

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POST-GRADO



METODOLOGIA DE EVALUACIONES DE PROYECTOS DE
INVERSION PARA EL SECTOR ELECTRICO

TESIS

EN OPCION AL GRADO DE:
MAESTRO EN CIENCIAS DE LA ADMINISTRACION
CON ESPECIALIDAD
INVESTIGACION DE OPERACIONES
QUE PRESENTA

ING. HECTOR MARIO GUERRERO DELGADO

SAN NICOLAS DE LOS GARZA, N. L.
JUNIO DE 1994

TM

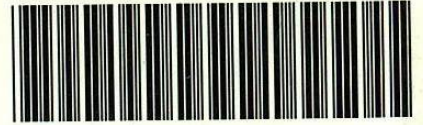
Z5853

.M2

FIME

1994

G83

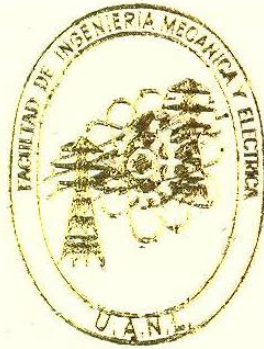


1020070677

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA

DIVISION DE ESTUDIOS DE POST-GRADO



METODOLOGIA DE EVALUACIONES DE PROYECTOS DE
INVERSION PARA EL SECTOR ELECTRICO

TESIS

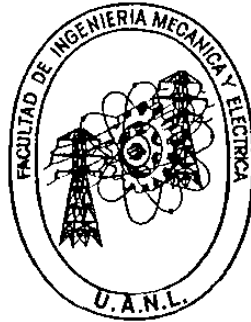
EN OPCION AL GRADO DE
MAESTRO EN CIENCIAS DE LA ADMINISTRACION
CON ESPECIALIDAD
INVESTIGACION DE OPERACIONES
QUE PRESENTA

ING. HECTOR MARIO GUERRERO DELGADO

SAN NICOLAS DE LOS GARZA, N. L.

JUNIO DE 1994

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POST-GRADO



METODOLOGIA DE EVALUACIONES DE PROYECTOS DE
INVERSION PARA EL SECTOR ELECTRICO

TESIS
EN OPCION AL GRADO DE :

MAESTRO EN CIENCIAS DE LA ADMINISTRACION

CON ESPECIALIDAD
INVESTIGACION DE OPERACIONES

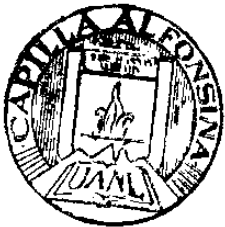
QUE PRESENTA

Ing. Héctor Mario Guerrero Delgado

SAN NICOLAS DE LOS GARZA, NUEVO LEON

JUNIO DE 1994

TH
ZE853
.M2
FINE
1994
G83



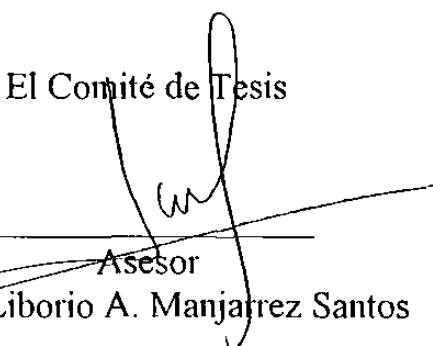
FONDO TESIS

62806

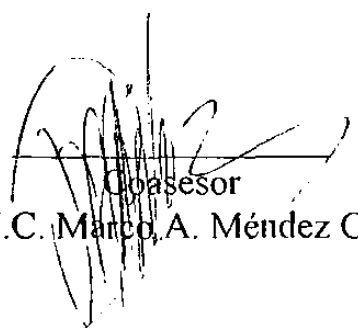
UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEON
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA Y ELECTRICA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POST-GRADO

Los miembros del Comité de Tesis recomendamos que la presente tesis realizada por el Ing. Héctor Mario Guerrero Delgado sea aceptada como opción para obtener el grado de Maestro en Ciencias de la Administración con especialidad en Investigación de Operaciones.

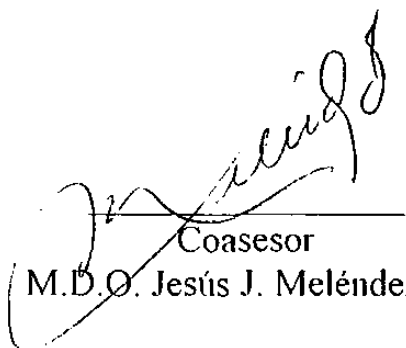
El Comité de Tesis



Asesor
M.A. Liborio A. Manjarrez Santos



Coasesor
M.C. Marco A. Méndez C.



Coasesor
M.D.O. Jesús J. Meléndez O.

San Nicolás de los Garza, Nuevo León, Junio de 1994

PROLOGO

Esta tesis ha sido escrita teniendo como principal objetivo el establecer una metodología bajo la cual se comparen y seleccionen diversas alternativas de proyectos de inversión en el sector eléctrico, es decir, en la Comisión Federal de Electricidad.

Durante el desarrollo de la presente tesis se trato de mostrar y explicar en una forma clara y concisa cada uno de los aspectos involucrados para realizar este estudio, desde la definición de tecnologías, pasando por la conceptualización de los parámetros de referencia, hasta llegar a la interpretación de los mismos definiendo la metodología de evaluación para seleccionar la alternativa más viable y rentable.

El desarrollo de esta tesis, así como los conceptos y procedimientos utilizados fueron tomados de diversos estudios y trabajos realizados por la C.F.E., sin embargo, para la presente tesis se decidió fusionar dichos estudios generando una guía completa de referencia para futuros análisis en este campo.

Gracias al apoyo y colaboración del M.A. Liborio A. Manjarrez Santos, catedrático de la U.A.N.L., fué posible hacer la definición, desarrollo y conclusión de la presente tesis, la cual además fue realizada en equipo junto con la Ing. Ma. Guadalupe Ramírez López y un servidor, para obtener el grado de Maestro en Ciencias de la Administración con especialidad en Investigación de Operaciones.

Héctor Guerrero

INDICE

PROLOGO

CAPITULO I : INTRODUCCION.....	1
CAPITULO II: SINTESIS	3
CAPITULO III: . METODOLOGIA DE EVALUACION.....	7
- Flujo de efectivo.	
- Metodología para el cálculo del costo nivelado.	
- Efectos de los parámetros económicos en el costo nivelado.	
- Ajuste al costo nivelado por cambios en los precios relativos de sus componentes.	
CAPITULO IV: INDICE DE PRECIOS.....	19
- La inflación y su efecto en la evaluación de proyectos.	
- El valor económico del tiempo.	
- El tipo de cambio.	
CAPITULO V: DESCRIPCION DE TECNOLOGIAS	25
- Centrales Termoelectricas Convencionales.	
- Unidades Turbogás.	
- Centrales de Ciclo Combinado.	
- Unidades Diesel.	
- Centrales Carboelectricas.	
- Centrales Nucleoelectricas.	
- Centrales Geotermoelectricas.	
- Centrales Hidroelectricas.	
CAPITULO VI: COSTOS DE INVERSION.....	37
- Estructura del Costo de Inversión	
- Conceptos de Costo Directo, Indirecto y Actualizado	
CAPITULO VII: COSTOS DE LOS COMBUSTIBLES	50
- Precios Externos de Referencia.	
- Equivalencias.	
- Costos de los Combustibles.	
- Precios Internos de los Combustibles.	
CAPITULO VIII: COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO	65
- Centrales Termoelectricas.	
- Centrales Turbogás.	
- Centrales Diesel.	
- Centrales Carboelectricas.	

