

MERCADOS
ENERGÉTICOS 
CONSULTORES

ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

Tarea 1.3.1 Informe N° 18: Evaluación de
Costos Marginales de Largo Plazo de
capacidad de generación

Preparado para:



ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

Tarea 1.3.1. Informe N° 18 : EVALUACIÓN DE COSTOS MARGINALES DE LARGO PLAZO DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	4
<i>1. INTRODUCCIÓN.....</i>	<i>9</i>
<i>2. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA EL CÁLCULO DE LOS CMLPE Y CMLPC.....</i>	<i>9</i>
2.1. Costo Marginal de Largo Plazo de Generación (CMLPG).....	9
2.2. SEPARACIÓN DEL CMLPG EN SUS COMPONENTES CMLPE Y CMLPC	10
<i>3. CMLPE Y CMLPC EN EL SIN, BC y BCS</i>	<i>12</i>
<i>4. COSTO MARGINAL DE LARGO PLAZO DE GENERACIÓN EN EL SIN</i>	<i>14</i>
4.1. INFORMACIÓN UTILIZADA	14
4.2. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA DE LOS PROGRAMAS DEEM Y PEGyT	14
4.2.1. Ajustes por Precios de Combustible	15
4.2.2. Ajustes por Costos de OyM.....	16
4.2.3. Ajustes por indisponibilidad del parque de generación	19
4.2.4. Ajustes Finales	21
4.3. RESULTADOS OBTENIDOS	21
4.3.1. CMLP-G (SIN).....	21
4.3.2. COSTO MARGINAL DE LARGO PLAZO DE CAPACIDAD EN EL SIN	26
4.3.3. COSTO MARGINAL DE LARGO PLAZO DE ENERGÍA EN EL SIN	30
<i>5. COSTO MARGINAL DE LARGO PLAZO DE GENERACIÓN EN BCS</i>	<i>33</i>

ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

Tarea 1.3.1. Informe N° 18: EVALUACIÓN DE COSTOS MARGINALES DE LARGO PLAZO DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN

GLOSARIO

CIPLP: Costo Incremental Promedio de Largo Plazo

CMLP: Costo Marginal de Largo Plazo

CMLPG: Costo Marginal de Largo Plazo de Generación

CMLPE: Costo Marginal de Largo Plazo de Energía

CMLPC: Costo Marginal de Largo Plazo de Capacidad¹

CRE: Comisión Reguladora de Energía

OyM: Operación y Mantenimiento.

SENER: Secretaría de Energía

TDR: Términos de Referencia.

CFE: Comisión Federal de Electricidad

LFC: Luz y Fuerza del Centro

¹ Se modificó la sigla respecto a la utilizada en el informe # 17

ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

Tarea 1.3.1. Informe N° 18: EVALUACIÓN DE COSTOS MARGINALES DE LARGO PLAZO DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN

RESUMEN EJECUTIVO

El presente documento tiene por objeto cumplir con lo indicado en los TdR, Tarea, 1.3.1 Cálculo de los costos marginales de capacidad de Generación. Puntos c), El Consultor calculará los costos para tres niveles regionales: i) Sistema Interconectado, ii) Baja California Norte y iii) Baja California Sur.

La determinación del Costo Marginal 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.

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]. Costo Marginal de Largo Plazo de Energía
- CMLPC [\$/kW-mes]. 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 ^{2 3}.
- 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

Aplicando los conceptos antes indicados se determinó el Costo Marginal de Largo Plazo de Generación y sus dos componentes: Costo Marginal de Largo Plazo de Energía y de Capacidad resultando los siguientes valores ^{1/2}:

² Para las características del parque de generación de México es unidad tipo TG que opera con gas natural, con una potencia del orden de 150MW (Turbogás industrial gas 1F, 1G de acuerdo con el COPAR 2008)

³ 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.)

CMLPG [USD/MWh]	= 73.34
CMLPC [USD/kW-mes]	= 7.68
CMLPE [USD/MWh]	= 66.44

Notas:

1/ : Dólares del año 2007

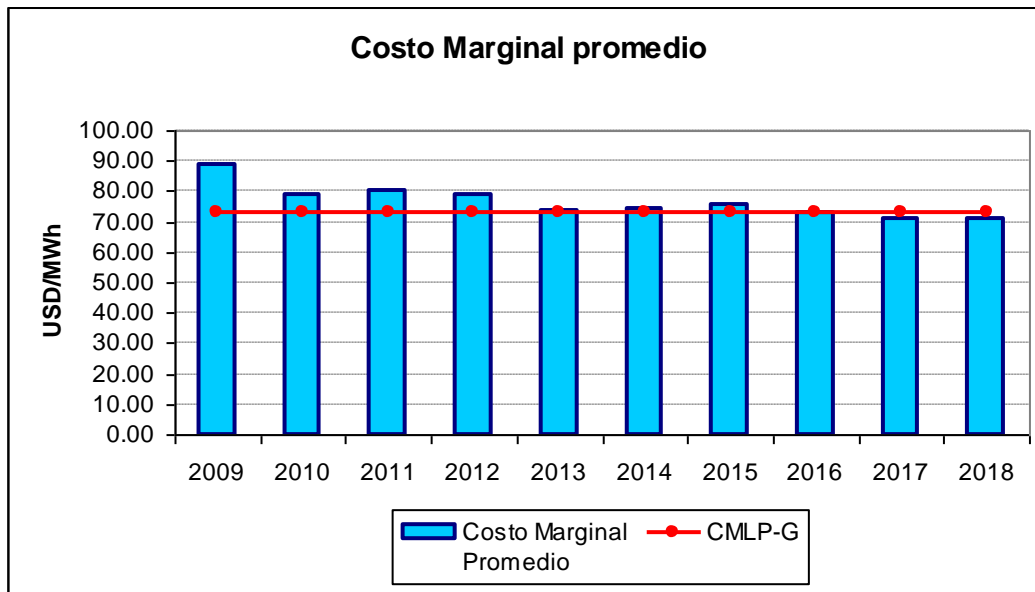
2/ : Precio Gas Natural = 8.54 USD/MPC = 33.66 USD/GCal (Poder Calorífico = 1062,2 MJ/MPC)

Los valores antes indicados fueron determinados a partir 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. Se utilizó además como referencia valores de costos indicados en el documento COPAR 2008.

Dichos valores han sido determinados para un escenario de precios de combustibles compatibles con un precio de gas natural de 8.54 USD/MPC (33.66 USD/GCal). A futuro estos valores serán ajustados conforme las variaciones que se produzcan en precios de combustible en relación con la referencia antes indicada para lo cual se aplicarán fórmulas de ajuste que se definirán oportunamente.

En la siguiente figura se compara el CMLPG resultante con los Costos Marginales de Corto Plazo promedio anual determinados en base a resultados obtenidos con el programa DEEM ajustados para tener en cuenta costos de combustibles constantes en el periodo evaluado, costos variables de OyM, costos de falla y costos de adaptación de la generación tal como se describe en los puntos siguientes.

Comparación entre Costos Marginales de Corto Plazo Promedios y el CMLPG



Fuente: MEC

Nota:

1/ Valores ajustados para tener en cuenta un escenario de precios de combustible constante igual a 8.54 USD/MPC

Se observa que en el corto plazo, años 2009-2012, los costos marginales de corto plazo resultan mayores que el CMLPG lo cual muestra que el sistema no se encuentra adaptado en dicho periodo. En el largo plazo en cambio, los costos marginales de corto plazo promedio resultan muy similares al CMLPG lo que muestra que el sistema ha llegado a una condición de adaptación.

Los valores resultantes de las simulaciones oportunamente serán revisados en función de nuevas simulaciones que, de acuerdo con lo establecido en los TDR, serán requeridas oportunamente a CFE. Dichas simulaciones tendrán por objeto determinar Costos Marginales de Corto Plazo resultantes del Plan de Expansión óptimo considerando un escenario de precios de combustibles constantes, incluyendo en los costos de generación variables los asociados a costos de OyM variables, costo de falla y una adecuada representación de la indisponibilidad de generación.

Se propone que los valores antes indicados de Costos Marginales de Largo Plazo de Energía y Capacidad sean utilizados en el presente estudio integral de tarifas tanto para las regiones del SIN como para las región actualmente aisladas de BC dado que en el mediano plazo se prevé

que la misma esté interconectada al SIN.

En el supuesto de que la región de BC no se vincule al SIN en el mediano plazo, la determinación del CMLP de Generación correspondiente a dicha región requiere que CFE realice una simulación del Plan de Expansión óptimo asumiendo que dicha región, por una decisión de política energética, no se interconecta al SIN en todo el periodo de evaluación. En esta nueva situación se determinarán costos marginales de corto plazo totales en nodos de BC a partir de los cuales, siguiendo un procedimiento similar al presentado en este informe, se determinará CMLPG correspondiente a dicha región.

