



---

**ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS**  
**TAREA 5.1.1 – INFORMES N° 51 Y 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)**

**INDICE GENERAL**

<b>RESUMEN EJECUTIVO</b> .....	<b>7</b>
1. INTRODUCCIÓN .....	14
2. EFICIENCIA, PRODUCTIVIDAD Y COSTOS DE GENERACIÓN.....	14
3. CARACTERIZACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN CON BASE EN LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL .....	15
3.1. <i>COSTOS VARIABLES</i> .....	16
3.1.1. Costos Variables de Operación No Combustible (CVONC).....	17
3.1.2. Costos Variables de Mantenimiento (CVM).....	18
a) Costos de Mantenimiento Diario.....	18
b) Costos de Mantenimiento Programado .....	18
3.2. <i>COSTOS HÍBRIDOS</i> .....	21
3.3. <i>COSTOS FIJOS</i> .....	21
3.4. <i>COSTO MONÓMICO</i> .....	22
4. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA EL ANÁLISIS DE COSTOS DE GENERACIÓN (CNC).....	22
5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA.....	23
5.1. <i>INFORMACIÓN DISPONIBLE DE CFE</i> .....	23
5.2. <i>BENCHMARKING INTERNACIONAL</i> .....	24
5.2.1. ASPECTOS CONCEPTUALES .....	24
5.2.2. FUENTES DE REFERENCIA INTERNACIONALES.....	26
5.2.3. FUENTE DE COSTOS “COPAR GENERACIÓN 2008”.....	27
5.2.4. RESULTADOS OBTENIDOS DEL <i>BENCHMARKING</i> INTERNACIONAL.....	28
a) Ciclos combinados .....	28
b) Turbinas de Gas Aeroderivadas .....	29
c) Turbinas de Gas Industriales .....	30
d) Centrales Hidroeléctricas .....	31
e) Carboeléctricas.....	32
f) Combustión Interna.....	33
g) Geotérmicas .....	34

h) Termoelectricas Convencionales (a base de combustóleo) .....	35
5.2.5. CONCLUSIONES OBTENIDAS DEL <i>BENCHMARKING</i> INTERNACIONAL .....	36
5.3. <i>ANÁLISIS DE EFICIENCIA DE LAS CENTRALES GENERADORAS DE CFE</i> .....	37
5.3.1. ASPECTOS CONCEPTUALES .....	37
5.3.2. RESULTADOS OBTENIDOS DEL ANÁLISIS DE EFICIENCIA DE COSTOS DE CFE.....	38
6. PROPUESTA DE VALORES DE COSTOS FIJOS Y VARIABLES A SER APLICADOS A LOS COSTOS MARGINALES .....	41

## INDICE DE GRÁFICAS Y CUADROS

Gráfica 1 Ciclos Combinados: costos totales .....	29
Gráfica 2 Turbinas de Gas (I): costos totales .....	30
Gráfica 3 Turbinas de Gas (II): costos totales .....	31
Gráfica 4 Hidroeléctricas: costos totales .....	32
Gráfica 5 Carboeléctricas: costos totales .....	33
Gráfica 6 Plantas de combustión interna: costos totales .....	34
Gráfica 7 Geotérmicas: costos totales .....	35
Gráfica 8 Termoelectricas a base de combustóleo: costos totales .....	36
Cuadro 1 Guía de CVONC.....	17
Cuadro 2 Guía de costos fijos .....	21
Cuadro 3 Guía de costos fijos .....	38
Cuadro 4 Guía de costos fijos .....	39
Cuadro 5 Resultados .....	40

---

## GLOSARIO

**ACTIVO:** cualquier equipamiento mecánico, eléctrico, electromecánico o electrónico que está instalado en un sistema destinado a la producción de energía eléctrica.

**MOTOR PRIMARIO:** son el/los impulsores que proveen la energía mecánica para el/los generadores eléctricos de la central (motor de combustión interna, turbina de gas en unidades de ciclo simple o de ciclo combinado, turbina de vapor en centrales de vapor o nucleares o geotérmicas, turbina hidráulica en el caso de centrales hidroeléctricas).

**CATEGORÍAS DE MANTENIMIENTO:** son los tipos de intervenciones de mantenimiento a los cuales la unidad de generación estará expuesta durante su vida útil. Para cada tecnología de motor primario existen categorías de mantenimiento típicas que son periódicas en el tiempo.

**CFE:** Comisión Federal de Electricidad.

**CICLO DE MANTENIMIENTO:** es el período de tiempo calendario mínimo que comprende todos los tipos de intervenciones de mantenimiento programado.

**CNC:** Costos No Combustibles de generación.

**CVONC:** Costos Variables de Operación No Combustible.

**CVM:** Costos Variables de Mantenimiento.

**CONTADOR:** El contador es la acumulación de una variable operativa que se utiliza para definir el período entre intervenciones programadas de mantenimiento. Para turbinas de gas es usual emplear como contador el número de horas equivalentes de operación (HEO), y para turbinas de vapor el número de horas de operación (HO).

**CONFIABILIDAD:** es la capacidad de un ítem de desempeñar una función requerida bajo condiciones específicas, durante un cierto intervalo de tiempo. El término confiabilidad es usado como una medida de desempeño.

**CONSUMIBLES:** son todos aquellos insumos eléctricos, mecánicos o químicos que se consumen, agregan, o reemplazan en el proceso de transformación de la energía primaria en energía eléctrica, y guardan una relación directa con la producción de energía de la unidad. El consumo de estos insumos puede ser definido, en general, por una función donde la variable explicativa es directamente la producción de energía eléctrica u otra variable proporcional a ella.

**COSTO:** desembolso requerido para producir un bien o la prestación de un servicio.

---

**COSTO CORRIENTE:** es todo aquel costo incurrido en el mismo ejercicio en el que se realiza la generación de energía eléctrica que le da origen.

**COSTO DIFERIDO:** es todo aquel costo incurrido en ejercicios futuros respecto del ejercicio en el que se realiza la generación de energía eléctrica que le da origen.

**DISPONIBILIDAD:** es la probabilidad de que un ítem pueda ser utilizado en un momento dado durante un determinado período de tiempo. Representa la capacidad de ese ítem para desempeñar su función en un momento específico, o durante un determinado período de tiempo, en determinadas condiciones de rendimiento predefinidas.

**FACTOR DE PLANTA (FP):** es el cociente entre la potencia media y máxima para un período (un año calendario).

**INPC:** Índice Nacional de Precios al Consumidor de México.

**GENERADOR TÉRMICO:** máquina o conjunto de máquinas que utilizan combustibles fósiles, biomasa, nucleares, acción del viento, o fuentes de calor naturales como geotérmicas<sup>1</sup> como fuente primaria de energía para producir calor que luego es transformado en electricidad.

**kWh:** kilo Watts hora.

**MEC:** Mercados Energéticos Consultores.

**MW:** Mega Watts.

**MWh:** Mega Watts hora.

**MX:** México.

**HEO:** Horas Equivalentes de Operación.

**HO:** Horas de Operación.

**INDISPONIBILIDAD:** es la incapacidad de una instalación o unidad funcional para desenvolver su función en un determinado momento o durante un periodo de tiempo especificado en determinadas condiciones de rendimiento predefinidas.

**OyM:** Operación y Mantenimiento

**PERÍODOS DE MANTENIMIENTO:** son los intervalos de tiempo entre los cuales se efectúan las categorías de mantenimiento y dependen del régimen de operación, cantidad de arranques y paradas y la tecnología.

**PPP:** *Purchasing Power Parity.*

---

<sup>1</sup> Geotermia: es la energía termal acumulada bajo la superficie de la tierra en zonas de agua de alta presión, sistemas de vapor o de agua caliente, así como en rocas calientes.

---

**TdR:** Términos de Referencia.

**UNIDAD DE GENERACIÓN:** es el generador con su motor primario y los equipos auxiliares asociados.

**USA:** Estados Unidos de Norte America (*United States of America*).

**USD:** Dólares norteamericanos (*United States Dollar*)

**VIDA ÚTIL:** es aquel plazo de tiempo transcurrido el cual la instalación no es capaz de brindar el servicio con la confiabilidad requerida por razones de limitaciones físicas propias, que no pueden ser recuperadas con tareas de mantenimiento regulares.

**COPAR:** Estudio de Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico de Generación.

---

**ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS**  
**TAREA 5.1.1 – INFORMES N° 51 Y 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)**

**RESUMEN EJECUTIVO**

**Introducción**

Este informe forma parte de la actividad 5.1: Determinación de los Costos Eficientes de los TdR, Tarea 5.1.1, partes c) y e), y tiene como objetivo específico plantear una metodología para el análisis comparativo de eficiencia y productividad entre centrales generadoras, y aplicar la metodología propuesta para el caso de generación, a efecto de estimar los costos eficientes, realizar un análisis comparativo de eficiencia y determinar los valores a ser aplicados para el cálculo de los costos marginales de generación.

**Eficiencia, productividad y costos de generación**

Los costos de operación, mantenimiento y administración, también llamados Costos No Combustibles de Generación (CNC), son caracterizados como la suma de los costos de operación, mantenimiento, reparaciones y administración asociados a una determinada máquina o conjunto de máquinas de una central de generación.

La productividad en este caso estaría dada por los CNC requeridos (incluyendo costos fijos y variables) para producir una unidad de energía.

El análisis de eficiencia se realiza como un análisis comparativo o “*benchmarking*” de costos totales incurridos por la empresa con los costos totales referenciales o eficientes. Para que la comparación sea correcta, se debe realizar para un mismo factor de planta (FP) comparando así costos monómicos:

---

$$\text{Costo Monómico}[USD / MWh] = \frac{\text{Costo Fijo}[USD] + \text{Costo Variable}[USD]}{\text{Egen}[MWh]}$$

$$\text{Costo Monómico}[USD / MWh] = \frac{\text{Costo Fijo}[USD / MW]}{FP \times 8760[hs]} + \text{Costo Variable}[USD / MWh]$$

Dado que los costos están directamente vinculados a la tecnología de generación, y a la potencia de las unidades (factor de escala) es que el análisis comparativo de eficiencia debe ser realizado comparando los costos eficientes con los incurridos para cada unidad de generación y para un determinado factor de planta. Luego de este análisis y a los efectos de obtener un diagnóstico de eficiencia por tecnología, se propone comparar los costos incurridos y eficientes por tecnología de generación.

Cabe aclarar que quedan excluidas del análisis las centrales de productores independientes y autoabastecedores.

### **Metodología propuesta para definir los costos de operación, mantenimiento y administración eficientes.**

Una estimación razonable para el análisis de eficiencia es utilizar referencias internacionales de costos que son valores medios de la industria para cada tecnología que son aceptados como referencias válidas para análisis de rentabilidad en la industria de generación de electricidad.

La metodología propuesta consiste en:

1) Realizar un benchmarking internacional: para definir los valores eficientes de costos unitarios de generación por tipo de tecnología, los cuales serán luego comparados con los costos contables incurridos por CFE.

Este análisis comparativo se realiza a partir de las siguientes fuentes::

- a) Los costos unitarios referenciales del COPAR
- b) Los costos que surgen de los antecedentes internacionales de diferentes países que son utilizados como referencias eficientes.

Así, se comparan con los costos del COPAR con los antecedentes internacionales y se define la eventual validación de los primeros como referencias eficientes.

