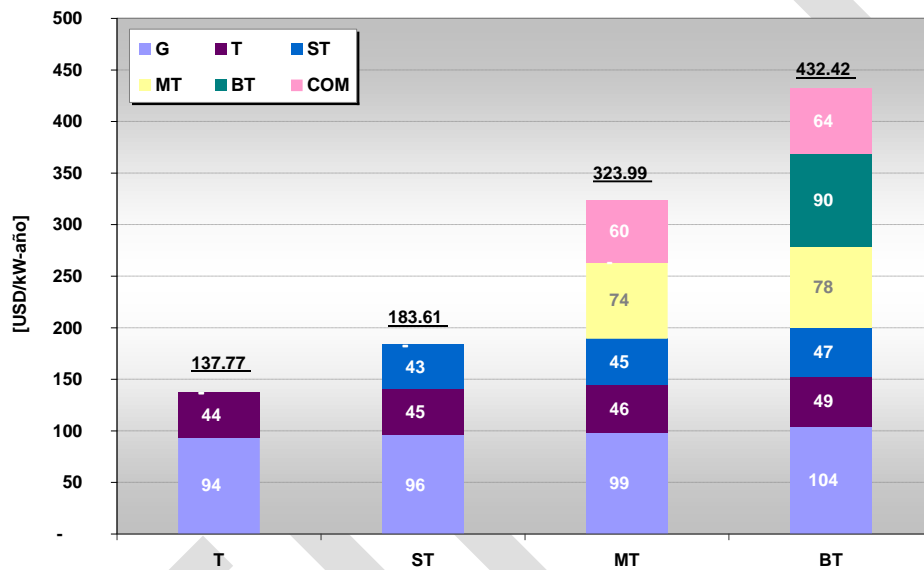


Fuente: elaboración de MEC (Informe N° 7, 18, 20, 25) sobre la base de información de CFE.

Informes N° 28/2931: Determinación de costos marginales de capacidad totales y de costos marginales de energía regionales, para cada uno de los niveles de tensión de suministro. 7708

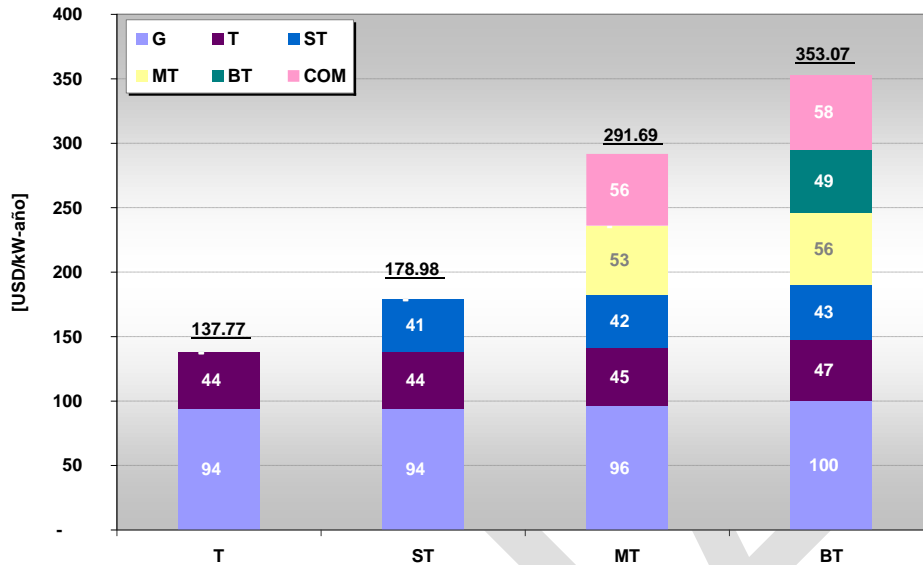
Respecto a la gráfica anterior, cabe mencionar que se le solicitó a CFE información adicional que permita diferenciar los costos de subtransmisión entre Baja California y Baja California Sur. Dado que la misma no ha sido recibida al momento de elaboración del presente informe, los costos marginales de los niveles de transmisión (T) y subtransmisión (ST) serán modificados cuando se disponga de la mencionada información.