En el caso de la región de BCS, no se prevé su interconexión al SIN en el periodo de evaluación. Tiene una mínima porción de la demanda total del sistema (<1%) y una estructura de capacidad de generación que, por sus características técnicas, da como resultado Costos Marginales de Corto Plazo muy diferentes a los típicos del SIN.

Por tal motivo resulta de gran utilidad diferenciar los costos marginales de esta región respecto de los del SIN, ya que de este modo se ponen en evidencia los efectos de las particularidades de esta región en la ecuación económica del servicio y esto da señales claras a los actores económicos (usuarios, operadores, gobierno) para orientar sus decisiones con racionalidad en busca de una eficiente asignación de los recursos.

Con la información disponible es posible determinar el CMLP de generación en la región de BCS si es que por último SENER / CRE consideran conveniente que dicha región tenga sus propios costos marginales diferenciados, por lo tanto, de los valores que corresponden al SIN. Los valores resultantes son los siguientes:

CMLPG [USD/MWh]	= 148.50
CMLPC [USD/kW-mes]	= 9.19
CMLPE [USD/MWh]	= 133.00

Notas:

1/ : Dólares del año 2008

2/ : Precio Combustóleo: 39.01 USD/barril (6150.5 MJ/barril) Dólares del año 2008

Precio Diesel: 79.62 USD/barril (6627.3 MJ/barril) Dólares del año 2008

El CMLPC se determinó considerando valores típicos del costo fijo por unidad potencia de una unidad de generación tipo TG a diesel con una potencia en el rango de 30 a 50 MW siendo este valor determinado por el crecimiento anual de la demanda de la región de BCS.

ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS

Tarea 1.3.1. Informe N° 18: EVALUACIÓN DE COSTOS MARGINALES DE LARGO PLAZO DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN

1. INTRODUCCIÓN

El presente documento tiene por objeto presentar los resultados requeridos por los TdR, Tarea, 1.3.1 Cálculo de los costos marginales de capacidad de Generación. Puntos c), El Consultor calculará los costos para tres niveles regionales: i) Sistema Interconectado, ii) Baja California Norte (BC) y iii) Baja California Sur (BCS).

Los costos marginales de capacidad de generación se determinan con una metodología que parte de calcular el costo marginal de largo plazo de generación (CMLPG), el cual luego es descompuesto en sus dos componentes: Costo Marginal de Largo Plazo de la energía (CMLPE) y Costo Marginal de Largo Plazo de Capacidad (CMLPC)

Se presentan los valores sugeridos de CMLPG, así como de los componentes CMLPE y CMLPC, que servirán como referencia para los trabajos a realizar como parte del Estudio Integral de Tarifas.

2. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA EL CÁLCULO DE LOS CMLPE Y CMLPC

2.1. COSTO MARGINAL DE LARGO PLAZO DE GENERACIÓN (CMLPG)

Con base en los conceptos presentados en el Informe Nro. 17: Metodología propuesta para la determinación de Costos Marginales de Largo Plazo de Generación, los CMLPE y CMLPC son determinados en función de los datos y resultados obtenidos del proceso de planificación óptima realizada por la CFE (POISE) ya que se entiende que el mismo ha sido realizado buscando que el sistema evolucione, en el periodo de planificación, hacia una condición de adaptación de la capacidad de generación disponible y la demanda que ésta abastece, teniendo en cuenta las restricciones impuestas al proceso de planificación.

El costo marginal de largo plazo de generación (CMLPG) asume en tal sentido que en el largo plazo la capacidad instalada de generación se encuentra adaptada a la demanda a abastecer y, por lo tanto, se cumple que el CMLPG coincide con el valor promedio anual de los costos marginales de corto plazo (CMCP).

Ahora bien, 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 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 será calculado 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

2.2. SEPARACIÓN DEL CMLPG EN SUS COMPONENTES CMLPE Y CMLPC

La separación del CMLPG en sus componentes: i) Costo Marginal de Largo Plazo de Energía

(CMLPE) y ii) Costo Marginal de Largo Plazo de Capacidad (CMLPC) es realizada conforme el siguiente procedimiento:

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).

Se determina la capacidad efectiva total (DPET [MW]) (adicional respecto del año base) instalada en el periodo evaluado a partir de la siguiente expresión:

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

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 neta de la potencia retirada.

i : tasa de descuento

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

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

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:

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

El CMLPC a adoptar se determina como la anualidad del costo fijo de la unidad de respaldo de menor costo fijo disponible para la expansión del parque de generación. Para las condiciones del parque de generación del SIN, dicha unidad es una TG con potencia del orden de los 150 MW.

3. CMLPE Y CMLPC EN EL SIN, BC y BCS

El presente análisis integral de tarifas eléctricas de México, del cual resultará un cuadro tarifario basado en costos marginales de largo plazo que cumpla con la condición de cubrir los costos actuales de suministro de los organismos (CFE / LFC), se ha estructurado de forma tal que a nivel del segmento de generación exista un único Costo Marginal de Largo Plazo de Capacidad y Energía aplicable a todas las regiones del territorio de México que están, o estarán en el mediano plazo, vinculadas entre sí por medio de las redes que integran el SIN, es decir los valores determinados serán válidos también para la región de BC que según el POISE se interconectará al SIN en el año 2013.

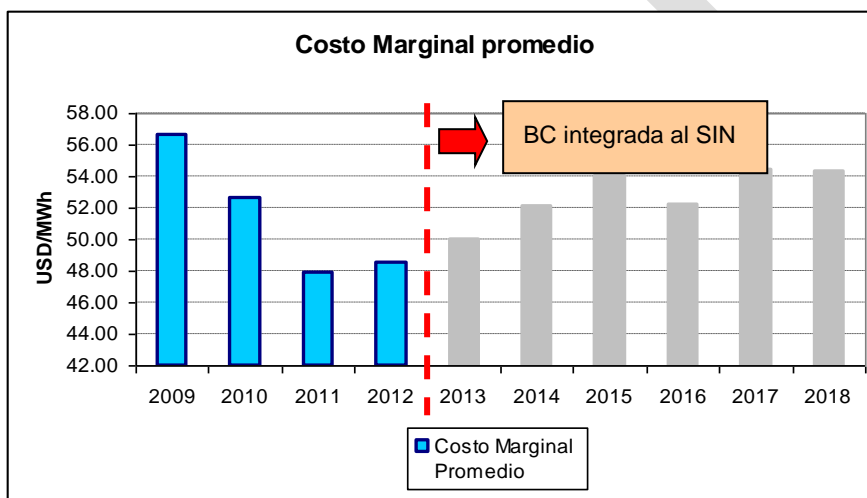
Nota:

Si se desea determinar el CMLP de Generación de la región de BC se requiere que CFE realice una simulación del Plan de Expansión óptimo asumiendo que dicha región, por una decisión de política energética, no se interconecta al SIN en todo el periodo de evaluación. En esta nueva situación se determinarán costos marginales de corto plazo totales en nodos de BC a partir de los cuales, siguiendo un procedimiento similar al presentado en este informe, se determinarán CMLPG correspondientes a dicha región.

Eventualmente si se diese la condición de que en la región de BC estuviesen la oferta y demandas adaptadas en todo el periodo de evaluación la determinación del CMLP de Generación en la región de BC se podría realizar a partir de la simulación realizada con el programa DEEM para los años previos a la interconexión de la región de BC al SIN (años 2009 a 2012) evitándose así que CFE realice nuevos estudios de planificación con la región de BC aislada del SIN también en el largo plazo.

Del análisis realizado de los resultados del programa DEEM se observa que la región de BC no presenta una condición de oferta y demandas adaptadas en el periodo antes indicado resultado de lo cual los CMCPT promedio anuales de dicha región difieren sensiblemente de un año a otro tal como se observa en la siguiente figura.

Región BC. Costos Marginales promedio anuales.



De lo anterior se concluye que a partir de la información disponible no resulta posible la determinación del CMLP de Generación correspondiente a la región de BC, requiriéndose un nuevo plan de expansión y los resultados de las simulaciones correspondientes para determinar el CMLP de Generación considerando la región de BC aislada del SIN.

En el caso de la región de BCS, no se prevea su interconexión al SIN en el periodo de evaluación. Tiene una mínima porción de la demanda total del sistema (<1%) y una estructura de capacidad de generación que, por sus características técnicas, da como resultado Costos Marginales de Corto Plazo muy diferentes a los típicos del SIN.

Por tal motivo resulta de gran utilidad diferenciar los costos marginales de esta región respecto de los del SIN, ya que de este modo se ponen en evidencia los efectos de las particularidades de esta región en la ecuación económica del servicio y esto da señales claras a los actores económicos (usuarios, operadores, gobierno) para orientar sus decisiones con racionalidad en busca de una eficiente asignación de los recursos.