2) Comparar los costos eficientes con los incurridos por CFE: para el período informado se estiman los costos monómicos eficientes que surgen de la aplicación de los costos unitarios eficientes definidos en la etapa anterior, y luego se comparan con los costos monómicos contables incurridos por el Organismo.

### **Aplicación de la metodología propuesta**



---

### *Benchmarking internacional*

Los costos de generación indicados en el documento COPAR 2008 son utilizados por la CFE en la planificación del sistema eléctrico. Asimismo estos costos son elaborados basados en compras y contratos del equipo de CFE, información de fabricantes de equipos y datos contables de México, por lo que los mismos constituyen valores representativos de costos de generación de CFE.

El *benchmarking* internacional se realiza comparando los costos indicados en el documento COPAR 2008 con referencias internacionales a efecto de definir su eventual utilización como referencias eficientes de costos de OyM del segmento de generación de CFE.

Para hacer comparable los datos relevados de las diferentes fuentes internacionales que tienen su origen en diferentes países con los datos del COPAR de México, se ha realizado un ajuste macroeconómico para referenciar los costos a México.

Este ajuste se ha realizado mediante la aplicación del índice de la paridad del poder de compra ("*Purchasing Power Parity*" o PPP) a efecto de considerar las diferencias en niveles de precios que pueden existir con respecto a México.

### *Resultados obtenidos del benchmarking internacional*

Del *benchmarking* realizado surgen las siguientes conclusiones:

- 1) Los costos no combustibles totales expresados en forma monómica (USD/MWh) que surgen del documento COPAR 2008 para las tecnologías de generación termoeléctricas convencionales, carboneras, turbinas de gas, ciclos combinados y geotérmicas, se encuentran en valores razonables comparados con otras fuentes internacionales, y por lo tanto, pueden ser homologados como referencias eficientes representativas de la industria de generación.
- 2) No obstante lo anterior, la desagregación de costos fijos y variables adoptada por el COPAR, no se encuentra alineada con los lineamientos básicos que sigue la mayoría de los organismos de despacho de la región y los antecedentes internacionales, por lo cual, para esta desagregación se adopta esta última fuente.

### *Análisis de la eficiencia de Centrales Generadoras de CFE*

A efectos de analizar la eficiencia en la gestión de costos no combustibles de CFE, se compararon los costos contables incurridos por las centrales eléctricas con valores referenciales considerados eficientes determinados en la sección anterior.

Para comparar el costo promedio incurrido por las centrales de CFE en el período 2003-2008, se calculó el costo promedio eficiente en el mismo período y para el mismo factor de planta.

En la tabla siguiente se presenta el costo monómico incurrido y el eficiente para el despacho real de las unidades en el período 2003-2008:

Tecnología	Factor de Planta Promedio	Costo O&M Monomico Incurrido por CFE	Costo O&M Monómico Eficiente	Eficiencia
		USD/MWh	USD/MWh	%
Hidráulicas	0,2989	5,6	6,0	1,06
Ciclo Combinado	0,5708	9,2	8,6	0,93
Termoeléctricas Convencionales	0,5040	10,5	9,3	0,89
Turbogas (1)	0,0402	143,5	106,1	0,74
Combustión Interna	0,5346	35,9	26,0	0,72
Carbonera	0,7156	7,8	6,9	0,89
Geotérmica	0,8175	9,6	7,0	0,73
<b>Total Generación Ponderado (2)</b>		<b>9,3</b>	<b>8,4</b>	<b>0,90</b>

Fuente: CFE y Procedimientos del Consultor sobre Ref. Internacionales.

Nota (1): Tipo industrial

Nota (2): Ponderado por la participación de la energía generada.

Como conclusión general surge que el costo monómico global eficiente calculado para la totalidad del parque de generación de CFE resulta un **10 % inferior** al estimado sobre la base de los costos contables incurridos por CFE.

Respecto a los resultados por tecnología, cabe mencionar que no es prudente sacar conclusiones firmes al respecto, en la medida en que el criterio adoptado para la asignación de costos de supervisión por tipo de tecnología tiene una influencia no despreciable en los resultados. En este caso, los costos de supervisión han sido asignados proporcionalmente al resto de los costos, lo que parece un criterio razonable, pero difícilmente el único posible. Otros criterios pueden llevar a resultados por tecnologías diferentes. Sin embargo, el resultado global no depende de esa asignación de costos. Dado que los costos indirectos han sido asignados en función de un criterio razonable a los fines de la comparación global no necesariamente reflejan los costos reales de supervisión por lo que no es prudente realizar una comparación desagregando este rubro. Por otra parte en las bases de datos disponibles para la comparación se cuenta con este nivel de desagregación.

Teniendo en cuenta las heterogeneidades introducidas por las especificidades de ciertas tecnologías de generación, y que los valores referenciales representan costos medios razonables, se concluye que la diferencia porcentual calculada entre los costos contables incurridos y los eficientes indica que los costos totales no combustibles del segmento de generación se encuentran en márgenes razonables respecto de las prácticas internacionales. No obstante lo anterior, también es posible concluir que existen espacios de mejora.

---

## Conclusiones generales

Del análisis realizado de los costos no combustibles de generación de CFE, surgen las siguientes conclusiones:

1. Un *benchmarking* internacional basado en los indicadores globales de costos de unidades de generación, implica contar con información de referencia que tenga para cada una de las tecnologías de generación involucradas, información de costos de las siguientes características:
  - 1.1. Costos unitarios fijos (USD/MW) y su factor de escala en función de la potencia de la unidad de generación.
  - 1.2. Costos unitarios variables (USD/MWh) y su factor de escala al igual que el anterior. Este punto y el anterior son imprescindibles para poder comparar costos con el mismo factor de planta.
  - 1.3. Unidades que utilicen combustibles similares a las unidades reales, dado el impacto del mismo en los costos de operación y mantenimiento
  - 1.4. Condiciones del contexto similares: regulaciones ambientales, criticidad del recurso hídrico, disponibilidad de repuestos, etc.También debe reconocerse que aún dentro de la misma tecnología específica, un modelo de unidad reciente puede tener ventajas comparativas en los costos de OyM sobre un modelo más antiguo.
2. La información disponible de entes reguladores y agencias internacionales es limitada y, no siempre es posible disponer para todas las tecnologías la información referida en el punto anterior. Inclusive la información referencial en la mayoría de los casos no tiene determinados detalles que permitan evaluar las asimetrías indicadas.
3. Por lo indicado, cuando los valores relevados se comparan con los costos incurridos pueden existir imprecisiones debido a las limitaciones propias de la información disponible para la comparación. No obstante las limitaciones mencionadas, las referencias internacionales son utilizadas para estudios comparativos y de rentabilidad de tecnologías por lo que se comprende que resultan suficientes para el alcance de este estudio.
4. Teniendo en cuenta lo indicado resulta que:
  - 4.1. Como conclusión general surge que el costo monómico global calculado para la totalidad del parque de generación de CFE tiene una ineficiencia de **11%**. Una comparación de costos que tenga en cuenta la composición del gasto (mantenimiento, operación, etc) y/o su naturaleza (mano de obra, repuestos,

---

servicios, etc), de manera que permita un análisis de eficiencia con dicho nivel de desagregación, requiere un análisis comparativo de costos detallado de cada unidad de generación a través de otras metodologías como la empresa modelo. En efecto dichas metodologías detalladas permiten un análisis de la eficiencia en la composición del gasto, pero su aplicación requiere un análisis caso por caso de cada unidad, de una gran cantidad de información de la unidad de generación objeto de aplicación tanto de las partidas de costo así como de la organización operativa.

4.2. Teniendo en cuenta las heterogeneidades introducidas por las especificidades de ciertas tecnologías de generación y de las imprecisiones naturales de un *benchmarking* de generación, la conclusión general que se obtiene como resultado del presente análisis es que la posición global de costos de CFE es razonable.

4.3. En base a la experiencia del consultor en análisis de *benchmarking* internacionales similares, por ejemplo el realizado para todo el sector de la RAO en Rusia<sup>2</sup>- y teniendo en cuenta las diferencias globales encontradas entre los costos contables y eficientes de CFE, se concluye que, si bien es posible encontrar espacios de mejora de eficiencia, se deberán evaluar cuidadosamente las acciones requeridas y la relación costo-beneficio, a efecto de decidir la viabilidad de su implementación.

### **Metodología propuesta para el análisis de eficiencia operativa**

Los costos de operación del sistema resultan de la agregación de los costos de OyM más los costos asociados a combustible en función del despacho de cada una de las unidades que integran el parque de generación.

En México el despacho de generación se realiza de forma tal de minimizar el costo variable de producción de la totalidad del parque de generación. Para las centrales térmicas son considerados Costos Variables de Producción (CVP), el costo asociado a combustible y los costos de OyM Variables:

$$CVP[USD / MWh] = CComb[USD / unidad] \times EfTer[Unidad / MWh] + OyM \text{ var}[USD / MWh]$$

Donde:

CVP [USD/MWh]: Costo Variable de Producción

CComb[USD/Unidad]: Costo de combustible. Unidad es la que corresponde a cada tipo de combustible (ej, para el gas natural MPC).

---

<sup>2</sup> Benchmarking internacional realizado para 600 plantas de generación.

---

EfTer[Unidad/MWh]: Eficiencia Térmica. Indica la cantidad de unidades de combustible requerido para producir una unidad de energía eléctrica [MWh]

O&Mvar [USD/MWh]: Costo de Operación y mantenimiento variable.

Para las unidades hidráulicas el costo variable de producción, es en realidad un costo de oportunidad también conocido como “Valor del Agua” definido como el costo de reemplazo de generación térmica.

Para realizar el despacho de generación, el CENACE ordena las unidades de generación en función de un orden creciente de sus costos variables de producción, despachando con prioridad aquellas que tienen menor costo variable de producción hasta satisfacer la demanda de cada hora. Se toman además en cuenta las pérdidas marginales en la red de transmisión siendo el despacho de generación el que minimiza el costo total de abastecimiento incluyendo las pérdidas de transmisión. En este trabajo no se evalúa la eficiencia en el despacho y compra de combustibles, porque a los fines tarifarios se considera que la misma se realiza de la manera más eficiente posible.

La eficiencia térmica de una central no es en principio un aspecto gestionable por los organismos ya que, este parámetro queda definido por tecnología de generación y las condiciones del sitio donde se localiza la central (altura / temperatura). Los mantenimientos mayores pueden mejorar levemente este parámetro si ha sufrido un deterioro en el tiempo, pero dicho mantenimiento queda impuesto por otros aspectos operativos (desgastes) que definen la oportunidad del mismo, siendo la eventual mejora de eficiencia un producto secundario del mantenimiento.

Dado que el parque de generación, tanto en sus adiciones como retiros, es determinado por un mecanismo de planificación centralizada de mínimo costo (POISE) se entiende que la composición del parque de generación existente en cada momento es el óptimo y, por lo tanto, no gestionable por los organismos desde el punto de vista de la eficiencia en la producción de energía.

La disponibilidad del equipamiento de generación es un aspecto gestionable por la empresa y directamente ligado con los costos de OyM. En tal sentido se entiende que si se realizan los mantenimientos de las unidades generadoras conforme lo indicado por los fabricantes del equipo, la disponibilidad de las mismas deberían satisfacer los estándares de la industria.