- Centrales Nucleoeléctricas.
- Centrales Geotermoeléctricas.
- Centrales Hidroeléctricas.

CAPITULO IX: SENSIBILIDAD 70

- Determinación de Variaciones.
- Variaciones en la Vida Económica.
- Variaciones en el Período de Construcción.
- Variaciones en el escenario de evolución de los precios de los Combustibles.

CAPITULO X: TECNOLOGIAS PARA CONTROL DE EMISIONES 90

- Antecedentes.
- Costos de Control de Emisiones.

CAPITULO XI: CASO PRACTICO..... 106

- Antecedentes.
- Características de los Equipos.
- Estudio de Balance Térmico.
- Consideraciones para el Estudio Económico de Proyecto.
- Estudio Económico.
- Punto de Equilibrio sin considerar la Inversión.
- Punto de Equilibrio y Punto Mínimo de Generación Neta Anual de Energía considerando la Inversión Total.
- Tasa Interna de Rendimiento sobre la Inversión Total del Proyecto.
- Método práctico común para obtener la TIR aproximada.
- Conclusiones del Estudio Económico del Proyecto.

CAPITULO XII: CONCLUSIONES 135

APENDICES

- Apéndice A: Resultados en Dólares EUA 145
- Apéndice B: Unidades de Equivalencias y Características de los
Combustibles 151
- Apéndice C: Programa Basic para calcular factor de ajuste (FA) 155
- Apéndice D: Tablas termodinámicas 157
- Apéndice E : Abreviaturas 165

BIBLIOGRAFIA 167

CAPITULO I

INTRODUCCION

La Comisión Federal de Electricidad es la principal empresa encargada de la generación y distribución de la energía eléctrica utilizada en la República Mexicana, así como también del mantenimiento de las redes de distribución y equipos eléctricos. Además, dentro de sus funciones se encuentran las de explotar y desarrollar las nuevas tecnologías para eficientizar la obtención de la energía eléctrica.

El objetivo de esta Tesis es desarrollar un modelo para evaluar proyectos de inversión en el sector eléctrico.

Para alcanzar el objetivo anterior, se utilizó el método científico. Primeramente, se recopiló información relacionada con el tema y se desarrollaron diversas alternativas para alcanzar el objetivo. Estas fueron analizadas y se seleccionó la mejor; la cual es una metodología basada en los costos incurridos por el proyecto y su resultado en pesos.

Cabe mencionar que la aplicación del modelo desarrollado tiene la limitante de que esta basado en el marco económico y político de México, por tal razón, no podría ser utilizado en proyectos desarrollados en otros países.

Desde el punto de vista económico se hacen mediciones de los recursos que demanda un proyecto y se incluyen estimaciones de requerimientos de divisas. Para un análisis financiero se proporcionan los elementos que nos permiten construir los flujos de efectivo de los proyectos y programar sus presupuestos.

Para el estudio realizado, la medición de los costos y parámetros para cada tipo de central fue hecha apegada a la realidad de tal forma que los resultados obtenidos sean confiables y puedan ser utilizados como referencia.

En el capítulo III se explicará como se representan graficamente los flujos de inversión de un proyecto y además se determinará la metodología para calcular el costo nivelado de un proyecto, ya que es un parámetro que sintetiza la información económica disponible acerca del mismo; con este costo se pueden medir las ventajas económicas de una tecnología con respecto a otra.

Posteriormente en el capítulo IV, se tratará el fenómeno de la inflación, que es la velocidad con la que se incrementan los precios. También, se mencionará la forma en que se maneja el tipo de cambio en la moneda para efectuar los ajustes o correcciones en un estudio económico.

Los diferentes tipos de centrales de generación eléctrica se mencionan y describen en el capítulo V, dicha clasificación esta basada en el tipo de consumo energético utilizado por la central para generar la energía, como lo son: Gas, diesel, carbón, agua, etc.

En los capítulos VI, VII y VIII se explicarán los costos incurridos en el proyecto de construcción de una central, éstos se dividen en: Costos de Inversión, Costos de Combustibles y Costos de Operación y Mantenimiento.

En el capítulo IX, se estudia la sensibilidad del costo total de un proyecto dependiendo de las variaciones que este tenga en su inversión, la utilización de la central, el combustible, la vida económica, período de construcción y la tasa de descuento.

Como ya se mencionó anteriormente sobre la importancia de preservar la calidad del medio ambiente, se incluye el capítulo X, en donde se habla de las tecnologías y equipos para el control de emisiones en algunos tipos de centrales generadoras de energía eléctrica.

En el capítulo XI se analiza un caso práctico utilizando las técnicas y los parámetros tratados en los anteriores capítulos. En dicho caso práctico se analizó la factibilidad de reubicar cierto equipo de generación para utilizarlo en una central ya existente convirtiéndola en una central de Ciclo Combinado.

CAPITULO II

SINTESIS

COSTOS TOTALES DE GENERACION

La suma de los costos de inversión, combustible y operación y mantenimiento, da como resultado el costo total de generación. Los costos en este trabajo están a precios medidos de 1992.

El cargo por combustible es un costo nivelado que depende del escenario de evolución y del precio externo de referencia. El precio externo de referencia es representativo del valor de los energéticos en algunos mercados internacionales relevantes para México.

Los parámetros básicos que mayor impacto tienen en el costo del kWh neto generado son: vida útil, factor de planta y usos propios entre otros. Estos parámetros constituyen una base de referencia para caracterizar en forma genérica los diferentes medios de generación, sin embargo, no necesariamente representan con exactitud los valores correspondientes a un proyecto específico.

Por otra parte, para facilitar el uso de estos resultados en el ámbito internacional, mediante el uso conjunto de los tipos de cambio libre y técnico (ver capítulo II donde se definen estas paridades), se calculan en dólares de EUA los costos que se presentan en el Apéndice A.

Al resumir los costos por tipo de tecnología se utilizan valores monetarios y el concepto de "índice". Este se define igual a 100 para las centrales térmicas convencionales a base de combustóleo, con dos unidades de 350 MW, consideradas como referencia. Los índices correspondientes a las diversas tecnologías reflejan las diferencias relativas de sus costos.

El análisis de los efectos de variaciones en los parámetros anteriormente mencionados se presenta en el capítulo IX.

Para las centrales térmicas convencionales se anotan algunas consideraciones acerca de los efectos que sobre el costo unitario de inversión

tienen: el tamaño de las unidades, el número de la unidad que se construye en una central y el tipo de sistema de enfriamiento.

COSTOS DE INVERSION

Se distinguen tres costos unitarios de inversión:

- Costo Directo: Es la suma en moneda constante de las erogaciones correspondientes a una central, dividida entre la capacidad de la misma, lo cual es equivalente a que todos los costos de inversión de la obra se erogaran instantáneamente.
- Costo Directo más Indirecto: Resulta de añadir al costo directo los costos de ingeniería, administración y control de la obra, incurridos en las oficinas centrales de la C.F.E.
- Costo actualizado al iniciode la operación: A partir del "Costo Directo Más Indirecto" y mediante el uso de una tasa real de descuento de 10 % anual, se calcula el valor de la inversión actualizado al inicio de la operación.

Los resultados aquí presentados, son los mejores estimadores disponibles de los costos de inversión por tipo de tecnología en moneda de 1992. Estas estimaciones se realizan con la información disponible hasta junio del mismo año. Los costos directos de inversión provienen de varias fuentes, de entre éstas las más relevantes son:

- a) Información de costos incurridos en la construcción de centrales ya terminadas.
- b) Presupuestos elaborados para proyectos específicos en proceso de construcción.
- c) Información correspondiente a otros países, con los ajustes pertinentes.
- d) Cotizaciones de fabricantes de los equipos principales.