GRÁFICA 6 COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD: REGIÓN NORTE, USD/KW-AÑO, 2007



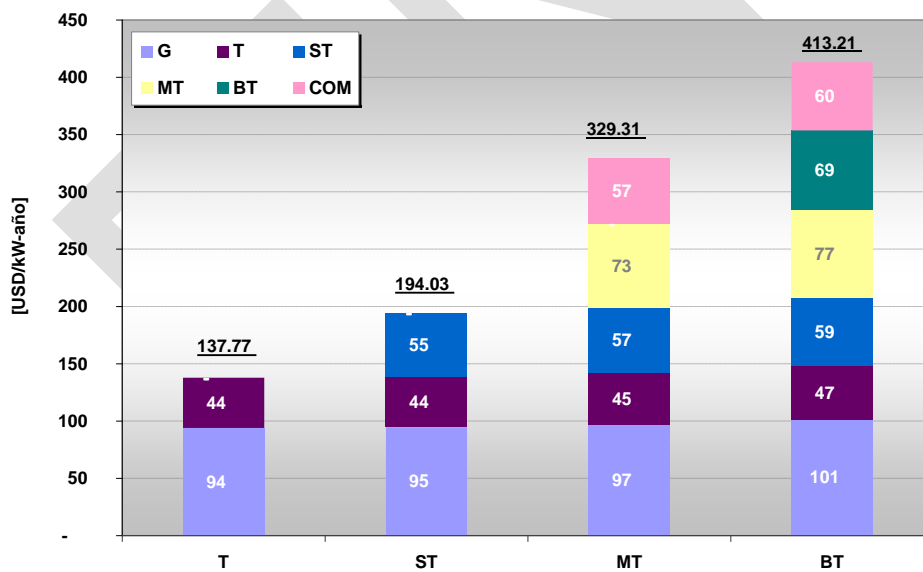
Fuente: elaboración de MEC (Informe N° 7, 18, 20, 25) sobre la base de información de CFE.

GRÁFICA 7 COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD: REGIÓN NORESTE, USD/kW-AÑO, 2007



Fuente: elaboración de MEC (Informe N° 7, 18, 20, 25) sobre la base de información de CFE.

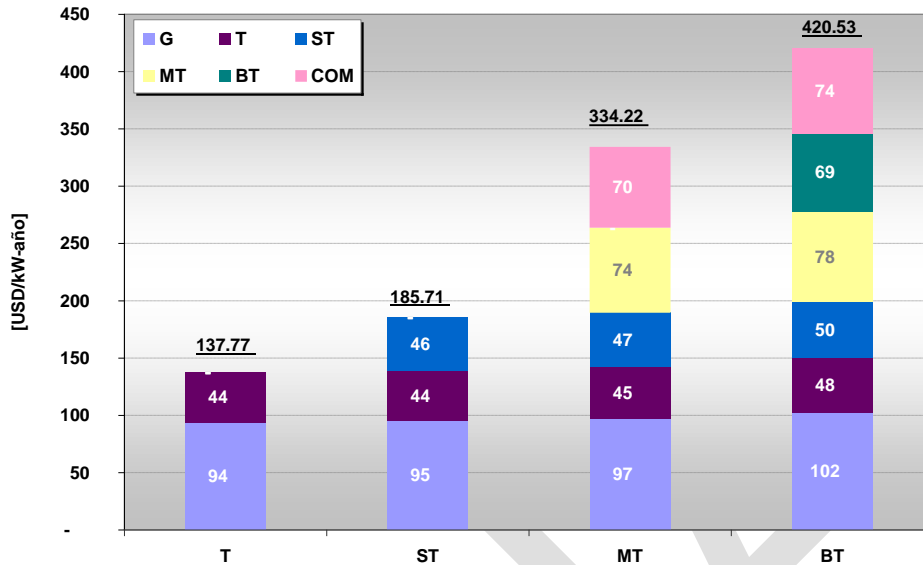
GRÁFICA 8 COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD: REGIÓN NOROESTE, USD/kW-AÑO, 2007



Fuente: elaboración de MEC (Informe N° 7, 18, 20, 25) sobre la base de información de CFE.