Si los organismos no realizan los mantenimientos de las unidades de generación conforme la indicación de los fabricantes del equipo de generación, éste sufrirá un deterioro que se verá reflejado en su disponibilidad.

---

**ESTUDIO INTEGRAL DE TARIFAS ELÉCTRICAS**  
**TAREA 5.1.1 – INFORMES N° 51 Y 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)**

## **1. INTRODUCCIÓN**

Este informe forma parte de la actividad 5.1: Determinación de los Costos Eficientes de los TdR, Tarea 5.1.1, y tiene como objetivo específico plantear una metodología para el análisis comparativo de eficiencia y productividad entre centrales generadoras, y aplicar la metodología propuesta para el caso de generación, a efecto de estimar los costos eficientes, realizar un análisis comparativo de eficiencia y determinar los valores a ser aplicados para el cálculo de los costos marginales de generación.

## **2. EFICIENCIA, PRODUCTIVIDAD Y COSTOS DE GENERACIÓN**

Los costos de operación, mantenimiento y administración, también llamados costos no combustibles de generación (CNC), son caracterizados como la suma de los costos de operación, mantenimiento, reparaciones y administración asociados a una determinada máquina o conjunto de máquinas de una central de generación.

Si a los costos de generación, con el alcance arriba enunciado, se les adiciona el costo de combustible y el costo de capital, se obtiene el costo total de la electricidad producida por la unidad en cuestión.

La productividad asociada a los costos de generación es un concepto que involucra el cociente entre la cantidad de producto y los costos operativos para su producción que puedan ser manejables por la empresa.

En la industria de generación, el producto es la energía eléctrica producida respetando los parámetros técnicos exigidos por la normativa del organismo coordinador del despacho y operación del sistema. Los recursos utilizados por la empresa que se caracterizan como

---

manejables para lograr la producción de energía eléctrica, son los de operación, mantenimiento y administración.

Por lo indicado anteriormente, la productividad en este caso estaría dada por los costos requeridos (fijos y variables) para producir una unidad de energía (*Egen*), conocidos como *costos monómicos de producción* para un dado factor de planta (*FP*).

$$\text{Costo Monómico[USD / MWh]} = \frac{\text{Costo Fijo[USD]} + \text{Costo Variable[USD]}}{\text{Egen[MWh]}}$$

$$\text{Costo Monómico[USD / MWh]} = \frac{\text{Costo Fijo[USD / MW]}}{\text{FP} \times 8760[\text{hs}]} + \text{Costo Variable[USD / MWh]}$$

De esta manera, el problema del análisis de la eficiencia se transforma en un análisis comparativo (o *benchmarking*) entre los costos monómicos incurridos por la empresa, y los costos monómicos eficientes para un mismo factor de planta.

Las centrales de generación además del mantenimiento programado y no programado ordinario, requieren de intervenciones extraordinarias -llamadas mantenimientos mayores-. Los mantenimientos mayores de las centrales eléctricas tienen un alto impacto en los CNC y el tiempo calendario entre ellos (ciclo de mantenimiento), los cuales dependen de las horas de producción y cantidad de arranques de la unidad, es decir, del régimen de despacho de la central. Dado que la duración de estos ciclos es de varios años, a efecto de que el costo analizado contenga estos costos, se debe tomar para el análisis un período de tiempo lo suficientemente representativo para que los incluya. En la presente evaluación se propone analizar un período de 6 años (2003-2008).

Cabe aclarar que quedan excluidas del análisis, las centrales de productores independientes y autoabastecedores.

### **3. CARACTERIZACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN CON BASE EN LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL**

La caracterización de costos pretende fijar las directrices básicas para sistematizar la información de costos de centrales eléctricas con base en los criterios homogéneos, para su comparación con valores referenciales.

El primer problema a resolver para la caracterización, es la identificación de los costos fijos y variables de los CNC.

Un punto de partida para la realizar la clasificación mencionada, es establecer criterios para la separación a partir de una definición de costos fijos y variables.

---

Si bien en la estructura de costos de las empresas existen costos que pueden ser clasificados como fijos o variables utilizando sencillos criterios, existe un grupo de costos que no pueden encuadrarse específicamente en las categorías anteriores, debido a que presentan características particulares que no permiten clasificarlos como costos variables ó fijos. A este tipo de costos los denominaremos en lo subsiguiente *costos híbridos*.

En los puntos siguientes se describen los diferentes tipos de costos según la experiencia internacional relevada en los organismos de despacho de la región.

### **3.1. COSTOS VARIABLES**

Una definición clásica de costos fijos y variables que se encuentra en la literatura especializada<sup>3</sup> es:

*“Los costos variables son los que cambian con las alteraciones del volumen de producción; es decir, son aquellos cuya magnitud cambia en relación directa con el grado de actividad de la empresa. Son costos fijos aquellos cuyo importe total no se ve influido por los cambios en el volumen de actividad, siempre que este se mantenga dentro de los límites de capacidad de la planta para el cual se programó”.*

Excepto ante cambios estructurales, en las unidades económicas -o unidades productivas-, los costos variables tienden a asumir un comportamiento lineal respecto de la producción, lo que le confiere la característica de poseer un valor promedio unitario con pocas variaciones. Este valor es característico de cada tipo de tecnología y potencia de la unidad de generación.

A nivel de mercados mayoristas de corto plazo basados en ofertas de costos variables, una de las instituciones que más ha avanzado en el desarrollo normativo en esta materia es el operador del sistema y administrador el mercado mayorista de Perú (COES-SINAC), que adopta la siguiente definición para costos variables:

*“un costo variable es aquel que varía proporcionalmente con el volumen de actividad o nivel de producción -kWh- y que, por lo tanto, puede ser expresado con un coeficiente estándar por nivel de producción -\$/kWh- (costo operativo). A su vez, un costo fijo, es aquel que no depende del nivel de producción, sino sólo del tiempo entendido como calendario -\$/año- (costo comprometido).”<sup>4</sup>*

---

<sup>3</sup> Carlos M. Jiménez, “Costos para empresarios”, Ed. Machi, Buenos Aires, Argentina, 1995, págs. 33 y 34.

<sup>4</sup> COES-SINAC, PR-34 , “Determinación de los costos de mantenimiento de las unidades termoeléctricas”, Pág. 4/9.



---

Los costos variables se pueden clasificar en:

- Costos Variables de Operación No Combustible (CVONC)
- Costos Variables de Mantenimiento (CVM)

### 3.1.1. COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN NO COMBUSTIBLE (CVONC)

Se pueden definir como los costos variables generados por las acciones requeridas para la producción de energía vinculados a la operación mecánica, eléctrica y química del equipamiento de generación y suministro de energía eléctrica a la red, con los niveles de confiabilidad y seguridad exigidos por el operador del sistema y en cumplimiento de la normativa legal.

La principal característica que define a estos costos, es que el desembolso asociado se genera en el mismo ejercicio en que se produce el consumo del bien o servicio que le dio origen. Esto implica que la acción que origina la erogación monetaria se produce en el mismo período en que se genera el desembolso relacionado al costo, por tal motivo, estos costos pueden ser caracterizados como *costos corrientes*.

A nivel internacional existen antecedentes en esta materia. El COES de Perú los caracteriza como aquellos “*costos variables relacionados a consumibles agregados al proceso de combustión por consideraciones técnicas de la unidad y que guardan proporción directa con la producción de dicha unidad. Entre éstos se encuentra el aceite lubricante en los motores, la inyección de agua o vapor en las unidades turbogas entre otros.*”<sup>5</sup>

Se definen como *consumibles* a todos aquellos insumos eléctricos, mecánicos o químicos que se consumen, agregan, o reemplazan en el proceso de transformación de la energía primaria en energía eléctrica, y guardan una relación directa con la producción de energía de la unidad. El consumo de estos insumos puede ser definido, en general, por una función donde la variable explicativa es directamente la producción de energía eléctrica u otra variable proporcional a ella (función de consumo). La mano de obra que se demuestre como estrictamente asociada a los ítems de costos listados también se encuadra en la categoría de consumible.

#### CUADRO 1 Guía de CVONC

---

<b>COSTOS DE OPERACIÓN</b>
Monitoreo de las emisiones
Filtros de aire y combustibles

---

<sup>5</sup> COES-SINAC, PR-32 , “Criterios y metodología para la programación de la operación de corto plazo de las centrales de generación del COES” Pág. 5/13.

---

Sustancias y productos químicos
Agua para reducción de emisiones gaseosas
Hidrógeno Industrial
Tratamiento del Agua de Refrigeración
Aprovisionamiento de Agua de Refrigeración
Lubricantes
Mantenimiento diario
Consumo de energéticos para arranque
Tratamiento y disposición final de residuos

---

Fuente: elaboración de MEC

Con base en lo anterior se pueden identificar como CVONC aquellos elementos vinculados a un agregado consumible y que puedan justificarse mediante la variable explicativa del consumo de cada uno de ellos.

Adicionalmente se incluye dentro del rubro de los CVONC el costo de mantenimiento diario por motivos que se explican en la siguiente sección.

### **3.1.2. COSTOS VARIABLES DE MANTENIMIENTO (CVM)**

Son los costos variables generados por las acciones requeridas de mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo para asegurar la funcionalidad de toda la maquinaria a lo largo de su vida útil con los estándares de confiabilidad requeridos, cumpliendo con las normas de seguridad y medio ambiente.

Los costos variables de mantenimiento se pueden dividir en dos grandes grupos:

#### **a) Costos de Mantenimiento Diario**

Se pueden definir como los costos generados por las tareas menores vinculadas a la inspección, control, y reemplazo de elementos menores.

Los desembolsos originados por el mantenimiento diario se generan en el mismo ejercicio en que sus servicios son consumidos por lo que entran en la categoría de corrientes como los CVONC.

#### **b) Costos de Mantenimiento Programado**

Los esfuerzos electromecánicos y térmicos que se producen durante la operación del equipamiento (producción, arranques y detenciones) producen deterioros y envejecimiento de los materiales que requieren de intervenciones planificadas para restaurar a la condición original el equipo y mantener los niveles de confiabilidad y seguridad requeridos para la operación de la unidad.

---

Los costos de mantenimiento programado son los que se derivan de estas intervenciones planificadas. Estas intervenciones que se producen con indisponibilidad operativa implican la realización de tareas de mantenimiento cuya frecuencia de ejecución depende de alguna variable operativa y de la tecnología de la unidad generadora.

Para que las intervenciones sean efectivas deben ser desarrolladas tomando en cuenta los factores siguientes:

- Planes de operación de la unidad: debido a que las intervenciones están directamente relacionados con las horas de producción y el régimen de operación (base, semibase y punta).
- Cantidad y régimen de arranques y paradas (normales, rápidos, disparos): los mismos afectan directamente los componentes más sensibles de la máquina que se ven afectados en forma directa por el shock térmico que se produce en cada arranque o parada produciendo pérdida de vida útil del equipo.
- Recomendaciones del fabricante: es necesario tomar en consideración las frecuencias de inspección recomendadas en los manuales de operación y mantenimiento y en los boletines de actualización.
- Factores que afectan la vida útil de los componentes: el programa de intervenciones debe tener en cuenta el tipo de combustible, la calidad del aire, y las condiciones de operación de la máquina.
- Experiencia del titular de la unidad: basada en el historial de los equipos y en las prácticas de la industria.