4. COSTO MARGINAL DE LARGO PLAZO DE GENERACIÓN EN EL SIN

4.1. INFORMACIÓN UTILIZADA

Para determinar el CMLPG del SIN y sus componentes CMLPE y CMLPC fueron utilizados datos suministrados por CFE conforme el siguiente detalle:

- Simulación DEEM.
- Simulación PEGyT

De la simulación realizada con el programa DEEM se obtuvieron para el SIN los siguientes valores:

- Costos Marginales de Corto Plazo Totales [USD/MWh] correspondientes a cada nodo de la red equivalente y para 5 escalones de demanda. Se indican valores para cada mes del periodo 2009 a 2018.
- Demanda de Potencia [MW] en cada nodo de la red equivalente y para 5 escalones de demanda. Se indican valores para cada mes del periodo 2009 a 2018.
- Duración [hs] de cada uno de los 5 escalones de demanda para cada mes del periodo 2009 a 2018.
- Costo de Producción asociados al despacho de generación.
- Precios del Gas Natural.

De la simulación realizada con el programa PEGyT se obtuvieron los costos de producción asociados a combustible y OyM resultantes del plan de expansión óptimo.

4.2. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA DE LOS PROGRAMAS DEEM Y PEGyT

Del análisis realizado de las simulaciones realizadas con los programas DEEM y PEGyT se concluye que ellas representan adecuadamente la expansión de mínimo costo del parque de generación de México, dentro de las restricciones impuestas al proceso de planificación, resultado de lo cual se obtienen los costos de operación a futuro del parque de generación y los correspondientes Costos Marginales de Corto Plazo a partir de los cuales se determinará el Costo Marginal de Largo Plazo de Generación (CMLPG) que se utilizará en las restantes etapas del presente estudio integral de tarifas.

Al sólo efecto del CMLPG se requieren, sin embargo, ajustes a las simulaciones para tomar en cuenta particularidades del escenario adoptado de precios de combustibles y costos de O_yM variables y una adecuada representación de la indisponibilidad de las unidades de generación. A continuación se describen ambos ajustes y las soluciones adoptadas.

4.2.1. Ajustes por Precios de Combustible

Las simulaciones realizadas con los programas PEGyT y DEEM asumen un escenario de precios de combustible variables en el periodo de evaluación lo cual modifica los Costos Marginales de Corto Plazo resultantes de la simulación.

La determinación de Costos Marginales de Largo Plazo de Generación (CMLPG) conforme la metodología propuesta requiere determinar Costos Marginales de Corto Plazo para un escenario de precios de combustible constantes en todo el periodo de evaluación. Los cambios en precios de combustible que se den a futuro se tendrán en cuenta oportunamente mediante fórmulas de ajuste de los CMLPG.

Siendo que gran parte del tiempo las unidades que definen los Costos Marginales de Corto Plazo (CMCP) son centrales térmicas tipo Ciclo Combinado que utilizan como combustible el gas natural se puede hacer un ajuste a los CMCP obtenidos con el programa DEEM para reflejar los resultados que se obtendrían en un escenario de precios constantes de combustible. En la presente evaluación esto se realiza haciendo que los CMCP cambien proporcionalmente al cambio registrado en los precios del gas natural adoptando un determinado valor como referencia.

La siguiente tabla resume los factores de ajuste a los CMCP aplicados en cada año habiendo adoptado como referencia el precio promedio del gas natural en el año 2018 (8.54 USD/MPC).

Precios del Gas Natural. Escenario DEEM/1⁴

Año		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
PROMEDIO	USD/MPC	9.36	7.54	7.70	7.49	7.40	7.52	7.75	7.75	7.98	8.31	8.54
	USD/GCal	36.90	29.71	30.36	29.53	29.16	29.64	30.53	30.55	31.44	32.77	33.66
Factor de Ajuste		1.096	0.883	0.902	0.877	0.866	0.881	0.907	0.908	0.934	0.974	1.000

Fuente: CFE

Nota:

/1: Precios en dólares de 2008

Es así que el CMCP de un año cualquiera, corregido para reflejar un escenario de precios de combustible constante, se obtiene como el cociente entre el valor del CMCP determinado por DEEM y el Factor de Ajuste determinado para dicho año conforme la tabla antes indicada.

4.2.2. Ajustes por Costos de OyM

Las simulaciones realizadas con los programas DEEM y PEGyT asumen costos de OyM esencialmente constantes, es decir invariantes respecto de la energía generada. En la realidad, como será tratado oportunamente en el *Informe Nro: 51 "Propuesta de metodología para el análisis comparativo de eficiencia y productividad de centrales generadoras y de costos de operación del sistema de transmisión y subtransmisión"*, los costos de OyM de centrales generadoras se pueden considerar con una importante componente variable ya que la oportunidad de realizar los mantenimientos (mayores y otros) es esencialmente dependiente de las horas de marcha y por lo tanto de la energía generada y los costos de mantenimiento representan una parte importante de los costos totales de OyM.

⁴ Para un año cualquiera el Factor de Ajuste de dicho año se determina como el cociente del precio del gas de dicho año dividido por el precio de referencia. Así el factor de ajuste del año 2010 resulta del cociente entre $7.70/8.54=0.902$

Una evaluación realizada de acuerdo a la experiencia internacional permite asumir que en promedio un 50% de los costos de OyM de las unidades de generación puede ser considerado como un costo variable⁵. Los costos variables de OyM deberían correspondientemente formar parte de los costos considerados para el despacho económico de generación afectando así a los CMCP, incrementándolos en una cantidad que refleje los Costos de OyM variables de las unidades de generación que definen los CMCP.

En la presente evaluación se realiza un ajuste a los CMCP obtenidos con DEEM incrementándolos en una cantidad que refleje los costos de OyM variables. A tal fin se utiliza información que surge de la simulación realizada con el programa PEGyT.

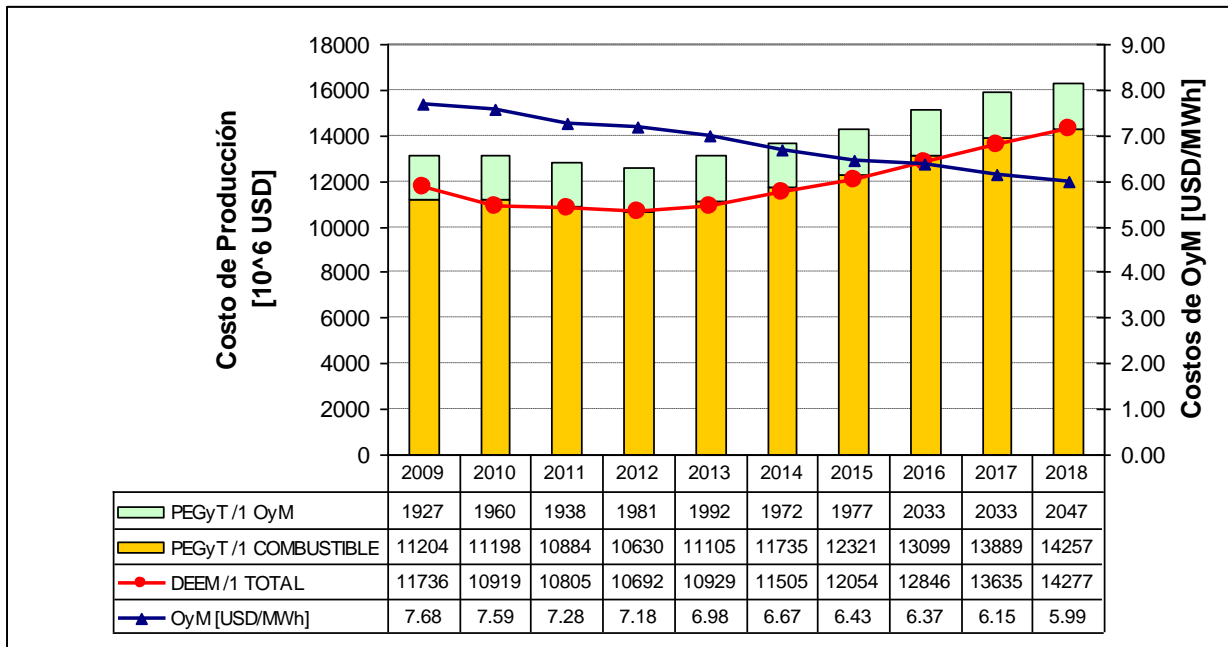
La siguiente figura muestra los costos de producción resultantes del modelo PEGyT y del modelo DEEM.