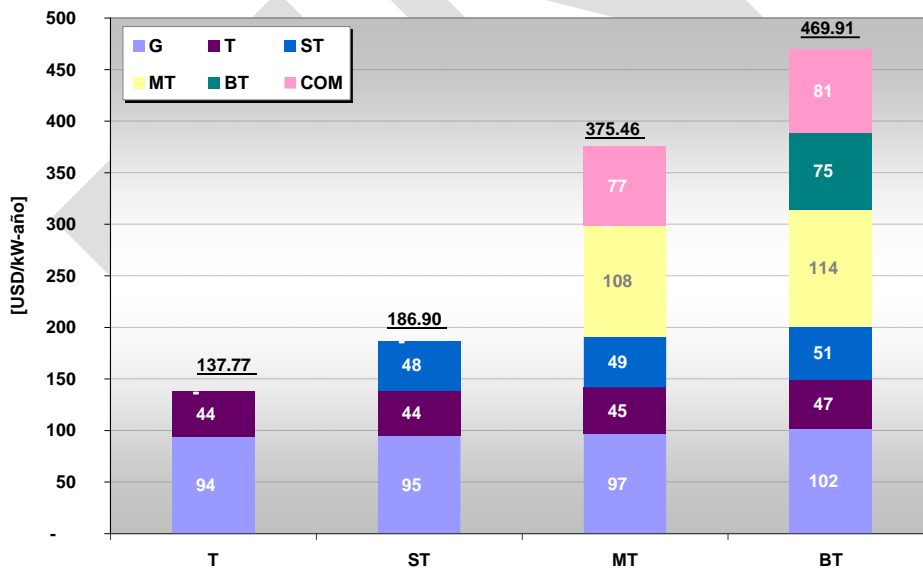
Informes N° 28/2931: Determinación de costos marginales de capacidad totales y de costos marginales de energía regionales, para cada uno de los niveles de tensión de suministro. 7708

GRÁFICA 9 COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD: REGIÓN PENINSULAR, USD/kW-AÑO, 2007



Fuente: elaboración de MEC (Informe N° 7, 18, 20, 25) sobre la base de información de CFE.

GRÁFICA 10 COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD: REGIÓN SUR, USD/kW-AÑO, 2007



Fuente: elaboración de MEC (Informe N° 7, 18, 20, 25) sobre la base de información de CFE.

Finalmente, en el cuadro y gráfica siguiente se presentan los CMC totales:

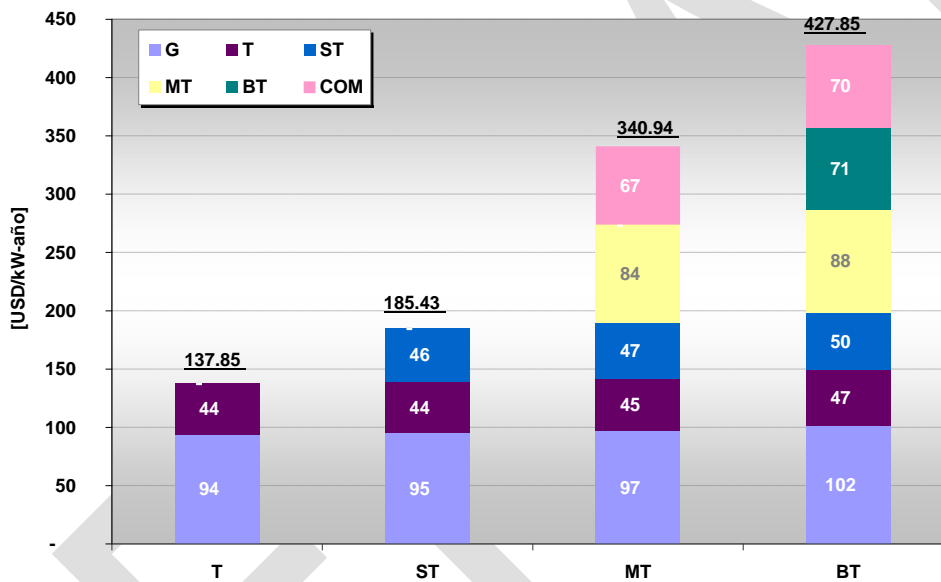
Informes N° 28/2931: Determinación de costos marginales de capacidad totales y de costos marginales de energía regionales, para cada uno de los niveles de tensión de suministro. 7708