Los costos estimados no corresponden a un promedio aritmético de la actualización de la base de información, se obtienen a partir de un proceso

selectivo basado en la confiabilidad, amplitud y fecha de la información analizada.

El ritmo inflacionario puede hacer poco significativos los resultados monetarios, que sufrirán un proceso de obsolescencia; por ello, los resultados relevantes de este estudio pueden interpretarse mejor a través de las diferencias relativas entre los costos obtenidos, y en función de los parámetros de cálculo.

Los costos unitarios "directo" y "directo más indirecto", no deben utilizarse como base de comparación entre proyectos, ya que cada medio de generación tiene un programa de inversión específico, basado en el programa de construcción de la obra. Al tomar en cuenta el valor del dinero en el tiempo, los costos relativos de la inversión pueden variar considerablemente en algunos casos.

Los parámetros vida económica y factor de planta, no influyen en la determinación de los costos unitarios de inversión. Para medir los efectos de dichos parámetros se toma como base de comparación el costo nivelado de inversión, que se expresa en pesos / kWh.

COSTOS DE LOS COMBUSTIBLES

En el capítulo IV se presentan las hipótesis y la metodología utilizadas para la obtención del costos de combustible dependiendo del tipo de central generadora.

En México, a diferencia de lo que ocurre en otros países, C.F.E. es responsable de la actividad geotermoeléctrica en forma integral: producción del vapor y operación de la central. Por ello, se presenta el análisis correspondiente a la producción de vapor. Se toma en cuenta la exploración, perforación, las instalaciones superficiales y el reemplazo de pozos en el campo geotérmico, así como la operación y mantenimiento del mismo.

En centrales hidroeléctricas el costo de combustible corresponde al del uso del agua turbinada.

COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO

En los costos de operación y mantenimiento se distinguen un componente fijo y otro variable.

Como ya se ha mencionado, el costo de operación y mantenimiento para centrales geotermoeléctricas corresponde únicamente a la central; el del campo geotérmico se incluye en el cargo por combustible.

CASO PRACTICO

En la parte final del estudio se analizó un caso práctico para mostrar la metodología de evaluación así como la utilización de los parámetros anteriormente mencionados y obtenidos.

Más allá del resultado numérico obtenido, la intención de incluir el mismo es para ilustrar y mostrar la forma de análisis e interpretación de los resultados obtenidos.

CAPITULO III

METODOLOGIA DE EVALUACION

FLUJO DE EFECTIVO.

En términos de erogaciones de efectivo, una central de generación de energía eléctrica inicia su vida con el estudio de factibilidad técnica y económica y termina cuando deja de ser conveniente su operación y por lo tanto se le retira. Durante este período se generan gastos e ingresos asociados a las diferentes etapas, las cuáles con frecuencia son denominadas: estudios, construcción y operación.

Las etapas de estudios y construcción forman lo que se conoce como período de construcción. A la etapa de operación se le conoce como período de vida útil o económica de la central.

Los costos que se originan durante el período de construcción se denominan costos de inversión y a los generados durante el período de vida económica de la central se les llaman costos de producción, los cuales se subdividen en: costos de combustibles y costos de operación y mantenimiento.

Una inversión es el gasto en que se incurre para la adquisición o instalación de un bien duradero, mientras que un costo de operación está asociado con los bienes y servicios que se consumen directamente durante el proceso de producción de energía.

En el período de construcción se efectúan principalmente gastos por concepto de inversiones, aunque también ocurren gastos de operación. De igual manera en el período de operación se llegan a presentar algunos gastos de inversión.

No existe una frontera precisa entre la terminación del período de construcción y el inicio del período de operación de la central. Por ello, para el análisis económico se ha adoptado la práctica de considerar que el inicio del período de operación coincide con el término del período de construcción. Este momento corresponde a la entrada en servicio de la primera unidad de la

central, esto es, una vez que se han realizado satisfactoriamente las pruebas de operación y ha concluido el período de puesta en servicio.

En realidad se incurre en erogaciones en forma casi continua; sin embargo, para efectos del análisis se supone que éstas se presentan en forma discreta, una vez por año y precisamente al principio del mismo. El siguiente diagrama 3.1 muestra las convenciones prácticas del análisis económico comparadas con lo que en realidad podría ocurrir.

En la parte superior del diagrama se presentan los gastos acumulados de la central para períodos anuales. Nótese que la altura de la gráfica corresponde a la suma de las erogaciones realizadas durante un año. La parte inferior muestra el esquema de la convención adoptada, donde la magnitud de la "flecha" corresponde exactamente a la altura de la gráfica de gastos acumulados en el período.

Los costos incurridos en los períodos $(1,2,\dots,N)$ corresponden a inversiones, mientras que los incurridos en $(N+1,\dots,N+n)$ son los costos de operación.

Para facilitar el análisis económico de los proyectos, se considera que el principio del año cero es el inicio del período de operación (ver diagrama 3.2). Esto equivale a recorrer arbitrariamente la numeración de los años, de manera que la construcción va del año "-N" al año "-1"