⁵ En el punto 6 del Informe: “Tarea 5.1.1 - Informes N° 51 y N°52, Propuesta de metodología para el análisis comparativo de eficiencia y productividad, y determinación de costos eficientes de operación y mantenimiento (Parte A - Centrales Generadoras)” se estimó el porcentaje de costo fijo y variable a ser aplicado al cálculo de los costos marginales de largo plazo de las unidades generadoras. Para realizar esta estimación se aplica a la totalidad del parque de generación del año 2007 los costos unitarios fijos y variables de las referencias internacionales.

Para la estimación se aplicó el siguiente procedimiento: se calcularon los costos fijos y variables de cada unidad de generación sobre la base de los costos referenciales fijos (USD/MW) y variables (USD/MWh) determinados en este informe, y la base de datos que contiene la información de cada unidad (potencia, tecnología, y factor de despacho). La aplicación de este procedimiento determinó el total de costos fijos y variables para el parque de generación informado.

Como resultado del trabajo realizado aplicando el procedimiento indicado surge una proporción del 50% de costos fijos y 50% de costos variables

Costos de producción resultantes de las simulaciones realizadas con PEGyT y DEEM



Se observan los dos componentes de los costos: el correspondiente a combustible en naranja y el correspondiente a OyM en verde, el primero de ellos mucho mayor y dependiente del escenario asumido de precios de combustible a futuro.

En este sentido se destaca que la presente evaluación asume el escenario de precios de combustible asumido por CFE para la determinación del Plan de Expansión óptimo. Es un escenario determinístico que no incorpora incertidumbre sobre precios futuros de combustible.

Se observa que los costos de producción resultantes del modelo DEEM (trazo en rojo) coinciden con los costos de combustible resultantes de la simulación realizada con el modelo PEGyT (barra naranja). Esto es correcto dado lo antes indicado en el sentido de que ambos modelos consideran los costos de OyM como constantes, es decir independientes del despacho de generación. Muestra además un muy buen ajuste entre ambas simulaciones lo que es representativo de una correcta simulación del plan de expansión óptimo.

De los resultados obtenidos con el modelo PEGyT se pueden inferir los costos de OyM resultantes del Plan de Expansión óptimo los que son representados en la figura anterior en valor absoluto (barra en verde) y como costo por unidad de energía generada (trazo en azul). Se observan costos de OyM totales (fijos más variable) variando entre 6.0 y 7.7 USD/MWh con un promedio en el largo plazo de 6.4 USD/MWh.

Dicho valor de costo de OyM es además compatible con los costos de OyM indicados por el COPAR 2008 para las unidades de generación tipo Ciclo Combinado a gas natural disponibles para la expansión del sistema, tal como se muestra en la tabla siguiente.

Costos de OyM de unidades Ciclo Combinado a gas natural

Tipo	Potencia Bruta (MW)	Costos de OyM (USD/MWh)
1F x 1	289.7	6.21
2F x 1	582.3	5.11
3F x 1	874.0	4.62
1G x 1	406.5	5.42
2G x 1	815.3	4.36

Fuente: CFE. COPAR 2008

En función de lo antes indicado a los efectos de determinar los CMLPG se han ajustado los valores de CMCP determinados por DEEM agregando un término constante igual a 3.2 USD/MWh (50% de 6.4 USD/MWh) que representa los costos de OyM variables de las unidades de generación que determinan típicamente los CMCP no incluidos inicialmente en la simulación con DEEM.

Es así que al CMCP de un año cualquiera, corregido para reflejar un escenario de precios de combustible constante, se le agrega un término constante igual a 3.2 USD/MWh para tomar en cuenta los costos de OyM variables.

4.2.3. Ajustes por indisponibilidad del parque de generación

De acuerdo con lo informado por CFE las simulaciones realizadas con los modelos DEEM y PEGYT no tienen una adecuada representación de la disponibilidad del parque de generación, en los términos del presente proyecto, haciendo que se considere una mayor disponibilidad lo cual produce un despacho de generación que abastece la demanda con valores de Energía No Servida muy reducidos en todo el sistema y valores de los CMCPT también inferiores a los que deberían corresponder.

La solución de estos problemas requiere de un ajuste y coordinación entre ambos modelos los que deberían ser realizados por CFE para calcular los CMCPT que se utilizan para determinar los CMLP de Generación.

Realizados estos ajustes se estima que se incrementarán los CMCPT por el efecto combinado de los siguientes factores:

- Incremento de la ENS en el sistema lo que produce un incremento del costo de falla que forma parte del CMCPT
- Un mayor despacho de las unidades térmicas menos eficientes.

Respecto al primero de los factores antes indicados, CFE realizó una primera estimación de del costo de falla para el periodo 2016 a 2018 discriminados por bloque de demanda (B1 a B5) y promedios son los siguientes:

Costo de Falla

Año	Costo de Falla (USD/MWh)					
	B1	B2	B3	B4	B5	PROM
2016	2.37	2.39	1.32	0.81	0.01	1.04
2017	3.66	3.72	2.09	1.05	0.00	1.56
2018	8.14	8.94	5.72	2.32	0.01	3.93

Hasta tanto se disponga de nuevos resultados de simulaciones con los modelos ajustados conforme lo antes indicado, se utilizarán los valores de costo de falla antes indicados los que serán agregados a los CMCPT determinados por el modelo DEEM.

Respecto de la segunda componente no se dispone de información que permita estimar la misma. Por tal motivo a los efectos de determinar los CMLPG, de ser requerido, se incluirá en los CMCPT una componente de costo, denominado Costo de Adaptación, de forma tal que el CMLPG resultante coincida con el costo de desarrollo de una unidad tipo CC a GN siendo que esta es la unidad típica de expansión de generación en el largo plazo conforme surge del documento POISE.

El costo de desarrollo a considerar es obtenido del documento COPAR Generación 2008. La siguiente tabla indica las características del proyecto de expansión de generación seleccionado y los componentes de costos que forman parte del costo de desarrollo:

COSTOS DE DESARROLLO CC A GN

Fuente: COPAR 2008

Ciclo combinado gas Tipo	Capacidad (MW)		Inversión USD/MWh	Combustible USD/MWh	OyM USD/MWh	Total USD/MWh
	Bruta	Neta				
1G x 1	406.5	395.19	13.64	54.57	5.42	73.63

Referencias

Año	2008
Precio GN	8.57 USD/MP3

Ajustando estos valores para considerar costos de inversión del año 2007 y precios de combustible de 8.54 USD/MP3 resulta el costo de desarrollo de 73.34 USD/MWh con los componentes indicados en la siguiente tabla:

Ciclo combinado gas Tipo	Capacidad (MW)		Inversión USD/MWh	Combustible USD/MWh	OyM USD/MWh	Total USD/MWh
	Bruta	Neta				
1G x 1	406.5	395.19	13.59	54.38	5.38	73.34

4.2.4. Ajustes Finales

Los mecanismos antes indicados de ajuste a los CMCPT obtenidos de DEEM para tomar en cuenta el escenario de precios de combustible, costos de OyM variables y disponibilidad del parque de generación se consideran razonables para la presente evaluación en el marco del estudio integral de tarifas y la determinación del CMLPG.

Sin embargo, tal como lo establecen los TDR se solicitará oportunamente a CFE que realice una simulación con los modelos PEGYT y DEEM utilizando un escenario de precios de combustible constantes en todo el periodo de evaluación incluyendo además costos de OyM variables de las unidades generadoras y una adecuada disponibilidad del parque de generación.

Este tema será oportunamente tratado como parte del “Informe Nro. 12: Propuesta de escenario de simulación, metodología y modelos para la determinación de los Costos Marginales de Largo Plazo de generación y transmisión” e “Informe 13: Análisis y revisión de resultados de las simulaciones realizadas para determinar costos marginales de largo plazo de generación y transmisión”.

Una vez convalidados los nuevos resultados de las simulaciones y de resultar valores significativamente diferentes de CMCPT se realizarán cálculos finales del CMLPG con los nuevos valores resultantes de CMCPT.

4.3. RESULTADOS OBTENIDOS

4.3.1. CMLP-G (SIN)

A continuación se presentan el valor resultante del Costo Marginal de Largo Plazo de Generación (CMLPG) correspondiente al SIN obtenido siguiendo los lineamientos de la metodología propuesta en el presente documento.

Para su determinación se tomaron en cuenta:

- Los valores de CMCP obtenidos de la simulación con DEEM de la operación futura del parque de generación.
- Las correcciones necesarias en los CMCP, según lo comentado en el punto anterior, para tomar en cuenta un escenario de precios de combustible constantes en todo el periodo de evaluación y costos de OyM variables.
- Los diferentes valores del CMCP resultantes en cada nodo de la red de transmisión por efecto de pérdidas y congestión en la red de transmisión.