Debido a que los mantenimientos programados tienen por objetivo restaurar el estado y condición del equipo debido al deterioro progresivo que produce la operación de la maquinaria, los desembolsos relacionados con los mismos se incurren en períodos futuros respecto del momento de la producción que le dio origen. En general estos costos se distribuyen a lo largo de la vida útil de la unidad.

En general el motor primario de la unidad de generación define el período de mantenimiento, de manera que todos los demás equipos o auxiliares de la unidad ajustan su mantenimiento al motor primario a efecto de obtener la máxima disponibilidad de la unidad de generación.

A estos efectos, se denomina motor primario a el/los impulsores que proveen la energía mecánica para el/los generadores eléctricos de la central (motor de combustión interna, turbina de gas en unidades de ciclo simple o de ciclo combinado, turbina de vapor en centrales de vapor, turbinas hidráulicas, etc).

---

Este criterio se fundamenta en que durante el período de indisponibilidad del motor primario también se realizan las intervenciones de los equipos auxiliares a los efectos de no generar indisponibilidades adicionales y maximizar la disponibilidad operativa de la unidad generadora.

Las intervenciones programadas se caracterizan por los siguientes elementos:

1. Categorías de mantenimiento: son los tipos de intervenciones a las cuales la unidad de generación estará expuesta en su vida útil.

Para cada tecnología de motor primario existen típicas categorías de mantenimiento que son periódicas en el tiempo (no se incluyen las inspecciones en marcha o mantenimiento correctivo que se incluyen dentro del mantenimiento diario).

2. Períodos de mantenimiento: son los intervalos de tiempo entre los cuales se efectúan las categorías de mantenimiento y dependen del régimen de operación, cantidad de arranques y paradas y la tecnología.

3. Contador: es la acumulación de una variable operativa que se utiliza para definir el período entre intervenciones.

Este contador es una función que se define para cada tecnología por el fabricante del equipo, y está relacionado a las horas de marcha, régimen operativo, cantidad de arranques y paradas.

Para turbinas de gas, por ejemplo, es usual emplear como contador el número de horas equivalentes de operación (HEO), y para turbinas de vapor el número de horas de operación (HO). Esta selección se relaciona con el tipo de régimen para al que estos tipos de unidades son sometidas típicamente:

- Las HO son las horas en que la máquina se encuentra en servicio produciendo energía eléctrica.
- Las HEO hacen referencia a un concepto técnico que define cada fabricante, en donde se establecen los límites seguros para los mantenimientos de las plantas en función de las horas de operación de la planta y del número de arranques y paradas de la misma.

Tanto los períodos de mantenimiento como el contador deben estar basados principalmente en las recomendaciones del fabricante, y en forma complementaria, se puede tomar en cuenta la experiencia del titular de la unidad así como las prácticas habituales de la industria.

La naturaleza de estos mantenimientos programados es que generan un flujo cronológico de costos que depende del régimen de marcha, tipo de combustible y la cantidad de arranques

---

y paradas. Este flujo de costos no es uniforme dado que las erogaciones suben notablemente en el caso de mantenimientos mayores (*overhauls*).

Cabe aclarar que en algunos casos de fallas mayores se debe anticipar los mantenimientos programados o mantenimientos mayores.

Con el objetivo de obtener un flujo de costos más uniforme, algunas unidades generadoras celebran contratos de largo plazo con los mantenedores basados en el pago de las horas equivalentes de operación acumuladas en el período por un costo unitario de la misma.

En la naturaleza de estos contratos también se encuentra el mismo concepto que el propuesto para el cálculo de los costos unitarios, con el agregado de que en este caso puede existir implícitamente un financiamiento de tales costos a cargo del mantenedor, que se traduce en una ‘estabilización’ de los mismos para el generador.

### 3.2. COSTOS HÍBRIDOS

Existen costos que no pueden ser clasificados como fijos o variables puros debido a que no son estrictamente fijos o estrictamente variables de acuerdo a las respectivas definiciones. Estos costos se denominan, en principio, *costos híbridos* y merecen un tratamiento especial para su encuadre.

Según la literatura especializada:

*“..estos costos son los que dentro de ciertos intervalos de la actividad o el volumen se comportan con las características de un costo fijo, pero que a su vez sufren cierta alteración si el grado de actividad fluctúa. Estos tipos de costos son consecuencia de la indivisibilidad de algunos de los factores variables...”<sup>6</sup>*

### 3.3. COSTOS FIJOS

Según la experiencia internacional se clasifican como costos fijos todos aquellos costos que no dependen de la cantidad de energía eléctrica producida.

En la siguiente tabla se muestran de manera orientativa los ítems que típicamente resultan dentro de esta categoría:

#### CUADRO 2 Guía de costos fijos

---

Personal de Operación
Personal de Soporte de Operación
Mejoras en la funcionalidad de los equipos
Costos Indirectos

---

---

<sup>6</sup> Carlos M. Jiménez, “Costos para empresarios”, Ed. Machi, Buenos Aires, Argentina, 1995, Pág. 34.

Fuente: elaboración de MEC

Dado el carácter de aproximación de la segregación de costos fijos y variables es posible que finalmente algunas componentes de los elementos de costos mencionados resulten categorizadas como variables.

### **3.4. COSTO MONÓMICO**

Es el costo unitario que resulta del cociente entre la suma de la totalidad de los CNC incurridos por la central (fijos y variables) en un período de tiempo, y la energía producida en el mismo período, y se expresa en USD/MWh.

$$\text{Costo Monómico[USD / MWh]} = \frac{\text{Costo Fijo[USD]} + \text{Costo Variable[USD]}}{\text{Egen[MWh]}}$$

## **4. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA EL ANÁLISIS DE COSTOS DE GENERACIÓN (CNC)**

A efecto de analizar la eficiencia de la gestión de costos de CFE dentro de márgenes adecuados de calidad, confiabilidad, seguridad y rentabilidad, se requiere obtener información para comparar con diferentes empresas en el ámbito internacional, con el fin de establecer su nivel de competitividad y eficiencia frente a aquellas reconocidas por su buena gestión.

La metodología propuesta consiste en realizar un estudio de *benchmarking* internacional que permita conocer el posicionamiento de CFE en relación con otras empresas del sector.

El *benchmarking* es un proceso sistemático y continuo de comparación de los resultados, productos, servicios y procesos de trabajo de una organización contra los resultados, productos, servicios y procesos de trabajo de las mejores empresas del sector.

Para el análisis de la eficiencia de costos de generación el indicador global que refleja la eficiencia es el costo monómico de generación que resulta de dividir los costos (fijos y variables) por la energía producida.

A efecto de que la comparación sea homogénea, se deben comparar unidades de tecnología y potencia similares para el mismo factor de planta.

No obstante lo anterior, aún considerando empresas de igual tecnología y capacidad instalada, las centrales para las cuales se dispone información para la comparación presentan diferencias (“asimetrías”) con CFE, por lo que los indicadores de las empresas de referencia no son directamente trasladables a la empresa en estudio.

---

En efecto, dado que las empresas de referencia y CFE operan en países diferentes, los indicadores de gestión de la empresa de referencia deben ser adecuados al país de la empresa comparada, debido a la existencia de asimetrías macroeconómicas que generan importantes diferencias entre los indicadores de gestión.

Estas asimetrías pueden ser corregidas mediante métodos de ajuste de diferencias del poder adquisitivo y del tipo de cambio entre países, como se verá más adelante en este informe.

Una estimación razonable para el análisis de eficiencia es utilizar referencias internacionales de costos que son valores medios de la industria para cada tecnología, los cuales son aceptados como referencias válidas para análisis de rentabilidad en la industria de generación de electricidad.

En resumen la metodología propuesta consiste en:

1) Realizar un benchmarking internacional: para definir los valores eficientes de costos unitarios de generación por tipo de tecnología, los cuales serán luego comparados con los costos contables incurridos por CFE.

Este análisis comparativo se realiza a partir de las siguientes fuentes::

- c) Los costos unitarios referenciales del COPAR.
- d) Los costos que surgen de los antecedentes internacionales de diferentes países que son utilizados como referencias eficientes.

Así, se comparan los costos del COPAR con los antecedentes internacionales y se define la eventual validación de los primeros como referencias eficientes.

2) Comparar los costos eficientes con los incurridos por CFE: para el período informado se estiman los costos monómicos eficientes que surgen de la aplicación de los costos unitarios eficientes definidos en la etapa 1), y luego se comparan con los costos monómicos contables incurridos por el Organismo.

## **5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA**

En esta sección se presentan los resultados obtenidos de la aplicación de la metodología propuesta.

### **5.1. INFORMACIÓN DISPONIBLE DE CFE**

El análisis se realizó con base en la siguiente información recibida de CFE:

- 1) COPAR Generación, “Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico 2008”, 28° edición.

- 
- 2) Información contable de costos operativos extraída de archivos: “Cto Explotacion x CeCo x cuenta 2003.xls” al año 2008<sup>7</sup>.
  - 3) Archivo “DGBSEN\_1998-2008.xls”, el cual contiene la energía generada por central.
  - 4) Archivo “Nomenclatura tipos.txt”, el cual contiene los códigos que corresponden a cada tecnología de generación.
  - 5) Archivo “Estadística Unidades 1999-2008.xls”, el cual contiene la potencia de cada unidad por central de generación.

## **5.2. BENCHMARKING INTERNACIONAL**

### **5.2.1. ASPECTOS CONCEPTUALES**

El objetivo de este *benchmarking* internacional es, definir referencias internacionales de costos eficientes para comparar con los costos contables incurridos de CFE.

Los costos de generación indicados en el documento COPAR, son utilizados por CFE en la planificación del sistema eléctrico. Asimismo estos costos son elaborados basados en compras y contratos del equipo de CFE, información de fabricantes de equipos y datos de México, por lo que los mismos constituyen valores representativos de costos de generación en CFE.

El *benchmarking* internacional se realiza comparando los costos contenidos en el documento COPAR de 2008 con referencias internacionales a efecto de definir su eventual utilización como referencias eficientes de costos de generación.

Como referencias internacionales, se utilizan agencias gubernamentales u organismos reguladores de países con un importante grado de desarrollo de las tecnologías de generación que se están comparando.

A efecto de realizar las comparaciones internacionales, se han utilizados los valores de costos fijos y variables indicados en el COPAR que se encuentran nominados en dólares americanos.

Dado que los costos del COPAR son valores medios del año 2008, han sido referidos al año 2007 (año base del presente estudio tarifario) con el Índice Nacional de Precios al Consumidor de México (INPC) y la relación entre los Tipo de Cambio para Solventar Obligaciones Denominadas en Moneda Extranjera en la República Mexicana entre el año 2008 y el año 2007.

---

<sup>7</sup> Los costos de supervisión de generación fueron asignados en forma proporcional a los costos de explotación.



---

Para hacer comparable los datos relevados de las diferentes fuentes internacionales que tienen su origen en diferentes países con los datos del COPAR, se ha realizado un ajuste macroeconómico para referenciar los costos a México.

Este ajuste se ha realizado mediante la aplicación del índice de la paridad del poder de compra (“*Purchasing Power Parity*” o PPP<sup>8</sup>) a efecto de considerar las diferencias en niveles de precios que pueden existir con respecto a México.