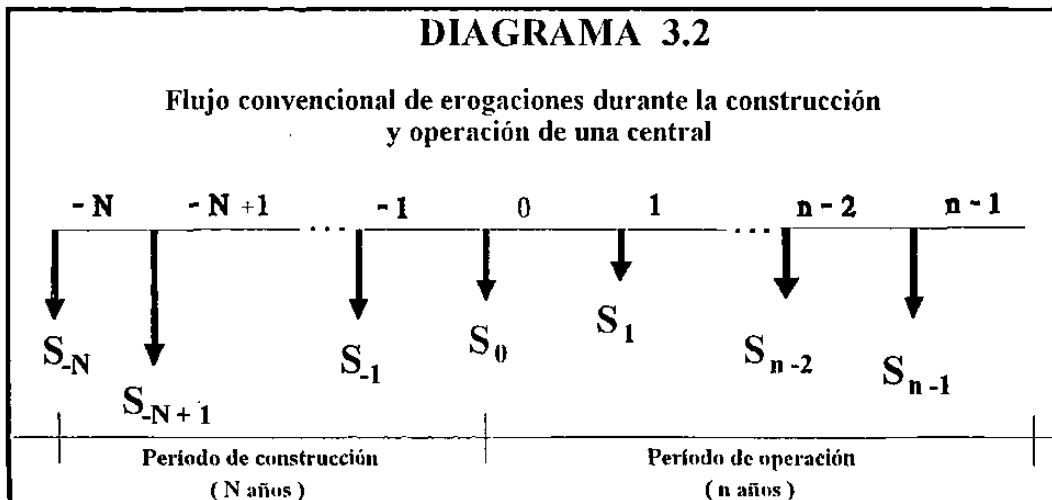
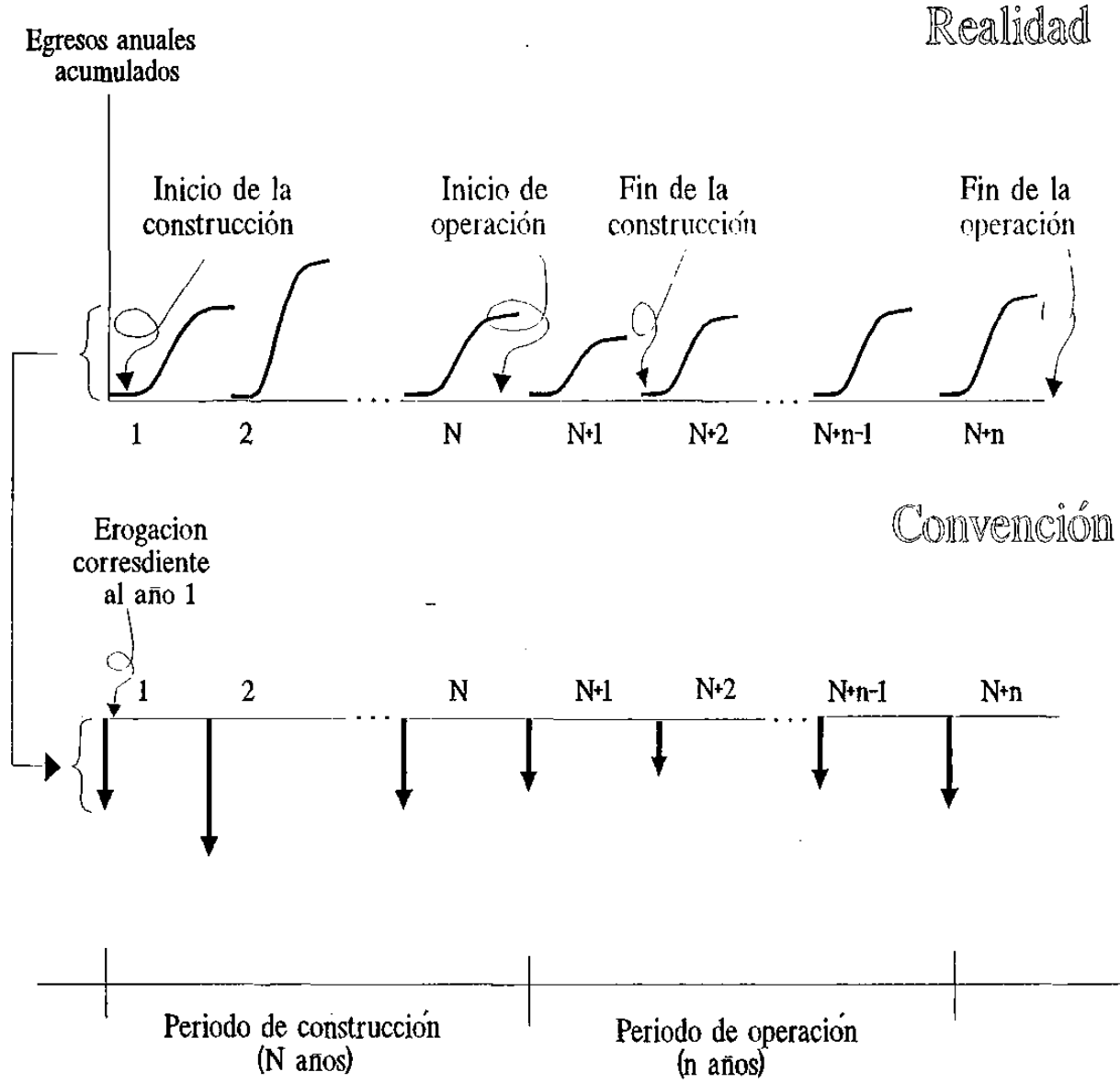


DIAGRAMA 31
Flujos de inversión y operación reales y convencionales



Los egresos en $(-N, \dots, -1)$ corresponden a inversionistas, mientras que los egresos en $(0, \dots, n-1)$ son los costos de operación. "N" es la duración del período de construcción y "n" la del período de operación. Cada erogación se presenta esquemáticamente por una flecha hacia abajo en el eje del tiempo, y algebráicamente con un símbolo con subíndice, representando éste el punto en el tiempo en que se lleva a cabo la erogación.

METODOLOGIA PARA EL CALCULO DEL COSTO NIVELADO.

El costo nivelado es un parámetro que sintetiza la información económica disponible acerca de un proyecto. Su valor expresa el costo medio del bien o servicio producido y es particularmente útil para comparar dos o más proyectos optativos que permiten obtener un mismo producto.

En este trabajo se aplica el concepto de costo nivelado del kWh a la energía generada por cada una de las tecnologías analizadas, con fines comparativos.

El costo de un kilowatt-hora generado se integra de tres partes: costo de inversión, de combustibles y de operación y mantenimiento. En este apartado se expone la técnica para la obtención del costo nivelado por concepto de inversión; empero, la misma técnica puede ser empleada para obtener costos nivelados de otros conceptos. Por ejemplo, en el caso de la geotermoelectricidad los costos de reemplazo de pozos implican erogaciones que son efectuadas a lo largo de la vida económica de la central, por lo que son incorporadas al costo el kWh en forma de costo nivelado. En el caso de las centrales nucleoelectricas el combustible reviste, en cuanto a su consumo y forma de pago, características similares por lo que también es incorporado en forma de costo nivelado. El mismo tratamiento se dió al vapor geotérmico.

La determinación del costo nivelado del kilowatt-hora por concepto de inversión involucra aspectos técnicos y económicos que definen una tecnología, como son: los costos de inversión, el programa de inversión, el factor de planta medio, la potencia por unidad y total, la vida económica y la tasa de descuento.

El costo nivelado del kWh por concepto de inversión se define como el valor que al multiplicarse por el valor presente de la generación de la central,

considerando su vida útil, igual al valor presente de los costos incurridos en la construcción de la central en cuestión¹. A partir de esta definición se obtiene la ecuación:

$$CI = \frac{\sum_{t=-N}^{-1} I_t (1+i)^{-t}}{\sum_{t=0}^{n-1} G_t (1+i)^{-t}} \quad \dots(1)$$

donde:

- CI = Costo nivelado del kWh por concepto de inversión
- I_t = Inversión en el año t (en pesos).
- G_t = Generación neta en el año t (en kWh).
- N = Período de construcción (en años).
- n = Vida económica (en años).
- i = Tasa de descuento o interés (como fracción de la unidad)

Considerando que la generación neta anual (GNA) es uniforme² en cada año, la ecuación (1) puede expresarse como sigue:

$$CI = \left(\frac{i (1+i)^{n-1}}{(1+i)^n - 1} \right) \left(\frac{1}{GNA \cdot C} \right) \left(\sum_{t=-N}^{-1} I_t (1+i)^{-t} \right) \dots(2)$$

siendo C la capacidad de la central expresada en kW y

$$GNA = (1-up) \cdot fp \cdot 8760 \text{ kWh/kW}$$

donde:

¹ Al usar esta definición se puede considerar una central completa, una unidad o un kW.

² Si no es uniforme se puede estimar una generación neta equivalente que si lo sea, de la siguiente manera:

$$GNA = \frac{i (1+i)^{n-1}}{(1+i)^n - 1} \sum_{t=0}^{n-1} G_t (1+i)^{-t}$$

up = Usos propios (como fracción de la unidad)
 fp = Factor de planta (como fracción de la unidad).
 8760 = Número de horas en el año.

El factor $\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$ es conocido como "factor de recuperación del capital"

y es denotado por el símbolo $frc(i,n)$. Por lo tanto, el primer término de la ecuación (2) puede escribirse como:

$$\frac{frc(i,n)}{(1+i)}$$

Substituyendo esto en la ecuación (2):

$$CI = \left(\frac{frc(i,n)}{(1+i)} \right) \left(\frac{1}{GNA \cdot C} \right) \left(\sum_{t=-N}^{-1} It (1+i)^{-t} \right) \dots (3)$$

Si adicionalmente consideramos que:

$$I = \sum_{t=-N}^{-1} It \quad y \quad wt = \frac{It}{I}$$

La ecuación (3) se transformará en:

$$CI = \left(\frac{I}{C}\right) \left(\frac{1}{GNA}\right) \left(\frac{frc(i,n)}{(1+i)^t}\right) \left(\sum_{t=-N}^{-1} Wt (1+i)^{-t}\right) \dots(4)$$

Al término I / C se le conoce como costo unitario de inversión por kW (CU). A los números Wt se les conoce como factores del perfil o cronograma de inversión y se expresan como fracción de la unidad.