El procedimiento detallado de cálculo es el siguiente:

1. Se determina la Demanda de Energía total (DET) retirada en el año (k). La siguiente ecuación es la utilizada a estos efectos:

$$DET_k [MWh] = \sum_{N=1}^{N=NN} \sum_{m=1}^{m=12} \sum_{E=1}^{E=5} DE_{N,m,E} [MWh]$$

Donde:

k: Cada uno de los años del periodo de evaluación. k=1 corresponde al año 2009; k=10 año 2018.

m: cada uno de los meses del año

N: Cada uno de los nodos de la red de transmisión equivalente.

E: Cada uno de los escalones de demanda

DE [MWh]: Demanda de Energía en cada nodo de la red equivalente

2. Se determina el Costo de Abastecimiento (CA[USD]) de la demanda en cada año (a) del periodo de evaluación resultante de valorizar la energía retirada (DE) en cada nodo y cada mes para cada escalón de demanda a los costos marginales de corto plazo totales (CMCPT) en dichos nodos. La siguiente ecuación es la utilizada a estos efectos:

$$CA_k [USD] = \sum_{N=1}^{N=NN} \sum_{m=1}^{m=12} \sum_{E=1}^{E=5} DE_{N,m,E} [MWh] \times CMCPT_{N,m,E} [USD / MWh]$$

Donde:

CMCPT[USD/MWh]: Costo Marginal de Corto Plazo

- Se ajusta el CA de cada año (k) para tener en cuenta la corrección antes indicada por precios de combustibles.

$$CAA_k [USD] = CA_k [USD] / FA_k$$

Donde:

CAA:[USD] Costo de Abastecimiento ajustado

FA: Factor de Ajuste para un escenario de precios de combustible constantes.

- Se determina el incremento del costo de abastecimiento (Delta OyM [USD]) por efecto del costo de OyM variable, el cual resulta del producto de la energía total retirada (DET) multiplicada por el valor asumido de costo de OyM variable (3.2 USD/MWh).

$$DeltaOyM_a [USD] = DET_a [MWh] \times 3.2 [USD / MWh]$$

- Se determina el costo de abastecimiento total (CAT [USD]) obtenido como suma del Costo de Abastecimiento Ajustado más el Delta OyM.

$$CAT_k [USD] = CAA_k [USD] + DeltaOyM_k [USD]$$

- Se determina el costo marginal de corto plazo promedio anual (CMCPP) como el cociente del Costo de Abastecimiento Total (CAT) dividido por la demanda de energía total (DET).

$$CMCPP_k [USD / MWh] = CAT_k [USD] / DET_k [MWh]$$

La siguiente tabla resume los resultados antes indicados para cada uno de los años del periodo de evaluación.

Costo Marginal de Corto Plazo promedio 1/2

Año	Demanda GWh	Costo Abastecimiento 10^3USD	Costo Ajustado 10^3USD	Delta OyM Var 10^3USD	Costo Falla 10^3USD	Costo de Adaptación 10^3USD	Costo Total 10^3USD	Costo Marginal Promedio USD/MWh
2009	251056.7	18154843	20566037	813424	261099	627642	22268201	88.70
2010	258300.6	16771425	18593767	836894	268633	645752	20345046	78.76
2011	266428.4	17235896	19644834	863228	277086	666071	21451219	80.51
2012	275753.8	17176607	19826981	893442	286784	689384	21696591	78.68
2013	285476.1	16854338	19138193	924942	296895	713690	21073721	73.82
2014	295815.1	18051011	19897764	958441	307648	739538	21903390	74.04
2015	307381.9	19251337	21213076	995917	319677	768455	23297125	75.79
2016	318939.4	19703941	21096116	1033364	331697	797348	23258525	72.92
2017	330511.2	20592496	21151665	1070856	515598	826278	23564397	71.30
2018	341621.5	20921285	20921285	1106854	1342572	854054	24224765	70.91

Notas:

1/ : Incluye: Delta OyM=3.2 USD/MWh, Costos de Falla y una componente de costo de adaptación de 2.5 USD/MWh

2/ : Precio Gas Natural = 8.54 USD/MPC = 33.66 USD/GCal (Poder Calorífico = 1062,2 MJ/MPC)

7. Se determina el Costo Marginal de Largo Plazo de Generación (CMLPG) como el cociente del Costo de Abastecimiento Incremental Total (CAIT[USD]) dividido por la demanda de energía incremental total (DEIT[USD]). El cálculo se realiza considerando la demanda total a abastecer y el costo marginal de corto plazo promedio anual correspondientes a los últimos años del periodo de evaluación (2013-2018) lo cual asume que en dicho periodo el sistema se encuentra adaptado.

$$CMLPG[USD / MWh] = \frac{CAIT[USD]}{DEIT[MWh]}$$

$$CAIT[USD] = \sum_{k=1}^{k=10} DEI_k \times CMCPP_k \times (1+i)^{-k}$$

$$DEIT[MWh] = \sum_{k=1}^{k=10} DEI_k \times (1+i)^{-k}$$

$$DEI_k = DET_k - DET_{k-1}$$

Donde:

i: Tasa de Descuento: 12%. Igual a la utilizada en el POISE

CMLPG[USD/MWh]: Costo Marginal de Largo Plazo de Generación

CAIT[USD]: Costo de Abastecimiento Incremental Total

DEIT[MWh]: Demanda de Energía Incremental Total

DEI[MWh]: Demanda de Energía Incremental. DEI=0 para los años 2009 a 2012 inclusive

La tabla siguiente muestra los valores determinados de Demanda de Energía Incremental Total y Costos de Abastecimiento Incremental Total y el valor resultante del CMLPG.

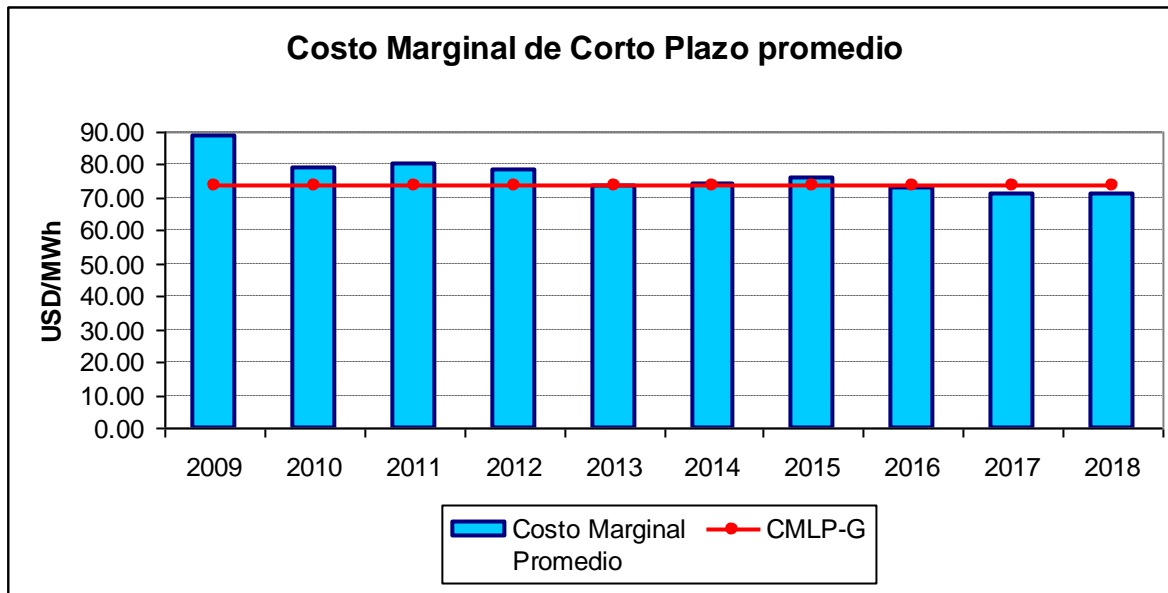
Costo Marginal de Largo Plazo de Generación

Año	Demanda GWh	Demanda Incremental GWh	Costo Marginal Promedio USD/MWh	Costo Incremental Total 10 ³ USD
2009	251056.7	0	88.70	0
2010	258300.6	0	78.76	0
2011	266428.4	0	80.51	0
2012	275753.8	0	78.68	0
2013	285476.1	9722	73.82	717694
2014	295815.1	10339	74.04	765545
2015	307381.9	11567	75.79	876672
2016	318939.4	11558	72.92	842827
2017	330511.2	11572	71.30	825036
2018	341621.5	11110	70.91	787839
		28405.0		2083232.6

Costo de Abastecimiento Incremental Total	10 ³ USD	2083232.6
Demanda Incremental Total	GWh	28405.0
CMLPG	USD/MWh	73.34

El CMLPG resultante es igual a 73.34 USD/MWh. La figura siguiente compara dicho valor con los costos marginales de corto plazo promedio determinados para cada año. En el corto plazo, años 2009-2012, los costos marginales de corto plazo resultan mayores que el CMLPG lo cual muestra que el sistema no se encuentra adaptado en dicho periodo. En el largo plazo en cambio, los costos marginales de corto plazo promedio resultan muy similares al CMLPG lo que muestra que el sistema ha llegado a una condición de adaptación.