Para efectuar el ajuste, se expresa en dólares americanos el costo del país de origen (por ejemplo USA) y se referencia a México, según la siguiente expresión matemática:

$$Costo\_MX = Costo\_USA * \left( \frac{PPP\_MX}{TC\_MX} \right) \quad [1]$$

Donde:

- Costo\_MX: es el costo unitario expresado en USD/MW o USD/MWh según se trate de costos fijo o variable, ajustado por PPP -es decir referido a México-.
- Costo\_USA: es el costo unitario expresado en USD/MW o USD/MWh según se trate de fijo o variable, referido al país de origen.
- PPP\_MX: es el *Purchasing Power Parity* de México del año 2007.
- TC\_MX: es el Tipo de Cambio para Solventar Obligaciones Denominadas en Moneda Extranjera en la República Mexicana del año 2007.

Luego del referenciamiento indicado y a efecto de realizar una comparación homogénea, se obtuvo el costo monómico de OyM mediante la aplicación de la siguiente expresión:

$$CostoOyM = \frac{CostoFijo}{8760 * FD * \left( \frac{CapacidadNeta}{CapacidadBruta} \right)} + CostoVariable \quad [2]$$

De esta manera se obtiene el costo por unidad de energía neta generada [MWh].

Donde:

- Costo OyM (monómico) , en USD/MWh neto
- Costo Fijo, en USD/MW
- FP, factor de planta (se utilizaron los valores del COPAR).
- Capacidad Neta, en MW
- Capacidad Bruta, en MW

---

<sup>8</sup>Fuente PPP: Fondo Monetario Internacional, en su página WEB

<http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2009/01/weodata/weoseladv.aspx?a=&c=273&s=PPPEX>

- 
- Costo Variable, en USD/MWh neto

En los puntos que siguen, se presenta para cada tecnología la fuente de información utilizada y los resultados de la comparación realizada.

### 5.2.2. FUENTES DE REFERENCIA INTERNACIONALES

Se han utilizado las siguientes fuentes de información para obtener las referencias internacionales:

- Report #:DOE/EIA<sup>9</sup>-0554(2009) de marzo de 2009, denominado “*Assumptions to the Annual Energy Outlook 2009*” publicado por la EIA (*Energy Information Administration*), Módulo: “*Electricity Market Module*”, el cual contiene información de costos referenciales para diferentes tecnologías de generación y que es utilizada con fines de planificación, y evaluación de proyectos en todo el territorio de Estados Unidos [Ref 1].
- CEC<sup>10</sup> -200-2007-011-STD de Junio 2009, denominado “*Comparative costs of California Central Station Electricity Generation Technologies*”, el cual contiene costos específicos referenciales para diferentes tecnologías de generación. [Ref 2].
- “*Projected Costs of Generating Electricity*”, del año 2005, elaborado por la IEA<sup>11</sup> [Ref 3].
- “*Benchmarking and determination of target performance criteria for Russian generating plant*”. Estudio de comparación de costos realizado para la RAO UESR para más de 600 centrales eléctricas[Ref 4].
- “Estudio de Planificación y Tarifación de Sistemas Medianos de Edelmag S.A- Informe Final”, el cual contiene un análisis de costos eficientes de sistemas aislados con fines tarifarios, realizado para la Comisión Nacional de Energía de Chile (CNE) [Ref 5].
- COPAR Generación: “Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico 2008”, 28° edición.

En los gráficos comparativos se indican las referencias de la siguiente manera:

- [Ref 1] = EIA.
- [Ref 2] = CEC

---

<sup>9</sup> EIA, es la Energy Information Administration

<sup>10</sup> CEC: *California Electricity Commission*

<sup>11</sup> IEA: *International Energy Agency*.

- 
- [Ref 3] = IEA
  - [Ref 4] = RUS
  - [Ref 5] = CNE

En las fuentes de referenciamiento citadas es posible encontrar los criterios para la desagregación en costos fijos y variables. Así en la referencia 2 [Ref 2] se indica que son costos variables los costos de mantenimiento programado, mantenimiento anual, mantenimientos mayores (*overhauls*), mantenimientos forzados, costos de suministro de agua y costos ambientales. Dentro de los costos fijos se incluyen como típicos los costos laborales, y *overhead* asociado.

Por lo indicado anteriormente se puede concluir que la clasificación de las fuentes de referenciamiento en costos fijos y variables, coinciden con las definiciones recogidas en la experiencia internacional y que se citan en este documento.

### **5.2.3. FUENTE DE COSTOS “COPAR GENERACIÓN 2008”**

En el documento COPAR 2008 se presenta el alcance de los costos fijos y variables de la siguiente manera:

Costos fijos: incluyen:

- Salarios
- Prestaciones
- Seguro Social
- Servicios de Terceros
- Gastos Generales
- Materiales (excepto del área de operación)

Los costos variables son los que guardan una relación directa con la generación de energía eléctrica. En este renglón sólo se consideran los de materiales del área de operación.

El COPAR aclara que en el caso de las centrales geotérmicas las cifras de costos están referidas exclusivamente a la central, ya que los inherentes al campo geotérmico<sup>12</sup> son incluidos dentro del costo del combustible. Para las centrales hidroeléctricas el costo por el uso del agua se refleja en los usos de la misma considerado dentro del costo del combustible<sup>13</sup>.

---

<sup>12</sup> Punto 5.6 del Documento COPAR Generación.

<sup>13</sup> Punto 6.2.8 del Documento COPAR Generación.

---

La caracterización de costos fijos y variables indicadas en el COPAR, tiene marcadas diferencias con los antecedentes de la región<sup>14</sup> y las fuentes internacionales de referenciamiento, dado que esencialmente el COPAR caracteriza los costos de generación como costos fijos excepto los materiales del área de operación.

Por lo indicado y a efecto de obtener una comparación homogénea es que se comparan los costos monómicos (USD/MWh) del COPAR con los que surgen de las fuentes de referenciamiento internacionales para el mismo factor de planta utilizando la expresión matemática [2].

#### **5.2.4. RESULTADOS OBTENIDOS DEL BENCHMARKING INTERNACIONAL**

En este punto se presenta la aplicación de la metodología específica para cada tecnología de generación:

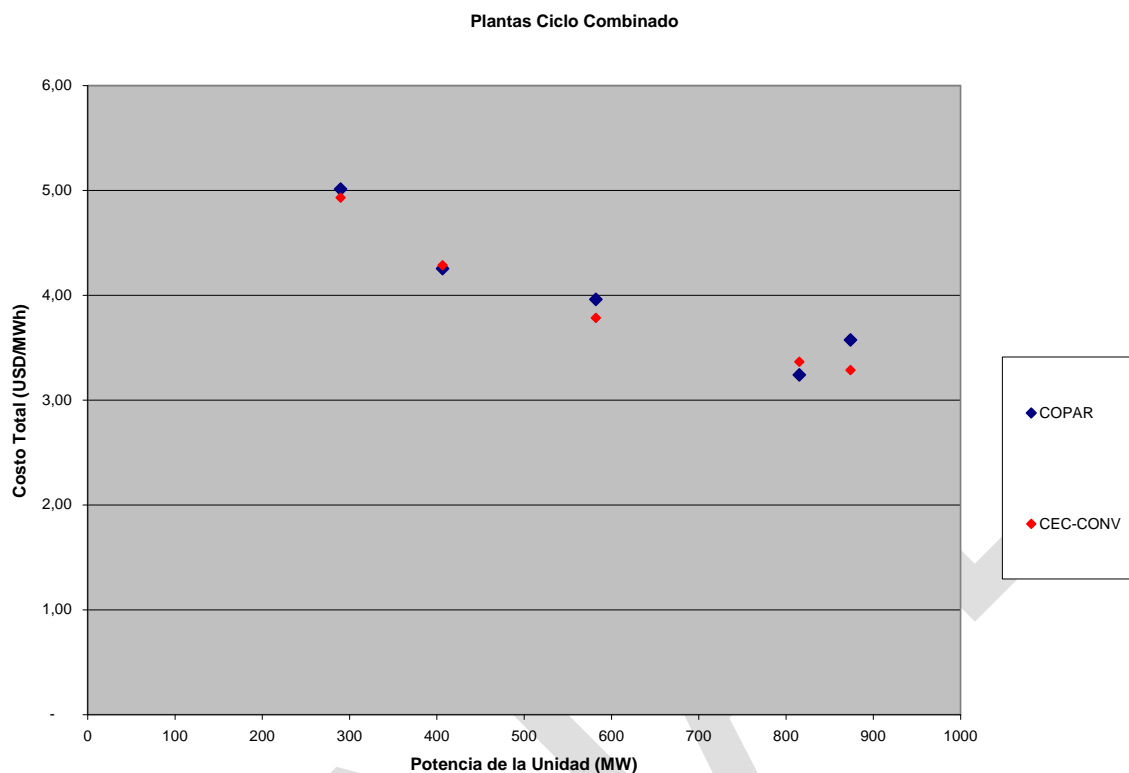
##### **a) Ciclos combinados**

En el gráfico siguiente se muestran los costos totales (suma de costos fijos y variables) para ciclo combinado de la [Ref 2], y su comparación con los valores referenciales del COPAR para diferentes tamaños de planta.

---

<sup>14</sup> Ver Sección 3 de este informe.

## GRÁFICA 1 CICLOS COMBINADOS: COSTOS TOTALES



Fuente: datos COPAR y referencias internacionales (ver punto 6.2.2)

Resulta razonable la comparación con los valores referenciales de California (CEC), dado que en este estado, al igual que en México, la disponibilidad del recurso hídrico para enfriamiento es crítico en el proceso de generación.

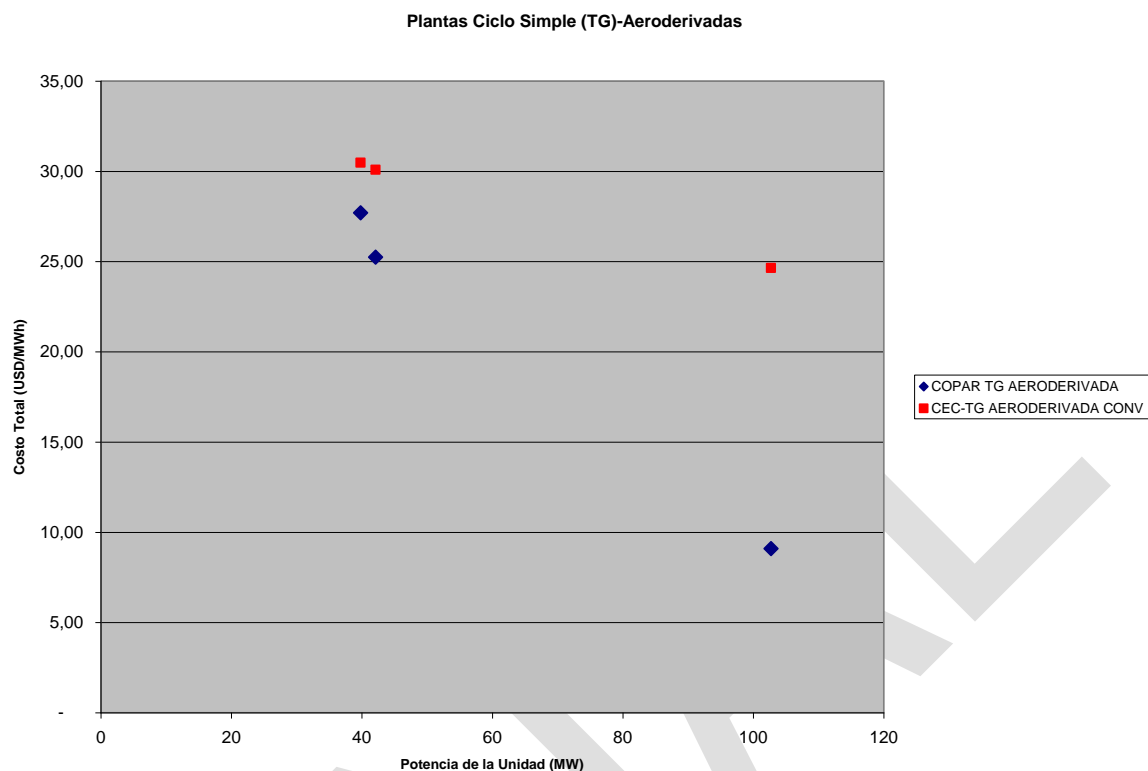
Se aprecia que los valores del COPAR son muy cercanos a los de la CEC de Estados Unidos.