A la suma $\sum_{t=-N}^{-1} Wt (1+i)^{-t}$ se le denomina factor de valor presente, y se le denota $fvp(i, \bar{w})$.

La ecuación (4) puede escribirse, finalmente, de la siguiente manera:

$$CI = CU \left(\frac{1}{GNA}\right) \left(\frac{frc(i,n)}{(1+i)^t}\right) \left(fvp(i, \bar{w})\right) \dots(5)$$

La ecuación (5) involucra el producto del costo unitario de inversión (CU) por una expresión que se conoce como factor de costo nivelado.

EJEMPLO DE APLICACIÓN.

Considérese un proyecto con período de construcción de 3 años con las siguientes características:

INVERSION	PERIODO			TOTAL
	-3	-2	-1	
Millones de pesos de 1992	6,600	4,400	2,200	13,200
Porcentaje	50.00	33.33	16.67	100.00

C	Capacidad instalada	=	20,000 kW
fp	Factor de planta	=	0.25
n	Vida económica	=	50 años.
i	Tasa de descuento	=	10% = 0.10
up	Usos propios	=	0.02
I	Inversión	=	13,200 x 10 ⁶

Cálculos:

$$1) \text{ Costo Unitario} = CU = I / C = \frac{13.2 \times 10^9}{20 \times 10^3} = 660,000 \text{ \$ / kW}$$

2) Factor de recuperación del capital:

$$frc (0.10, 50) = \frac{0.10 (1.10)^{50}}{(1.10)^{50} - 1} = 0.10086$$

$$\frac{frc (0.10, 50)}{(1 + i)} = \frac{0.10086}{1.10} = 0.09169$$

3) Factor de valor presente.

$$fvp (0.10, w) = 0.5 (1.10)^3 + 0.333 (1.10)^2 + 0.1667 (1.10) = 1.25217$$

4) Generación neta anual por kW.

$$GNA = (1 - 0.02) \times 0.25 \times 8,760 = 2,146.2 \text{ kWh / kW}$$

5) Costo nivelado del kWh neto generado por concepto de inversión.

$$CI = 660,000 \times \frac{1}{2,146.2} \times 0.09169 \times 1.25217 = 35.31 \text{ \$ / kWh}$$

EFFECTOS DE LOS PARAMETROS ECONOMICOS EN EL COSTO NIVELADO

Con el costo nivelado del kWh por concepto de inversión, se pueden medir las ventajas económicas de una tecnología con respecto a otras. Estas ventajas pueden a su vez descomponerse como sigue.

A. Efecto del Programa de Inversión.

Para cada tasa de descuento, el valor presente de la distribución de la inversión mide el impacto de un peso invertido en una determinada central.

Al comparar los valores presentes de los cronogramas de inversión de dos centrales distintas, se obtiene la ventaja comparativa de invertir un peso en una central con respecto a otra.

Por ejemplo, para los siguientes cronogramas hipotéticos de inversión:

<u>AÑO</u>	<u>PERFIL X</u>	<u>PERFIL Y</u>
-4	25%	0%
-3	25%	30%
-2	25%	40%
-1	25%	30%
<u>TOTAL</u>	<u>100%</u>	<u>100%</u>

Al año cero, los valores presentes de X e Y, calculados con una tasa del 10% son:

$$fvp(0.10, W_x) = 1.276$$

$$fvp(0.10, W_y) = 1.213$$

De tal forma que el costo del proyecto X resulta ser 5.2% mayor que el del proyecto Y.

B. Efecto de la Vida Económica y el factor de planta de la Central.

Este efecto se mide por medio del factor de recuperación de capital (que a su vez es función de la vida económica de la central y de la tasa de descuento) y del factor de planta de la central. Conforme aumentan la vida económica y el factor de planta, disminuye el costo nivelado.

C. Efecto del monto de inversión.

Este se mide en términos unitarios de inversión por kW de capacidad, y permite comparar los recursos financieros necesarios para ampliar la capacidad instalada mediante cada una de las diversas tecnologías.

AJUSTE AL COSTO NIVELADO POR CAMBIOS EN LOS PRECIOS RELATIVOS DE SUS COMPONENTES.

En el apartado previo se detalló la técnica para determinar el costo nivelado del kWh por concepto de inversión. En esta sección se establecerá una metodología igualmente general que incorpora cambios en los precios relativos de los componentes.

Hasta ahora toda la información requerida para evaluar el costo del kWh neto generado, se ha medido en moneda constante de algún período base³. Además, se ha supuesto que los precios de los insumos se mantienen constantes a lo largo del período de evaluación, lo que significa que los

³ Véase capítulo IV "Índice de precios"

costos de cada uno de ellos se incrementan con la misma rapidez a lo largo del horizonte de análisis. Sin embargo, existen las llamadas inflaciones diferenciales que miden el efecto de los diferentes ritmos de inflación o deflación que afectan a los diversos insumos.

Para incorporar el efecto de la inflación diferencial de un componente al costo del kWh, es necesario disponer de una estimación de la misma para el horizonte de planificación. Una vez contando con un escenario de inflaciones diferenciales⁴, V_1, V_2, \dots, V_k , donde V_j representa la variación real del costo del insumo entre el período base y el año j -ésimo⁵, se define el factor de ajuste como:

$$FA = \frac{1 + \sum_{j \in J} v_j (1 + i)^{-j}}{1 + \sum_{j \in J} (1 + i)^{-j}}$$

donde:

- i Tasa de descuento.
- J Conjunto de índices

El factor FA mide el impacto de las variaciones reales en el precio relativo de un insumo específico.

⁴ Si el escenario está formulado con base en incrementos nominales, precios corrientes, basta con deflactarlo con el índice general de inflación asociado al escenario.

⁵ En términos generales es conveniente designar al año cero como período base

EJEMPLO DE APLICACIÓN.

Considérese un horizonte de planificación de 30 años y un escenario que establece que el costo de combustible aumentará en términos reales, a razón del 2% anual durante 10 años y posteriormente a una tasa anual del 3%.

De los datos anteriores:

$$\begin{aligned} V_j &= (1.02)^j && \text{si } 0 \leq j \leq 10 \\ V_j &= (1.02)^{10} \times (1.03)^{j-10} && \text{si } 11 \leq j \leq 29 \end{aligned}$$

Suponiendo que i es 10%

$$FA = \frac{1 + \sum_{j=1}^{29} v_j (1.10)^{-j}}{1 + \sum_{j=1}^{29} (1.10)^{-j}} = 1.2238$$

El denominador se puede reducir a:

$$\frac{(1.10)^{30} - 1}{0.1(1.10)^{29}}$$

El valor del factor de ajuste de 1.2238 significa que el costo nivelado del combustible, una vez ajustado por inflación diferencial, es 22.38% superior al costo nivelado definido en el período base⁶.

⁶ Véase apéndice C

CAPITULO IV

INDICE DE PRECIOS

LA INFLACION Y SU EFECTO EN LA EVALUACION DE PROYECTOS.

La inflación es un fenómeno que puede definirse como la velocidad ponderada con que se incrementan los precios. Si se desea saber el costo de una determinada central se puede responder, al menos, de dos formas; la primera es sumar el valor de todas las facturas y costos pertinentes y proponer el resultado como respuesta. La segunda consiste en reconocer que debido al fenómeno inflacionario la suma de los costos históricos es menor que lo que tendría que pagarse en este momento, si se quisieran adquirir todos los bienes y servicios que integran la central en cuestión, por lo que es necesario averiguar el costo actual de éstos y se propone la suma de las "facturas actualizadas" como respuesta.