Comparación entre Costos Marginales de Corto Plazo promedio y el CMLPG



4.3.2. COSTO MARGINAL DE LARGO PLAZO DE CAPACIDAD EN EL SIN

De acuerdo con la metodología propuesta el Costo Marginal de Largo Plazo de Capacidad (CMLPC [USD/kW-mes]) se determina a partir de valores típicos del costo fijo por unidad potencia de una unidad de generación tipo TG con una potencia del orden de 150 MW que utiliza como combustible el gas natural.

Al respecto se destaca que el valor resultante de CMLPC no modifica el costo total para la demanda toda vez que dicho costo total queda determinado por el CMLPG.

El documento COPAR 2008 presenta costos de inversión, de combustible y de OyM de diferentes tipos de unidades TG en el rango de potencias antes indicado. La siguiente tabla resume los valores indicados por COPAR. A modo de referencia se incluye además una alternativa definida en base a una evaluación de costos de inversión realizada en función de información disponible de otros proyectos a nivel internacional.

Costos de Proyectos de generación térmica en base a unidades TG ^{1/2}

Tipo	Nro de Unidades	Potencia (MW) /1		Eficiencia (%) /1		Uso Propio (%)	
		Bruta	Neta	Bruta	Neta		
Turbogás aeroderivada gas	Proy. #1	1	42.1	41.64	37.11	36.70	1.1
Turbogás aeroderivada gas	Proy. #2	1	102.7	101.19	39.42	38.84	1.5
Turbogás industrial gas	Proy. #3	1	84.3	83.43	29.34	29.03	1.0
Turbogás industrial gas	Proy. #4	1F	189.6	188.08	33.68	33.41	0.8
	Proy. #5	1G	266.6	264.55	35.19	34.92	0.8

Fuente: COPAR 2008

Turbogás industrial gas	Proy. #6	1	266.6	264.55	35.19	34.92	0.8
-------------------------	----------	---	-------	--------	-------	-------	-----

Fuente: MEC

Tipo	Costo Inversión /2 USD/kW	Costo Combustible USD/MWh	Costo OyM-fijo USD/MW-año	Costo OyM-var USD/MWh	
Turbogás aeroderivada gas	Proy. #1	961.4	76.5	27928.2	0.34
Turbogás aeroderivada gas	Proy. #2	875.5	72.3	9706.4	0.41
Turbogás industrial gas	Proy. #3	687.4	96.7	14259.8	0.14
Turbogás industrial gas	Proy. #4	588.7	84.1	8505.9	0.14
	Proy. #5	501.1	80.4	6052.9	0.14

Fuente: COPAR 2008

Turbogás industrial gas	Proy. #6	443.5	80.4	6052.9	0.14
-------------------------	----------	-------	------	--------	------

Fuente: MEC

Notas:

1/: Proyectos #1 a #5: Fuente CFE. COPAR 2008; Proyecto #6: Fuente Referencia Internacional

/2: Dólares del año 2008

El costo de inversión obtenido de referencias internacionales (443.5 USD/kW) resulta de los costos del equipamiento de generación en puerto de origen (FOB) al cual se le agregan el costo típicos de equipamiento complementario, ingeniería y gestión, transporte, obra civil, montaje e intereses durante la construcción.

La siguiente tabla muestra desglose de costos de un proyecto típico:

COSTOS TURBINA DE GAS

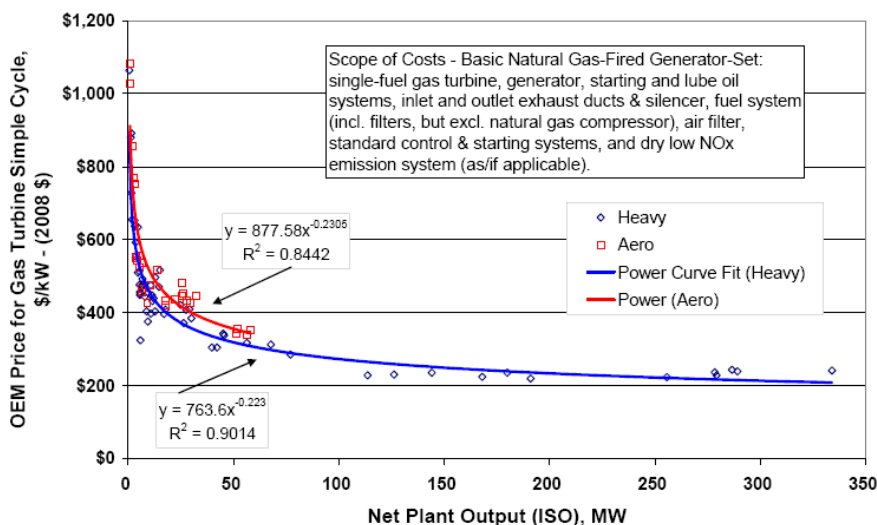
Capacidad Bruta		150 MW
Costo de Inversión		
TG - FOB		33.8 MMus\$
		225.0 USD/kW
Auxiliares mecánicos		1.5 MMus\$
Auxiliares eléctricos		1.5 MMus\$
Transformadores y conexión a la red		11.3 MMus\$
Sala de Control		2.3 MMus\$
Ingeniería y Gestión		2.3 MMus\$
SUB-TOTAL		52.5 MMus\$
Costo Unitario Equipamiento		350.0 us\$/kW
Transporte	2.00%	1.05 MMus\$
Obra Civil	5.30%	2.78 MMus\$
Montaje	11.50%	6.04 MMus\$
SUB-TOTAL		62.37 MMus\$
Intereses Construcción	6.67%	4.16 MMus\$
TOTAL		66.53 MMus\$
Costo Unitario Total		443.5 us\$/kW

Fuente: MEC en base a antecedentes de otros proyectos de similares características

El costo FOB de la turbina TG ha sido estimado en 225 USD/KW valor que surge de referencias internacionales como la indicada por el World Bank para turbinas en el rango de valores de potencia de interés que se muestra en la figura siguiente:

Costos de Inversión de unidades de generación tipo TG

OEM Price – Original Equipment Manufacturer Price



Fuente: Study of Equipment Prices in the Power Sector - World Bank

A efecto de determinar el CMLPC se debería seleccionar, de los proyectos candidatos, aquel que de cómo resultado el mínimo costo de desarrollo y es compatible con el desarrollo del parque de generación de México.

De acuerdo con información suministrada por CFE el tipo de proyecto a considerar debería ser una turbina tipo TG, tipo F, con una capacidad del orden de los 170 MW ISO que permite luego su conversión a CC. Los costos a considerar deberían ser los del COPAR Generación 2008 ya que estos se corresponden con los costos de desarrollo reales de México los cuales, de acuerdo a lo indicado por CFE, son en general mayores a los de referencias internacionales.

La siguiente tabla resume los valores de costos de inversión, combustible y OyM del proyecto seleccionado conforme lo antes indicado. Se indican valores típicos para el margen de reserva (15%), disponibilidad (95%) y reducción de potencia por altura / temperatura (10%). A partir de dichos valores se determina la Potencia Media disponible. El factor de despacho adoptado es el típico para una unidad de punta y coincidente con el indicado en el COPAR para este tipo de unidades de generación.

Costos de Desarrollos de proyectos TG

Anualidad de Costos

Tasa de Descuento	12%
Vida útil	30 años
Factor despacho	17.2%
Disponibilidad	95%
Margen de Reserva Total	15%
Factor Altura / Temperatura	90%

		TG-1F
Potencia Bruta	MW	189.60
Potencia Media Disponible	MW	136.69
Energía Generada Neta	GWh/año	205.95
Energía Generada Bruta	GWh/año	207.60
Costo Inversión	10 ³ USD	111170.13
Anualidad Inversión	10 ³ USD	12322.38
Costo Combustible	10 ³ USD	17453.52
Costo OyM - fijo	10 ³ USD	271.98
Costo OyM - Var	10 ³ USD	974.03
Costo Total	10 ³ USD	31021.92
	USD/MWh	150.63
CMLP-C	USD/kWmes	7.68
Remuneración por Capacidad	10 ³ USD	12594.37
Remuneración por Energía	10 ³ USD	18427.55

El proyecto seleccionado da como resultado un CMLP-C de 7.68 USD/KW-mes en valores del año 2007.

CMLPC [USD/kW-mes] = 7.68

4.3.3. COSTO MARGINAL DE LARGO PLAZO DE ENERGÍA EN EL SIN

De acuerdo con la metodología propuesta, el Costo Marginal de Largo Plazo de Energía será determinado de forma tal que el costo de abastecimiento total para la demanda resulte el mismo tanto si el consumo de energía es valorizado al Costo Marginal de Largo Plazo de Generación o bien si es valorizado a la suma del Costo Marginal de Largo Plazo de Capacidad más el Costo Marginal de Largo Plazo de Energía.