CUADRO 8 COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD, TOTAL MÉXICO, USD/kW-AÑO, 2007

Nivel de Tensión	AT	ST	MT	BT
G	94.02	94.84	96.87	101.51
AT	43.83	44.21	45.16	47.32
ST	-	46.38	47.37	49.64
MT	-	-	84.38	88.42
BT	-	-	-	70.57
COM	-	-	67.17	70.39
TOTAL	137.85	185.43	340.94	427.85

Fuente: elaboración de MEC (Informe N° 7, 18, 20, 25) sobre la base de información de CFE.

GRÁFICA 11 COSTOS MARGINALES DE CAPACIDAD, TOTAL MÉXICO, USD/kW-AÑO, 2007



Fuente: elaboración de MEC (Informe N° 7, 18, 20, 25) sobre la base de información de CFE.

6. INTEGRACIÓN DE LOS COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA

6.1. INTRODUCCIÓN

Si se plantea una fórmula general para la definición del costo marginal de energía en un determinado nivel de tensión, resulta:

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

Donde:

CME_i es el Costo Marginal de Energía en el nivel de tensión i;

Informes N° 28/2931: Determinación de costos marginales de capacidad totales y de costos marginales de energía regionales, para cada uno de los niveles de tensión de suministro. 7708

fee_i es el factor de elevación de pérdidas de energía para el nivel de tensión i .

6.2. FACTORES DE ELEVACIÓN POR PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Como ya se mencionó, 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 presentadas oportunamente en el Informe N° 7.

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

CUADRO 9 PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR REGIÓN TARIFARIA, % RESPETO A LA ENERGÍA INGRESADA AL NIVEL DE TENSIÓN CORRESPONDIENTE

Nivel de Tensión	Baja California	Baja California Sur	Norte	Noreste	Noroeste	Peninsular	Sur	Total
BT	2.61%	3.58%	4.11%	2.99%	3.29%	3.73%	3.56%	3.41%
MT	1.37%	1.14%	2.45%	1.64%	1.87%	1.65%	1.56%	1.69%
ST	0.41%	0.41%	1.44%	0.29%	0.54%	0.97%	0.78%	0.85%
AT	1.59%	0.00%	1.59%	1.59%	1.59%	1.59%	1.59%	1.59%

Fuente: elaboración de MEC (Informe N° 7) sobre la base de información de CFE.

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.

Estos factores se utilizarán para expandir los costos marginales de energía a las distintas etapas de la red por división de CFE.

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 costo marginal se deben considerar todas las pérdidas hasta ese nivel inclusive.

6.3. CÁLCULOS DE LOS COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA

En el cuadro siguiente se presentan los resultados, para cada región tarifaria, de los CME por etapa de suministro:

CUADRO 10 COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA POR REGIÓN TARIFARIA, USD/MWH-AÑO, 2007

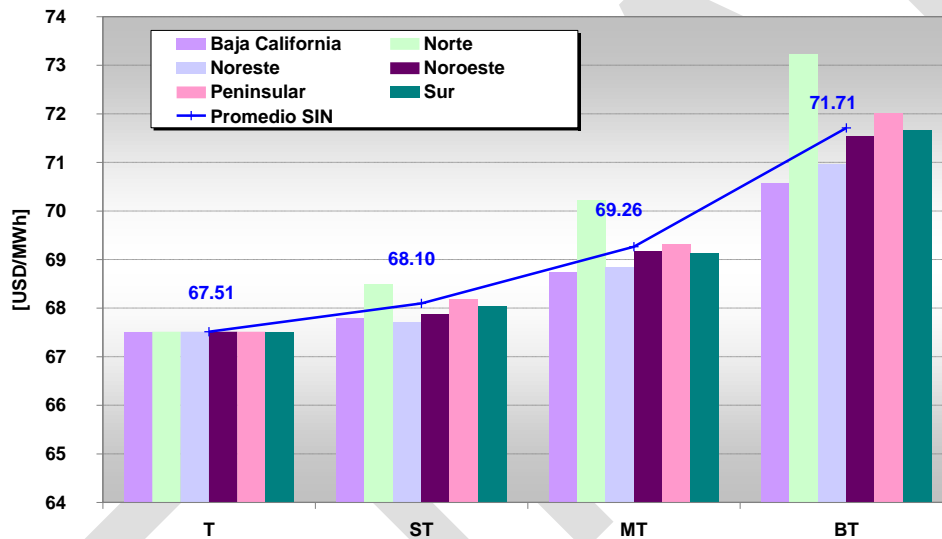
Región Tarifaria	T	ST	MT	BT
Baja California	67.51	67.79	68.73	70.58
Norte	67.51	68.50	70.22	73.23

Informes N° 28/2931: Determinación de costos marginales de capacidad totales y de costos marginales de energía regionales, para cada uno de los niveles de tensión de suministro. 7708

Región Tarifaria	T	ST	MT	BT
Noreste	67.51	67.71	68.84	70.96
Noroeste	67.51	67.88	69.18	71.53
Peninsular	67.51	68.18	69.32	72.01
Sur	67.51	68.04	69.12	71.67
Total SIN	67.51	68.10	69.26	71.71
Baja California Sur	133.00	133.55	135.08	140.10

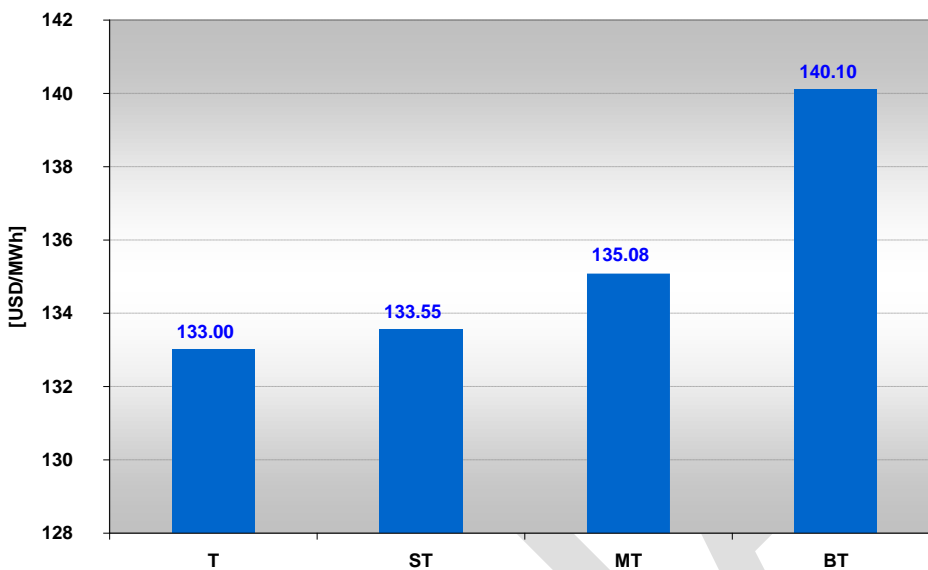
Fuente: elaboración de MEC (Informes N° 18 y N° 7) sobre la base de información de CFE.

GRÁFICA 12 SIN: COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA POR REGIÓN TARIFARIA, USD/MWH-AÑO, 2007



Fuente: elaboración de MEC (Informes N° 18 y N° 7) sobre la base de información de CFE.

GRÁFICA 13 BAJA CALIFORNIA SUR: COSTOS MARGINALES DE ENERGÍA POR REGIÓN TARIFARIA, USD/MWH-AÑO, 2007



Fuente: elaboración de MEC (Informes N° 18 y N° 7) sobre la base de información de CFE.