Cada respuesta tiene validez bajo diferentes circunstancias. La primera es correcta desde el punto de vista de la contabilidad clásica, mientras que la segunda es relevante en el ámbito de la planificación de este trabajo.

Indice de Precios.

Para simplificar el proceso de actualización de costos, instituciones especializadas publican los llamados números índice, éstos permiten obtener una aproximación rápida y funcional de las "listas de precios" requeridas; más aún, con este método se obtienen "listas" referidas a cualquier período que se desee.

Un índice es la representación del precio de un bien o grupo de bienes más o menos homogéneos, con las siguientes características:

- a) Se establece un valor igual a 100 para el año denominado base.
- b) Se publican periódicamente los valores del índice.
- c) El valor del índice para un período dado es el resultado de dividir el precio del bien o bienes en ese período entre el precio en el período base. El resultado de la división se multiplica por 100.

En México la elaboración de índices oficiales está encomendada a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, aún cuando otras instituciones como el Banco de México son importantes generadores de información.

En el campo de la planificación es necesario contar no sólo con los valores históricos de los índices, sino con los pronósticos de los mismos, como se observa en el cuadro 4.1.

Cuando todos los costos asociados a un proyecto son evaluados con "listas de precios" de un período específico se dice que están denominados en moneda constante del período de referencia. En caso contrario se dice que los costos del proyecto se encuentran en moneda corriente.

EL VALOR ECONOMICO DEL TIEMPO

Si se tiene que optar entre tener una unidad de un bien ahora o "x" unidades de ese bien dentro de un año, para que haya indiferencia entre las opciones, "x" debe ser mayor que uno en un factor de $1 + i$, esto es:

$$x = 1 \cdot (1 + i)$$

"i" es la tasa de descuento o el valor que se le da al tiempo y es función del costo del dinero, de las preferencias individuales y sociales en el tiempo y de la incertidumbre o riesgo. En general, las tasas de descuento se pueden definir para cualquier período; en este trabajo se emplean períodos anuales.

La tasa de descuento que se utiliza en este estudio es "real", esto significa que se aplica a flujos expresados en moneda constante. Debe notarse que esta tasa incorpora en el valor actualizado de un flujo monetario los intereses, en moneda constante, devengados durante la realización de la obra.

La tasa base del estudio es 10 % anual y adicionalmente se presenta la sensibilidad de los resultados con una tasa del 12 %.

CUADRO 4.1
INDICES DE PRECIOS

Índice	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992 ¹
Salario Mínimo Diario	183.1	257.1	431.6	665.8	1,035.9	1,767.7	3,847.3	7,217.6	8,137.3	9,340.6	10,887.3	12,173.3
Índice Nacional de Precios Productor	125.5	197.7	394.1	644.8	1,001.0	1,796.7	4,407.6	8,783.7	9,904.8	12,157.5	14,479.3	16,141.6
Deflactor del Producto Interno Bruto ²	126.0	202.8	386.2	614.4	962.9	1,679.5	4,020.6	8,040.4	10,250.4	12,770.2	15,548.9	17,928.9
Def. PIB Industrias Metálicas Básicas ²	124.7	195.9	394.8	732.1	1,042.7	1,902.2	4,904.7	10,907.4	11,963.9	15,082.2	18,572.3	21,590.6
Def. PIB de Construcción ²	129.9	207.9	325.7	499.6	775.2	1,412.5	3,203.3	6,396.2	7,321.5	9,183.6	11,156.6	12,843.2
Def. PIB Transporte y Comunicaciones ²	126.7	208.3	413.8	672.8	1,033.8	1,925.5	4,501.0	9,426.6	11,674.9	14,254.9	16,991.8	19,128.1
Def. PNB de EUA ³	94.0	100.0	103.9	107.7	110.9	113.9	117.4	121.3	126.3	131.4	136.2	141.0

¹ Valores estimados

² Base 1983 = 100

² Base 1983 = 100

² Base 1983 = 100

² Base 1983 = 100

³ Base 1982 = 100

EL TIPO DE CAMBIO

El Sector Eléctrico realiza importaciones que, de acuerdo con disposiciones oficiales, se cubren con divisas de paridad para solventar obligaciones en moneda extranjera en la República Mexicana.

Cuando se tiene por objeto comparar las estadísticas internas con las de otros países no es posible convertir directamente los costos de una moneda a otra simplemente aplicando las paridades oficiales; esto se debe a las distorsiones que se presentan entre los tipos de cambio y el poder adquisitivo de las diversas divisas en cuestión. En las secciones siguientes se definen las paridades que permiten efectuar las correcciones necesarias. Aunque la presentación se hace solamente para dólares de EUA y pesos mexicanos, la metodología expuesta es válida para cualquier par de monedas⁴.

Paridad Técnica

Se denomina paridad técnica al tipo de cambio entre dos divisas que las hace equiparables en términos de poder adquisitivo. La paridad técnica indica, por ejemplo, cuantos pesos compran en México los mismos bienes y servicios que un dólar de EUA:

Para establecer esta paridad se busca un año en el que el tipo de cambio haya estado en un nivel de equilibrio, a partir del cual se calcula la serie de paridad técnica de acuerdo con los diferenciales de inflación entre los países, en este caso México y EUA.

En el caso del peso mexicano y el dólar, los años de 1960, 1970 y 1978 se pueden considerar adecuados para iniciar el cálculo de la serie. Tomando como base el año de 1960 se obtienen los resultados del cuadro 4.2. En éste se observa, por ejemplo, que en el período 1974 - 1975 el peso se encontraba sobrevaluado; al no aplicarse las medidas correctivas se produjo la devaluación importante de 1976.

⁴ México realiza la mayor parte de su comercio exterior con los EUA.

CUADRO 4.2

TIPO DE CAMBIO RESPECTO AL DOLAR DE ACUERDO A LOS DIFERENCIALES DE INFLACION (PESOS POR DOLAR DE EUA)

AÑO	PARIDAD	
	Técnica	Controlada ⁵
1960	12.38	12.49
1961	12.51	12.49
1962	12.62	12.49
1963	12.71	12.49
1964	13.13	12.49
1965	13.19	12.49
1966	13.15	12.49
1967	13.14	12.49
1968	12.83	12.49
1969	12.67	12.49
1970	12.50	12.49
1971	12.62	12.49
1972	12.82	12.49
1973	13.53	12.49
1974	15.08	12.49
1975	15.91	12.49
1976	17.42	15.44
1977	21.10	22.58
1978	23.03	22.77
1979	24.46	22.81
1980	27.22	22.95
1981	31.60	24.30
1982	47.20	46.20
1983	92.40	120.20
1984	146.60	167.80
1985	223.20	257.00
1986	408.20	611.90
1987	912.90	1,377.90
1988	1,877.40	2,273.00
1989	2,149.50	2,464.30
1990	2,569.90	2,814.80
1991	3,061.90	3,020.00
1992	3,412.20	3,101.10

⁵ A partir del 11 de Nov. de 1991 desaparece el tipo de cambio controlado, siendo substituido por el tipo de cambio para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera, pagaderas en la República Mexicana.

Paridad de Conversión para Bienes Cotizados en Divisas

De lo expuesto en las secciones previas se concluye que para convertir a divisas el costo de un bien cotizado en pesos, y viceversa, el componente importado debe valuarse con el tipo de cambio para solventar las obligaciones en moneda extranjera en la República Mexicana, mientras que el componente nacional debe valuarse con la paridad técnica; esto puede expresarse como:

$$\frac{I}{P} = \frac{f \times I}{PL} + \frac{(1 - f) \times I}{PT}$$

donde:

I	Inversión total (en pesos)
P	Paridad de conversión
f	fracción importada de la inversión
PL	Paridad para solventar obligaciones en moneda extranjera en la República Mexicana (antes paridad controlada)
PT	Paridad técnica

Si se desea conocer el valor de P, se tiene:

$$P = \frac{PT \times PL}{f \times PT + (1 - f) \times PL}$$

En el Apéndice A, cuadro A.2, se presentan las paridades de conversión correspondientes a las diferentes tecnologías.