En función de lo antes indicado el Costo Marginal de la Energía se determina utilizando el siguiente procedimiento de detalle:

1. Se determina la demanda de energía incremental total (DEIT)

$$DEIT[MWh] = \sum_{k=1}^{k=10} DEI_k \times (1+i)^{-k}$$

$$DEI_k[MWh] = DE_k[MWh] - DE_{k-1}[MWh]$$

Donde:

i: Tasa de Descuento: 12%. Igual a la utilizada en el POISE

DEIT[MWh]: Demanda de Energía Incremental Total

DEI [MWh]: Demanda de Energía Incremental. DEI=0 para los años 2009 a 2012 inclusive

2. Se determina para cada año k la capacidad instalada de generación incremental (CGI) resultante del plan de expansión óptimo de generación (POISE). Dicha capacidad será la resultante de la adición de nueva capacidad de generación menos los retiros previstos de unidades de generación existentes. Dado que el cálculo se realiza en condiciones de adaptación sólo se consideran los valores resultantes en el largo plazo (años 2013 a 2018)

$$CGI_k[MW] = CG_k[MW] - CG_{k-1}[MW]$$

Donde:

CGI [MWh]: Capacidad de Generación Incremental. CGI=0 para los años 2009 a 2012 inclusive

3. Se determina, para cada año k, el costo de abastecimiento incremental de la demanda resultante del producto de la demanda de energía incremental por el Costo Marginal de Corto Plazo promedio

$$CAI[USD]_k = DEI_k \times CMCPP_k$$

Donde:

CMCPP [USD/MWh]: Costo Marginal de Corto Plazo Promedio

CAIT [USD]: Costo de Abastecimiento Incremental Total

4. Se determina la remuneración por capacidad incremental (RCI) que resulta para cada año k de valorizar la Capacidad de Generación incremental al Costo Marginal de Largo Plazo de Capacidad. A los efectos de tomar en cuenta la capacidad efectiva disponible para abastecer la demanda la Capacidad de Generación Incremental se multiplica por un Factor Potencia Firme (FPF) que toma en cuenta la disponibilidad típica de las unidades generadoras por efecto de mantenimientos, altura / temperatura y Reservas. El Valor adoptado del FPF es 72%⁶.

$$RCI_k[USD] = CGI_k[MW] \times CMLPC[USD / MW - mes] \times 12 \times FPF$$

Donde:

RCI [USD]: Remuneración por Capacidad Incremental.

5. Se determina la remuneración por energía incremental (REI) que resulta para cada año k como diferencia entre el Costo de Abastecimiento de Energía Incremental menos la remuneración por Capacidad incremental.

⁶ El valor adoptado de FPF surge de considerar una disponibilidad media del 80% y una degradación por altura equivalente al 10%

$$REI_k [USD] = CAI_k [USD] - RCI_k [USD]$$

Donde:

REI [USD]: Remuneración por Energía Incremental.

- Se determina la remuneración por energía incremental total (REIT) que resulta para todo el periodo de evaluación.

$$REIT [USD] = \sum_{k=1}^{k=10} REI_k \times (1+i)^{-k}$$

- Se determina el Costo Marginal de Largo Plazo de la Energía como el cociente entre la Remuneración por Energía Incremental Total (REIT) dividido por la Demanda de Energía Incremental Total (DEIT).

$$CMLPE [USD / MWh] = \frac{REIT [USD]}{DEIT [MWh]}$$

La siguiente tabla resume los cálculos antes indicados.

Costo Marginal de Largo Plazo de Energía

Año	Demanda GWh	Capacidad Instalada MW	Demanda Incremental GWh	Capacidad Incremental MW	Costo Incremental Total 10 ³ USD	Costo Incremental Capacidad 10 ³ USD	Costo Incremental Energía 10 ³ USD
2009	251056.7	51498	0	0	0	0	0
2010	258300.6	52784	0	0	0	0	0
2011	266428.4	53343	0	0	0	0	0
2012	275753.8	55579	0	0	0	0	0
2013	285476.1	55814	9722	235	717694	15613	702081
2014	295815.1	56156	10339	342	765545	22723	742823
2015	307381.9	57425	11567	1269	876672	84313	792359
2016	318939.4	59124	11558	1699	842827	112882	729945
2017	330511.2	61074	11572	1950	825036	129559	695477
2018	341621.5	63184	11110	2110	787839	140189	647650
TOTAL			28405.0		2083232.6	195958.8	1887273.8
CMLP-C						7.68	USD/KW-mes
CMLP-E						66.44	USD/MWh

Fuente: MEC

El Costo Marginal de Largo Plazo de la Energía resultante de la aplicación de la metodología antes indicada es de 66.44 USD/MWh ^{1/2} 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.

CMLPE [USD/MWh] = 66.44

Notas:

1/ : Dólares del año 2007

2/ : Precio Gas Natural = 8.54 USD/MPC = 33.66 USD/GCal (Poder Calorífico = 1062,2 MJ/MPC)

El CMLPE efectivamente aplicado a las tarifas eléctricas surgirá del valor antes indicado ajustado cada año por una fórmula que tome en cuenta, entre otras cosas, las variaciones de precios de combustible conforme se establezca oportunamente.

5. COSTO MARGINAL DE LARGO PLAZO DE GENERACIÓN EN BCS

Siguiendo procedimientos análogos a los antes indicados se determinaron los valores correspondientes al CMLP de Generación y sus componentes de energía y capacidad que resultan para la región de BCS.

La tabla siguiente presenta los costos marginales de corto plazos totales promedios anuales resultantes de la simulación con el programa DEEM en todo el periodo de evaluación.

Región BCS - Costo Marginal de Corto Plazo promedio /1

Año	Demanda GWh	Costo Abastecimiento 10 ³ USD	Costo Ajustado 10 ³ USD	Delta OyM Var 10 ³ USD	Costo Total 10 ³ USD	Costo Marginal Promedio USD/MWh
2009	2034.2	318359	360642	6591	367232	180.53
2010	2156.2	364616	404235	6986	411221	190.72
2011	2278.0	343054	391000	7381	398381	174.88
2012	2415.6	427976	494013	7826	501840	207.75
2013	2560.2	429610	487825	8295	496120	193.78
2014	2693.4	382684	421835	8727	430562	159.86
2015	2859.1	334697	368804	9264	378067	132.23
2016	3025.9	362237	387830	9804	397634	131.41
2017	3185.9	505294	519015	10322	529337	166.15
2018	3347.2	523936	523936	10845	534781	159.77

Notas:

1/ : En dólares del año 2008

Se observa que, aún en el largo plazo, los CMCPT no se estabilizan en un valor único representativo del CMLPG reflejando un sistema económicamente adaptado. Esto es típico de un sistema eléctrico pequeño como el de BCS en donde las indivisibilidades de la expansión de Generación producen normalmente efectos relevantes sobre la operación del sistema y sus costos marginales.

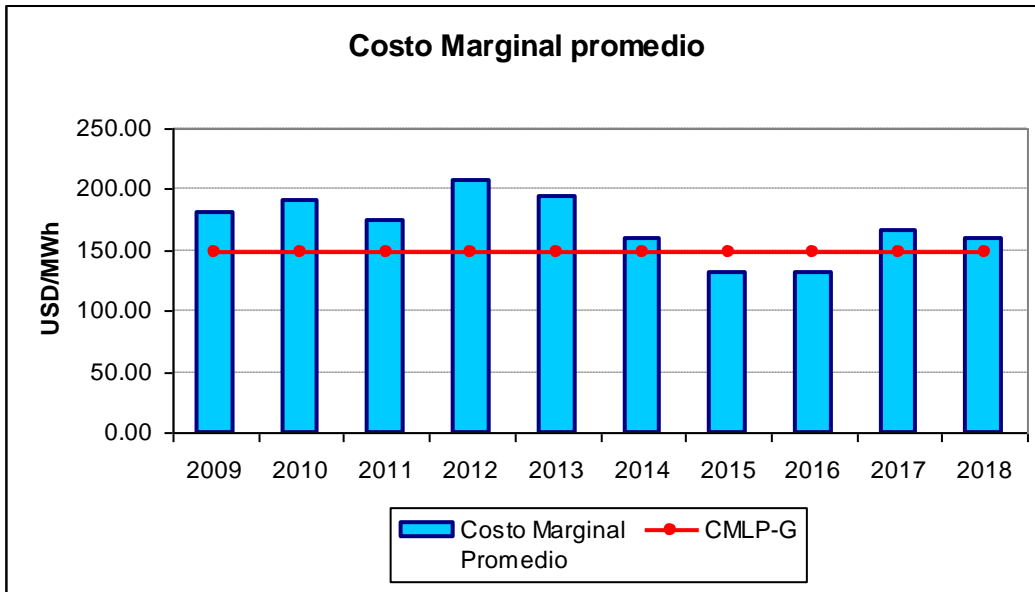
En función de los valores antes indicados la tabla siguiente muestra los valores determinados de Demanda de Energía Incremental Total y Costos de Abastecimiento Incremental Total y el valor resultante del CMLPG.