Se puede concluir que los costos referenciales del COPAR son valores razonables según las prácticas internacionales.

### **b) Turbinas de Gas Aeroderivadas**

Se utiliza la [Ref 2] que considera turbinas de gas aeroderivadas. El resultado de la comparación se muestra en el siguiente gráfico:

## GRÁFICA 2 TURBINAS DE GAS (I): COSTOS TOTALES



Fuente: datos COPAR y referencias internacionales (ver punto 6.2.2)

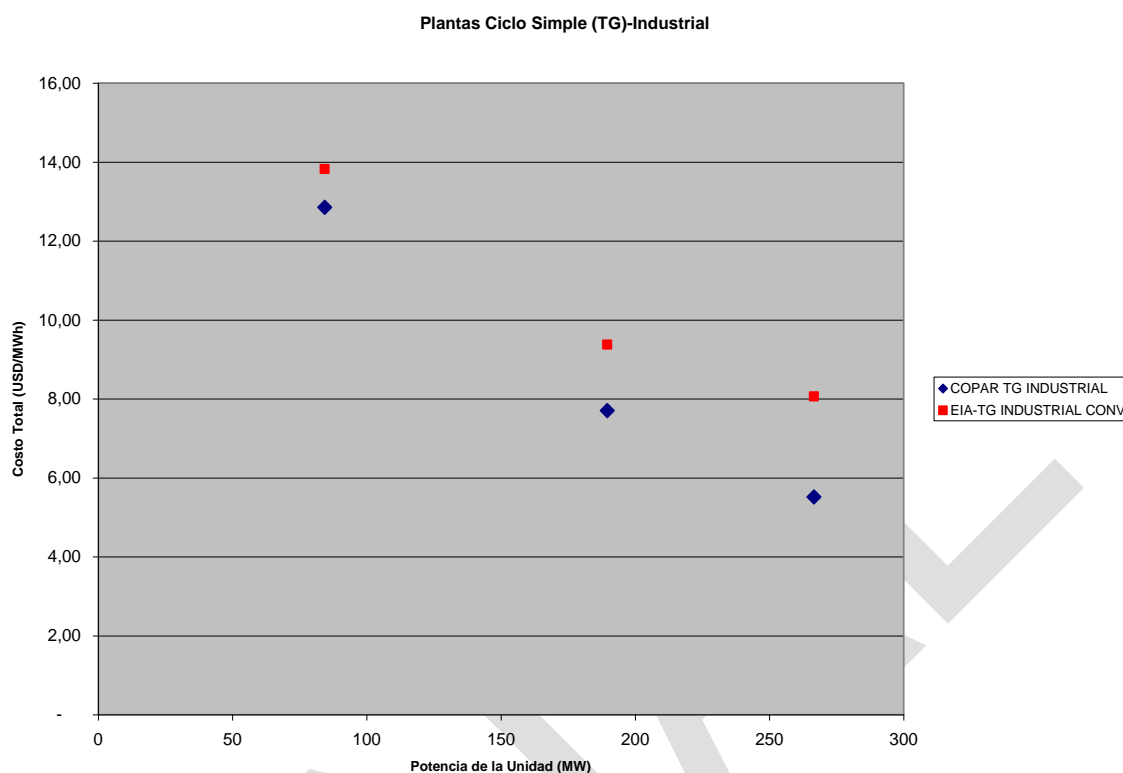
La mayor diferencia en los costos se observa en máquinas de mayor tamaño cercanas a 100 MW -que son módulos referenciales de la CEC- donde se presentan costos sensiblemente más altos que los referentes del COPAR.

### c) Turbinas de Gas Industriales

Se utiliza la [Ref 1] que considera turbinas de gas industriales (módulo de referencia 160 MW). Para escalar según la potencia se han tomado los parámetros de escalamiento de la [Ref 2].

El resultado de la comparación se muestra en el siguiente gráfico:

### GRÁFICA 3 TURBINAS DE GAS (II): COSTOS TOTALES



Fuente: datos COPAR y referencias internacionales (ver punto 6.2.2)

Se observa que los valores del COPAR se encuentran por debajo de los valores de referencia.

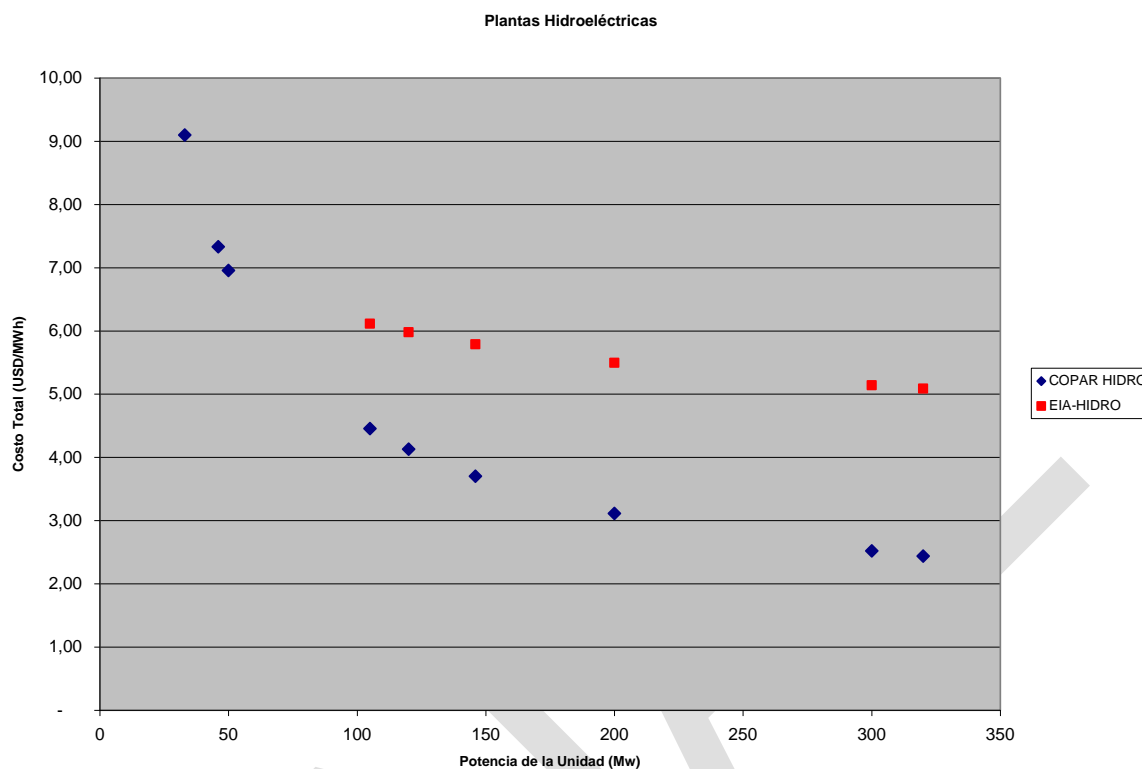
#### d) Centrales Hidroeléctricas

El costo de OyM de estas centrales es muy específico de cada proyecto, lo cual está reconocido en la [Ref 1], donde ha sido tomado como costo referencial el más económico de las centrales que pueden ser construidas en el Noreste de los Estados Unidos.

Para efectos del *benchmarking*, se han recalculado los costos del COPAR con un factor de planta -igual para todas las centrales- de 0,35, con el objeto de facilitar la comparación para las diferentes potencias involucradas.

Tomando el costo indicado y comparando con los del COPAR resulta la siguiente gráfica:

## GRÁFICA 4 HIDROELÉCTRICAS: COSTOS TOTALES



Fuente: datos COPAR y referencias internacionales (ver punto 6.2.2)

Los costos de la [Ref 1] fueron escalados utilizando las curvas que surgen de un estudio de costos eficientes realizado en Rusia para la RAO [Ref 4].

En el gráfico anterior se observa que los valores del COPAR representan costos muy por debajo de los referenciales.

A los efectos de uniformizar la comparación se han referenciado los costos para un mismo factor de planta que se definió en 0.35. A pesar de lo anterior existen otras especificidades de las centrales hidroeléctricas que hacen muy heterogénea su estructura de costos por las economías de escala que introducen la capacidad, configuración física, tecnología, hidrología, requerimientos de dragado, etc. No obstante lo anterior la magnitud de las diferencias encontradas entre los costos referenciales y los de COPAR permiten evidenciar que estos últimos son referencias que pueden ser consideradas eficientes en el marco de una comparación global como la realizada.

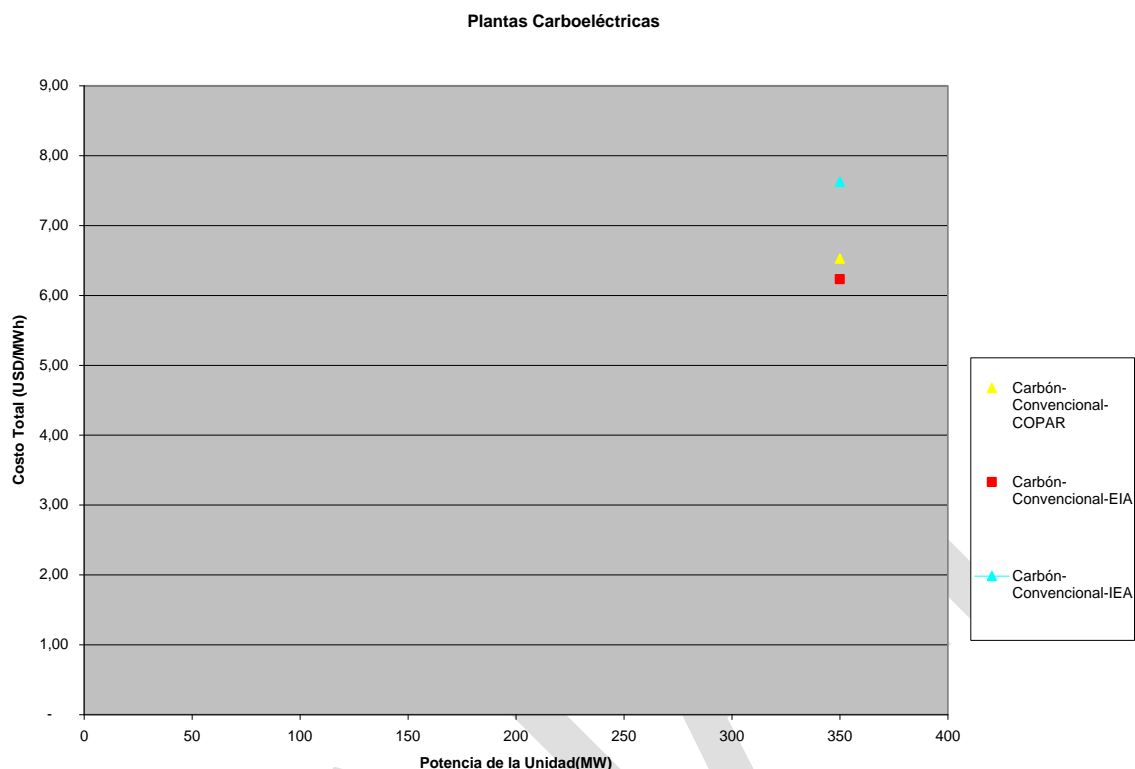
### e) Carboeléctricas

Se han utilizado las [Ref 1] y [Ref 3]. Para ajustar el costo fijo al tamaño de planta de COPAR (350 MW) se ha utilizado una regresión obtenida de la [Ref 4].