CAPITULO V

DESCRIPCION DE TECNOLOGIAS

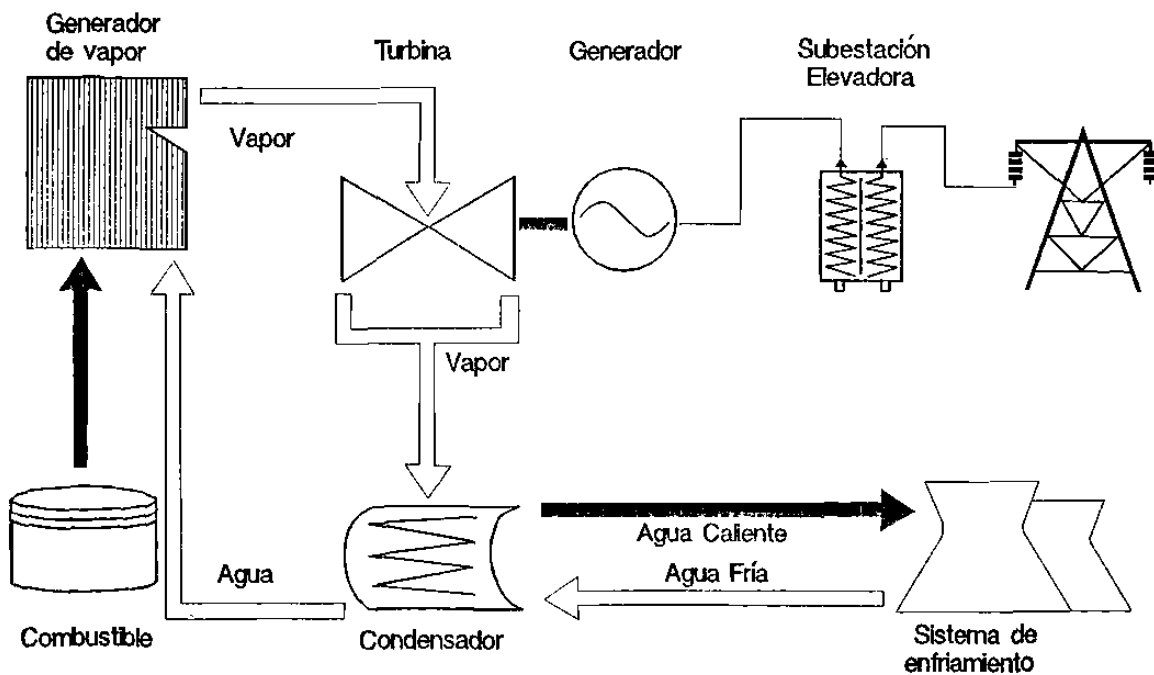
CENTRALES TERMOELECTRICAS CONVENCIONALES

Este tipo de centrales puede utilizar como fuente energética primaria combustóleo o gas natural. En la actualidad C.F.E. utiliza básicamente combustóleo.

Siguiendo el diagrama 5.1, el generador de vapor transforma el poder calorífico del combustible en energía térmica, la cual es aprovechada para llevar el agua a la fase de vapor. Este vapor, ya sobrecalentado, se conduce a la turbina donde su energía cinética se convierte en mecánica, que se transmite al generador para producir energía eléctrica.¹

Diagrama 5.1

Central Termoeléctrica

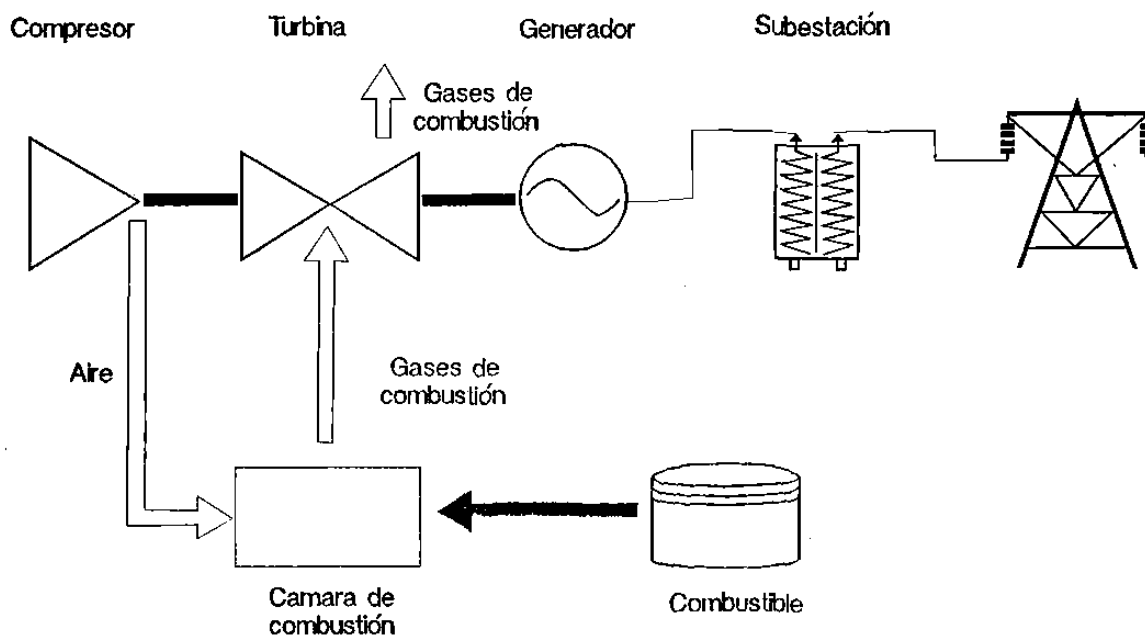


¹ El ciclo térmico de estas unidades es el denominado "Rankine regenerativo"

CENTRALES TURBOGAS

La generación de energía eléctrica en las unidades turbogás se logra aprovechando directamente, en los álabes de la turbina, la energía cinética que resulta de la expansión de aire y gases de combustión, comprimidos y a altas temperaturas. La turbina está acoplada al rotor del generador dando lugar a la producción de energía eléctrica. En el diagrama 5.2. se muestra esquemáticamente este ciclo; como se observa, los gases de la combustión, después de trabajar en la turbina, se descargan directamente a la atmósfera.

Diagrama 5.2
Central Turbogás



Estas unidades emplean como combustible gas natural o diesel y, en los modelos avanzados, se puede quemar combustóleo o petróleo crudo. En una máquina preparada para ello, el cambio de combustible se puede realizar en forma automática en cualquier momento; este cambio tiene efectos sobre la potencia y la eficiencia. En el cuadro siguiente se muestra la magnitud de

estos efectos, tomando el desempeño con gas natural como base de comparación.