Costo Marginal de Largo Plazo de Generación

Año	Demanda Total GWh	Demanda Incremental GWh	Costo Marginal Promedio USD/MWh	Costo Incremental 10 ³ USD
2009	2034.2	0	180.53	0
2010	2156.2	0	190.72	0
2011	2278.0	0	174.88	0
2012	2415.6	0	207.75	0
2013	2560.2	0	193.78	0
2014	2693.4	133	159.86	21299
2015	2859.1	166	132.23	21908
2016	3025.9	167	131.41	21910
2017	3185.9	160	166.15	26585
2018	3347.2	161	159.77	25780
		319.4		47436.9
Costo de Abastecimiento Incremental Total			10 ³ USD	47436.9
Demanda Incremental Total			GWh	319.4
CMLP-G			USD/MWh	148.50

El CMLPG resultante es igual a 148.5 USD/MWh. La figura siguiente compara dicho valor con los costos marginales de corto plazo promedio determinados para cada año. En el corto plazo, años 2009-2013, los costos marginales de corto plazo resultan mayores que el CMLPG lo cual muestra que el sistema no se encuentra adaptado en dicho periodo. En el largo plazo en cambio, los costos marginales de corto plazo promedio resultan muy similares al CMLPG lo que muestra que el sistema ha llegado a una condición de adaptación.

Comparación entre Costos Marginales de Corto Plazo promedio y el CMLPG



El Costo Marginal de Largo Plazo de Capacidad (CMLPC [USD/kW-mes]) se determina a partir de valores típicos del costo fijo por unidad potencia de una unidad de generación tipo TG a diesel con una potencia en el rango de 30 a 50 MW siendo este valor determinado por el crecimiento anual de la demanda de la región de BCS.

El documento COPAR 2008 presenta costos de inversión, de combustible y de OyM de diferentes tipos de unidades TG. La siguiente tabla resume los valores indicados por COPAR. A modo de referencia se incluye además una alternativa definida en base a una evaluación de costos de inversión realizada en función de información disponible de otros proyectos a nivel internacional (Proy. #4).

Costos de Proyectos de generación térmica en base a unidades TG ^{1/2}

Tipo	Nro de Unidades	Potencia (MW) /1		Eficiencia (%) /1		Uso Propio (%)	
		Bruta	Neta	Bruta	Neta		
Turbogás aeroderivada diesel	Proy. #1	1	39.8	39.48	36.4	36.10	1.1
Turbogás industrial diesel	Proy. #2	1	84.3	83.43	29.34	29.03	1.0
Turbogás industrial diesel	Proy. #3	1F	189.6	188.08	33.68	33.41	0.8
Fuente: COPAR 2008							
Turbogás industrial diesel - ME	Proy. #4	1	40	39.5	29.34	29.03	0.8

Tipo	Costo Inversión /2 USD/kW	Costo Combustible USD/MWh	Costo OyM-fijo USD/MW-año	Costo OyM-var USD/MWh	
					Turbogás aeroderivada diesel
Turbogás industrial diesel	Proy. #2	687.4	151.2	14259.8	0.14
Turbogás industrial diesel	Proy. #3	588.7	131.7	8505.9	0.14
Fuente: COPAR 2008					
Turbogás industrial diesel - ME	Proy. #4	681.1	151.2	14259.8	0.14

Notas:

1/: Proyectos #1 a #3: Fuente CFE. COPAR 2008; Proyecto #4: Fuente Referencia Internacional

/2: Dólares del año 2008

A efecto de determinar el CMLPC se selecciona, de los proyectos candidatos, aquel que de cómo resultado el mínimo costo de desarrollo. La siguiente tabla resume los valores de costos de inversión, combustible y OyM de todos los proyectos candidatos considerando valores típicos para el margen de reserva, disponibilidad y reducción de potencia por altura / temperatura⁷. El factor de despacho adoptado es el típico para una unidad de punta y coincidente con el indicado en el COPAR para este tipo de unidades de generación.

⁷ El margen de reserva debe surgir de estudios de confiabilidad. En el documento POISE no se indica el valor resultante para la región de BCS. En función de ello se consideró para esta región valores similares de margen de reserva, disponibilidad y degradación por altura/temperatura a los considerados para el SIN. Posiblemente se requiera de un mayor margen de reserva el cual es compensado a los efectos del cálculo del CMLP de Capacidad por un menor porcentaje de degradación por altura/temperatura ya que las unidades se encuentran a nivel del mar.

Costos de Desarrollos de proyectos TG

Anualidad de Costos

Tasa de Descuento	12%
Vida útil	30 años
Factor despacho	17.2%
Disponibilidad	95%
Margen de Reserva Total	15%
Factor Altura / Temperatura	90%

		Proy. #1	Proy. #4
Potencia Bruta	MW	39.80	40.00
Potencia Media Disponible	MW	28.69	28.71
Energía Generada Neta	GWh/año	43.23	43.25
Energía Generada Bruta	GWh/año	43.71	43.60
Costo Inversión	10 ^{^3} USD	42601.92	27245.65
Anualidad Inversión	10 ^{^3} USD	4722.11	3019.98
Costo Combustible	10 ^{^3} USD	5325.64	6590.86
Costo OyM - fijo	10 ^{^3} USD	244.54	114.08
Costo OyM - Var	10 ^{^3} USD	994.77	462.42
Costo Total	10 ^{^3} USD	11287.05	10187.33
	USD/MWh	261.09	235.53
CMLP-P	USD/kWmes	14.43	9.10
Remuneración por Capacidad	10 ^{^3} USD		3134.06
Remuneración por Energía	10 ^{^3} USD		7053.28

Notas

- 1/ La potencia y eficiencia están determinadas bajo las siguientes condiciones ISO: Temperatura ambiente de 15 grados
- 2/ Incluye provisión del equipamiento en planta, estación transformadora, obras complementarias intereses durante la construcción, ingeniería y administración

El proyecto que da como resultado el mínimo costo es el #4 con un costo de desarrollo de 180.86 USD/MWh. El CMLPC que cubre los costos fijos de dicho proyecto resulta igual a 9.10 USD/KW-mes.

CMLPC [USD/kW-mes] = 9.10

De acuerdo con la metodología propuesta, el Costo Marginal de Largo Plazo de Energía será determinado de forma tal que el costo de abastecimiento total para la demanda resulte el mismo tanto si el consumo de energía es valorizado al Costo Marginal de Largo Plazo de Generación o bien si es valorizado a la suma del Costo Marginal de Largo Plazo de Capacidad más el Costo Marginal de Largo Plazo de Energía. La siguiente tabla muestra el valor resultante de CMLP de Energía determinado conforme el criterio antes indicado.

Costo Marginal de Largo Plazo de Energía

Año	Demanda GWh	Capacidad Instalada MW	Demanda Incremental GWh	Capacidad Incremental MW	Costo Incremental Total 10^3 USD	Costo Incremental Capacidad 10^3 USD	Costo Incremental Energía 10^3 USD
2009	2034.2	448	0	0	0	0	0
2010	2156.2	448	0	0	0	0	0
2011	2278.0	491	0	0	0	0	0
2012	2415.6	491	0	0	0	0	0
2013	2560.2	534	0	0	0	0	0
2014	2693.4	577	133	43	21299	3369	17930
2015	2859.1	599	166	22	21908	1724	20184
2016	3025.9	620	167	21	21910	1645	20264
2017	3185.9	645	160	25	26585	1959	24626
2018	3347.2	688	161	43	25780	3369	22411
TOTAL			319.4		47436.9	4942.3	42494.6

CMLP-P	9.10	USD/KW-mes
	15.58	USD/MWh
CMLP-E	133.0	USD/MWh

El Costo Marginal de Largo Plazo de la Energía resultante de la aplicación de la metodología antes indicada es de 133.0 USD/MWh ^{1/2} 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.

CMLPE [USD/MWh] = 133.00

Notas:

1/ : Dólares del año 2008

2/ : Referencia precio de combustible: Combustóleo: 39.01; Diesel 79.62 (USD/barril) Dólares del año 2008

El CMLPE efectivamente aplicado a las tarifas eléctricas surgirá del valor antes indicado ajustado cada año por una fórmula que tome en cuenta, entre otras cosas, las variaciones de precios de combustible conforme se establezca oportunamente.