En el siguiente gráfico se comparan los valores obtenidos:



## GRÁFICA 5 CARBOELÉCTRICAS: COSTOS TOTALES



Fuente: datos COPAR y referencias internacionales (ver punto 6.2.2)

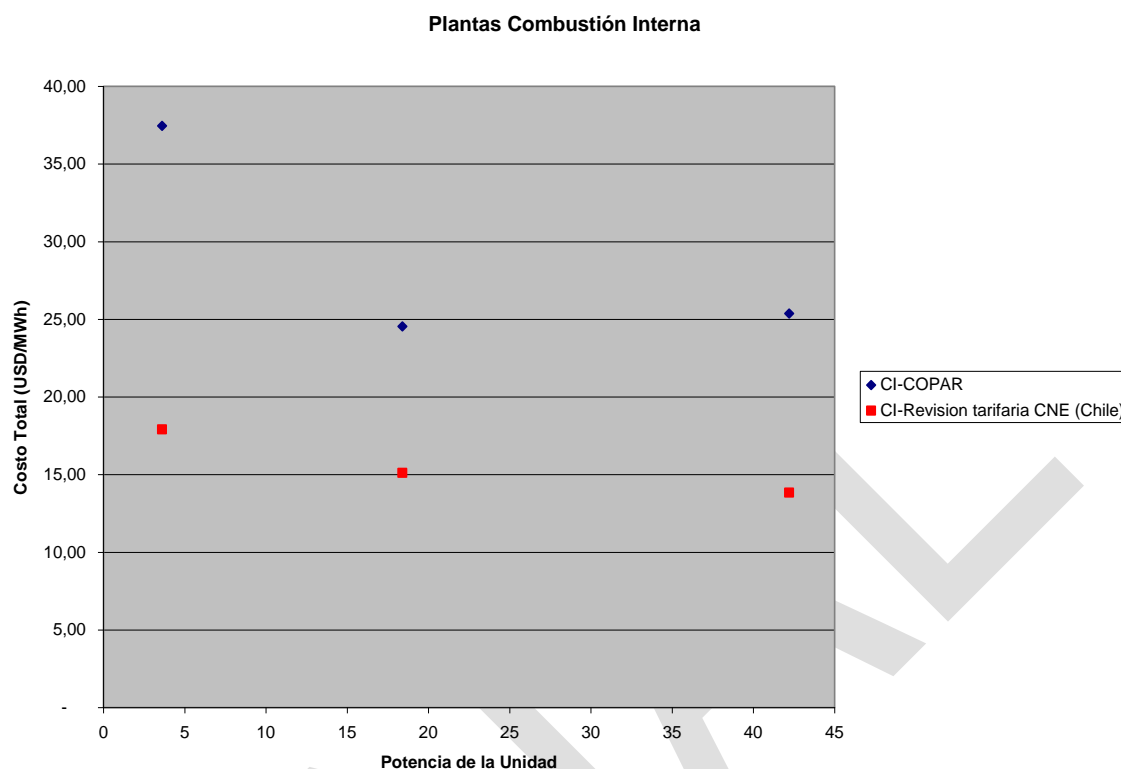
Se observa que el valor monómico obtenido del COPAR se encuentra muy cercano al valor de la menor referencia eficiente. Se adoptan los valores de COPAR como referencias eficientes.

### f) Combustión Interna

Se han relevado los valores de un estudio de costos eficientes de la [Ref 5]. En este estudio sólo se dispone de información de costos eficientes para potencias menores a 3 MW. Los costos para potencias mayores los valores de la [Ref 5] fueron escalados considerando las curvas del COPAR.

En la gráfica siguiente se presentan los resultados obtenidos:

## GRÁFICA 6 PLANTAS DE COMBUSTIÓN INTERNA: COSTOS TOTALES



Fuente: datos COPAR y referencias internacionales (ver punto 6.2.2)

Se observa que los valores del COPAR se encuentran por arriba respecto de los eficientes.

Las unidades de la [Ref 5] son operadas con diesel o gas natural, en cambio las principales centrales de CFE de tipo CI son operadas utilizando combustóleo, y un porcentaje menor de diesel (como combustible de respaldo). Resultan conocidos los mayores costos de operación y mantenimiento con combustóleo respecto del diesel o gas natural, lo que podría justificar en alguna medida las diferencias encontradas.

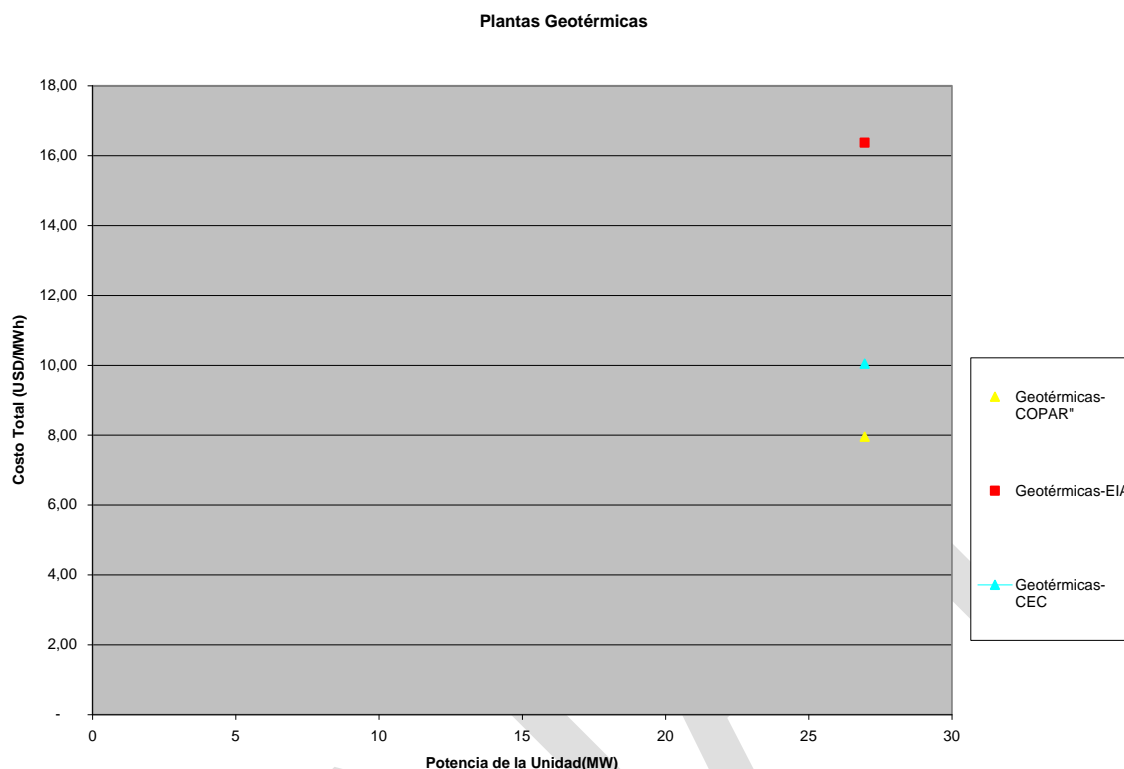
La participación de las centrales CI en el total generado de CFE es del 0.7% por lo que no tiene mayor impacto en los costos totales del segmento de generación. Dado que las referencias internacionales presentan asimetrías no homologables con los costos del COPAR, se adoptan los valores de CFE.

### **g) Geotérmicas**

El costo operativo de estas centrales es muy específico de cada proyecto. En el presente análisis se optó por utilizar a modo referencial los valores de las [Ref 1] y [Ref 2].

A efecto de comparar con el COPAR, y sobre la base de los costos unitarios de las referencias internacionales, se calcula el costo monómico eficiente para un FP de 0.85 y se compara con el COPAR en la gráfica siguiente:

## GRÁFICA 7 GEOTÉRMICAS: COSTOS TOTALES



Fuente: datos COPAR y referencias internacionales (ver punto 6.2.2)

La información disponible en los antecedentes internacionales relevados (costos unitarios) se refiere a módulos de potencia mayores a los del COPAR, y no fue posible obtener curvas para escalar a las potencias del COPAR. No obstante lo anterior, los mismos fueron utilizados como el límite inferior de costos a los efectos de la comparación con el COPAR.

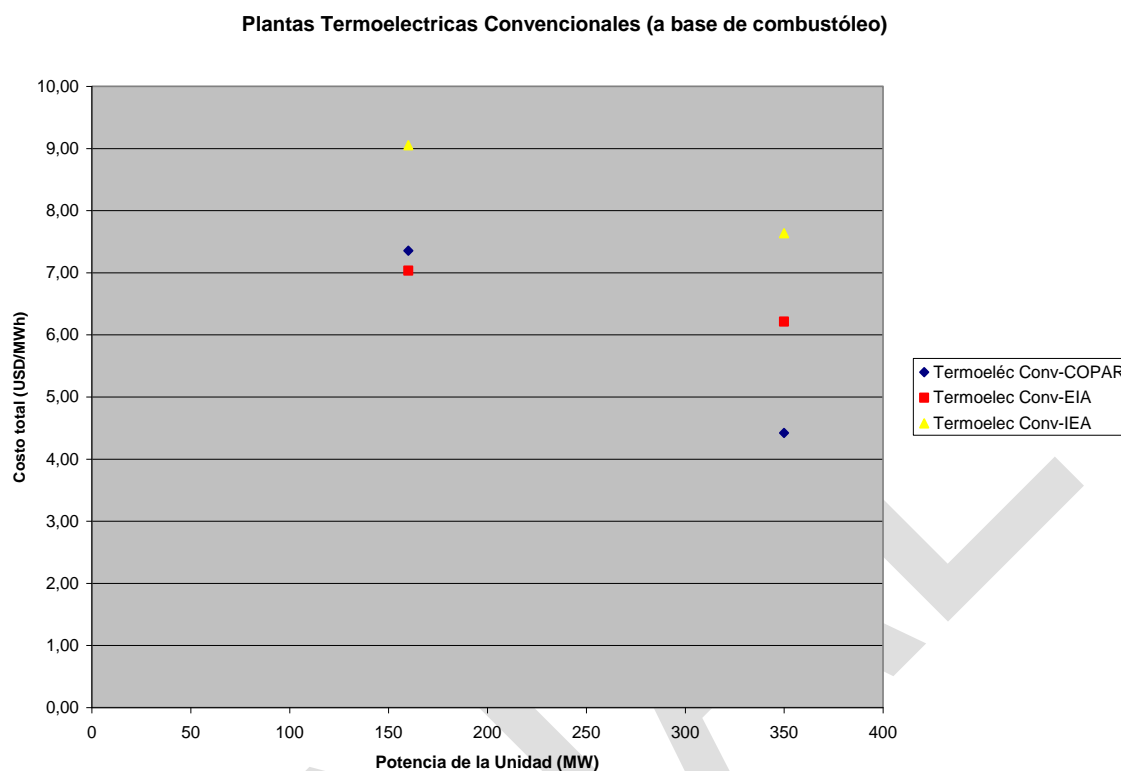
Se observa que los valores del COPAR, aún siendo de potencias menores a los antecedentes relevados, se encuentran debajo de las referencias internacionales.

### h) Termoeléctricas Convencionales (a base de combustóleo)

Los costos eficientes para centrales convencionales que en México se aplica a centrales operadas a combustóleo fueron estimados a partir de las referencias [1] y [2] ajustados por la relación entre centrales convencionales y carboneras tomados de la Ref. 4.

En la gráfica siguiente se muestran los resultados:

## GRÁFICA 8 TERMOELÉCTRICAS A BASE DE COMBUSTOLÉO: COSTOS TOTALES



Fuente: datos COPAR y referencias internacionales (ver punto 6.2.2).

Se observa que para los valores comparados los costos del COPAR se encuentran por debajo de los referenciados.

### 5.2.5. CONCLUSIONES OBTENIDAS DEL *BENCHMARKING* INTERNACIONAL

Del *benchmarking* realizado surgen las siguientes conclusiones:

- 1) Los costos no combustibles totales expresados en forma monómica (USD/MWh) que surgen del documento COPAR 2008 para las tecnologías de generación termoeléctrica convencional, carboneras, turbinas de gas, ciclos combinados y geotérmicas, se encuentran en valores razonables comparados con otras fuentes internacionales, y por lo tanto, pueden ser homologados como referencias eficientes representativas de la industria de generación.
- 2) No obstante lo anterior, la desagregación de costos fijos y variables adoptada por el COPAR no se encuentra alineada con los lineamientos básicos que sigue la mayoría de los organismos de despacho de la región y los antecedentes internacionales, por lo cual, para esta desagregación se adopta esta última fuente.

---

## 5.3. ANÁLISIS DE EFICIENCIA DE LAS CENTRALES GENERADORAS DE CFE

### 5.3.1. ASPECTOS CONCEPTUALES

A efecto de analizar la eficiencia en la gestión de costos no combustibles de CFE, se compararon los costos contables incurridos por las centrales eléctricas con valores referenciales considerados eficientes determinados en la sección anterior.

Las centrales de generación además del mantenimiento programado y no programado ordinario requieren de intervenciones extraordinarias -también llamadas mantenimientos mayores-. Los mantenimientos mayores de las centrales eléctricas tienen un alto impacto en los CNC y el tiempo calendario entre ellos (ciclo de mantenimiento) depende de las horas de producción y cantidad de arranques de la unidad, es decir, del régimen de despacho de la central. Si bien no se conoce el ciclo de mantenimiento de las centrales de CFE, se estima que el costo promedio para un período de 6 años (2003-2008) es la medida más representativa de los CNC de la central.

Para comparar el costo promedio incurrido por las centrales de CFE en el período 2003-2008, se calculó el costo promedio eficiente en el mismo período y para el mismo factor de planta.

Para calcular el costo promedio del período 2003-2008 de las centrales de CFE, se construyó una base de datos de generación a partir de la información recibida con los datos siguientes:

- Costos no combustibles por central desagregados en fijos y variables del año 2003 al 2008.
- Capacidad instalada y energía generada por cada central en el mismo periodo.
- Tecnología de generación

A partir de la base de datos se calculó el costo de OyM monómico<sup>15</sup> incurrido del período 2003-2008 para cada tecnología, y se comparó el mismo con el eficiente mediante los siguientes pasos:

1. Se actualizaron los costos de OyM fijos y variables de cada año a diciembre de 2007 (año base del estudio) con el Índice Nacional de Precios al Consumidor promedio de cada año<sup>16</sup>.

---

<sup>15</sup> El costo monómico incluye la totalidad de los costos fijos y variables no combustibles.

2. Se calculó el costo de OyM total incurrido por cada central para el período 2003-2008 mediante la suma de los costos fijos y variables actualizados de cada año.
3. Se determinó la energía total producida por cada central en el período 2003-2008.
4. Se calculó el costo de OyM monómico no combustible por central como el cociente del costo total calculado en 2) dividido por la energía producida en el período calculado en 3).
5. Se calculó el costo de OyM monómico ponderado por tecnología considerando la energía producida por cada central.
6. Se calculó el costo de OyM monómico ponderado por tecnología con las referencias eficientes para el mismo período y factor de planta.
7. Se compararon los resultados obtenidos en 5) y 6).

La base de datos con base contable de costos operativos incurridos de CFE, incluye los siguientes componentes:

- Salarios, prestaciones e IMSS.
- Materiales.
- Impuestos y Derechos.
- Mantenimiento.
- Costos generales.

Dado que se analizan los costos variables no combustibles, se ha excluido del análisis de los costos variables el consumo de energéticos en las termoeléctricas, así como los derechos por uso y aprovechamiento del agua en las centrales hidráulicas.

### 5.3.2. RESULTADOS OBTENIDOS DEL ANÁLISIS DE EFICIENCIA DE COSTOS DE CFE

En primer lugar, cabe aclarar que fueron excluidas del análisis las centrales de los productores independientes, y autoabastecedores.

Para el año 2007 se tiene la siguiente participación de tecnologías en el total de la energía generada:

#### CUADRO 3 Participación de energía generada por tecnología año 2007.

Tecnología	%
------------	---

<sup>16</sup> Fuente: Banco de México,

<http://www.banxico.org.mx/polmoneinflacion/estadisticas/indicesPrecios/indicesPreciosConsumidor.html>

	<b>Gwh</b>	
Térmica convencional	49.105,35	31,2%
Ciclo combinado	31.407,48	19,9%
Turbogás industrial	198,66	0,1%
Combustión interna	1.138,94	0,7%
Hidroeléctrica	26.106,60	16,6%
Carboeléctrica	31.475,75	20,0%
Nucleoeléctrica	10.420,73	6,6%
Geotermoeléctrica	7.403,85	4,7%
Eoloeléctrica	248,43	0,2%
<b>Total</b>	<b>157.505,79</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: CFE-Dirección de Operación-Subdirección del Centro Nacional de Control de Energía.

En México se observa que en la práctica, las centrales duales son carboeléctricas, y en conjunto representan para el año 2007 casi el 20% de total de energía generada.

La participación de la generación por tipo de tecnología para el período 2003-2008 es la que se muestra en la siguiente tabla:

**CUADRO 4 Participación de energía generada por tecnología Promedio año 2003-2008.**

<b>Tecnología</b>	<b>Energía GWh</b>	<b>Participación %</b>
Hidráulicas	27.212	17,9%
Ciclo Combinado	29.491	19,4%
Termoeléctricas Convencionales	57.807	38,0%
Turbogás industrial	446	0,3%
Combustión Interna	853	0,6%
Carbonera	29.491	19,4%
Geotérmica	6.884	4,5%
<b>Total período informada</b>	<b>152.184</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: CFE-Dirección de Operación-Subdirección del Centro Nacional de Control de Energía

Se observa que no están representadas en la muestra las centrales nucleares y eólicas, para el resto la muestra es representativa de la composición del parque generador.

La información de costos incurridos y eficientes por tecnología fue elaborada para aquellas centrales de las cuales se disponía de información consistente sobre costos incurridos

tomados del archivo "Costos 2000-2008 SDG.xls" enviado por CFE que no constituyen la totalidad del parque de generación de CFE aunque es una muestra representativa del mismo.

Para el análisis de eficiencia total del sector de generación se considera la energía generada y Factor de Planta por tecnología para el período 2003-2008 para la totalidad del parque de generación (excluidas eólicas y nucleares).

En la tabla siguiente se presenta el costo monómico incurrido y el eficiente para el despacho de las unidades en el período 2003-2008:

#### CUADRO 5 Resultados<sup>17</sup>

Tecnología	Factor de Planta Promedio	Costo O&M Monomónico Incurrido por CFE	Costo O&M Monómico Eficiente	Eficiencia
		USD/MWh	USD/MWh	%
Hidráulicas	0,2989	5,6	6,0	1,06
Ciclo Combinado	0,5708	9,2	8,6	0,93
Termoeléctricas Convencionales	0,5040	10,5	9,3	0,89
Turbogas (1)	0,0402	143,5	106,1	0,74
Combustión Interna	0,5346	35,9	26,0	0,72
Carbonera	0,7156	7,8	6,9	0,89
Geotérmica	0,8175	9,6	7,0	0,73
<b>Total Generación Ponderado (2)</b>		<b>9,3</b>	<b>8,4</b>	<b>0,90</b>

Fuente: CFE y Procedimientos del Consultor sobre Ref. Internacionales.

Nota (1): Tipo industrial

Nota (2): Ponderado por la participación de la energía generada.

Como conclusión general surge que el costo monómico global calculado para la totalidad del parque de generación de CFE tiene una ineficiencia de **10%**, o una eficiencia de 0.90.

Respecto a los resultados por tecnología, cabe mencionar que no es prudente sacar conclusiones firmes al respecto, en la medida en que el criterio adoptado para la asignación de costos de supervisión por tipo de tecnología tiene una influencia no despreciable en los resultados. En este caso, los costos de supervisión han sido asignados proporcionalmente al resto de los costos, lo que parece un criterio razonable, pero difícilmente el único posible. Otros criterios pueden llevar a resultados por tecnologías diferentes. Sin embargo, el resultado global no depende de esa asignación de costos.

<sup>17</sup> Los costos eficientes e incurridos para el FP del cuadro 5 fueron estimados a partir de la composición de costo fijo y variable calculado en el punto 6.



---

Teniendo en cuenta las heterogeneidades introducidas por las especificidades de ciertas tecnologías de generación, y que los valores referenciales representan costos medios razonables, se concluye que la diferencia porcentual calculada entre los costos contables incurridos y los eficientes indica que los costos totales no combustibles del segmento de generación se encuentran en márgenes razonables respecto de las prácticas internacionales. No obstante lo anterior, también es posible concluir que existen espacios de mejora.

## **6. PROPUESTA DE VALORES DE COSTOS FIJOS Y VARIABLES A SER APLICADOS A LOS COSTOS MARGINALES**

El objetivo de este punto es estimar el porcentaje de costos fijos y variables sobre el costo total de generación no combustible a efecto de aplicarlo a los costos marginales de largo plazo de generación.

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.