Efecto en una unidad turbogás del cambio de gas a otro combustible
(%)

Combustible	Potencia	Eficiencia
Diesel	- 2.0	- 1.0
Combustóleo	- 15.0	- 3.2

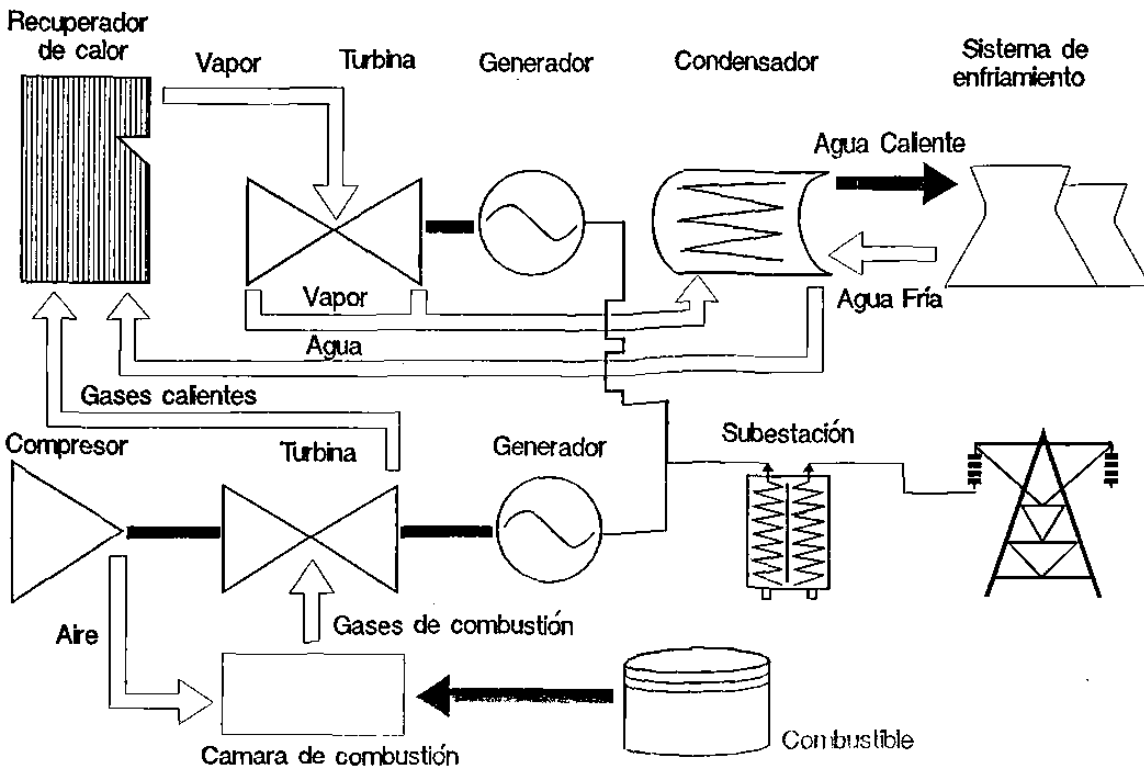
Desde el punto de vista de la operación, el breve tiempo de arranque y la versatilidad para seguir a la demanda hacen a las turbinas de gas ventajosas para satisfacer cargas de pico.

Existe un intervalo amplio de capacidades para estas unidades; en este estudio se presentan costos referentes a máquinas convencionales de 30 MW. Los costos unitarios de inversión de las máquinas avanzadas en el rango de los 100 MW, son similares a los de las máquinas de 30 MW, pero su eficiencia es muy superior.

CENTRALES DE CICLO COMBINADO

Las centrales de ciclo combinado están integradas por dos tipos diferentes de unidades generadoras: turbogás y vapor. Una vez terminado el ciclo de generación en las unidades turbogás, los gases desechados poseen un importante contenido energético, el cual se manifiesta en su alta temperatura. Esta energía se utiliza para calentar agua llevándola a la fase de vapor, que se aprovecha para generar energía eléctrica, siguiendo un proceso semejante al descrito para las plantas térmicas convencionales, ver Diagrama 5.3 siguiente.

Diagrama 5.3
Central Ciclo Combinado



El arreglo general de una planta de ciclo combinado se puede esquematizar de acuerdo con diversas posibilidades. El número de unidades turbogás por unidad de vapor varía desde uno a uno hasta cuatro a uno. Sin embargo, la relación de las potencias es relativamente invariante en proporción de dos tercios de gas y un tercio de vapor. En cuanto al criterio de diseño de la fase de vapor existen tres variantes:

- a) Sin quemado adicional de combustible.
- b) Con quemado adicional de combustible para control de la temperatura de rocío.
- c) Con quemado adicional de combustible para aumentar la temperatura y presión del vapor.

Una ventaja de este tipo de plantas es la posibilidad de erigirlas en dos etapas. La primera, turbogás, puede ser terminada en plazo breve e iniciar su

operación; posteriormente, se puede terminar la construcción de la unidad de vapor, y completarse así el ciclo combinado.

Las unidades turbogás que operan en ciclo abierto, al integrarse al ciclo combinado sufren una reducción de potencia. También es posible operar en ciclo abierto una unidad integrada en un ciclo combinado si así se desea. En estas unidades el cambio de combustible también supone reducciones en la potencia y la eficiencia

Efecto en una Central de Ciclo Combinado del Cambio de Gas a otro Combustible (%)

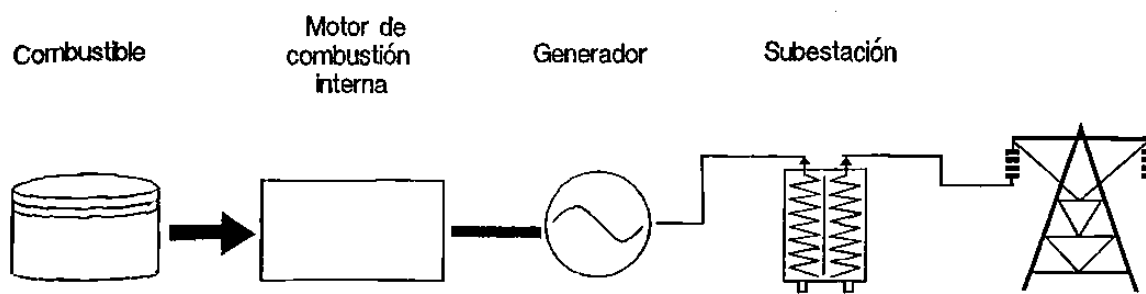
Combustible	Potencia	Eficiencia
Diesel	- 2.0	- 1.0
Combustóleo	- 15.0	- 3.2

CENTRALES CON UNIDADES DE COMBUSTION INTERNA DIESEL

La tecnología diesel sigue el principio de los motores de combustión interna: aprovecha la expansión de los gases de combustión para obtener la energía mecánica, que es transformada en energía eléctrica en el generador. El esquema del ciclo de generación se presenta en el diagrama 5.4.

Actualmente este tipo de motores consumen una mezcla de combustóleo y diesel. De acuerdo con la información de los fabricantes de los equipos, y dependiendo de la calidad del combustóleo, las unidades pueden consumir este combustible puro o mezclado con diesel. Como referencia C.F.E. utiliza una mezcla en proporción de 94 partes de combustóleo por 6 de diesel, mezcla que se ha considerado para la central San Carlos, que recientemente inició su operación.

Diagrama 5.4
Unidad Diesel



CENTRALES CARBOELECTRICAS

Las centrales carboeléctricas, esquematizadas en el diagrama 5.5 no difieren en cuanto a su concepción básica de las termoeléctricas convencionales; el único cambio importante es el uso del carbón como energético primario. En la práctica, el carbón y sus residuos de la combustión requieren de un manejo más complejo que los combustibles líquidos o gaseosos utilizados en termoeléctricas convencionales.

El diagrama 5.5 muestra una central carboeléctrica que no incluye equipos desulfuradores². Este esquema es aplicable a centrales que utilizan carbón con bajo contenido de azufre, como las que se localizan en la vecindad de Río Escondido, Coah.

Existen 3 tipos de Centrales Básicas:

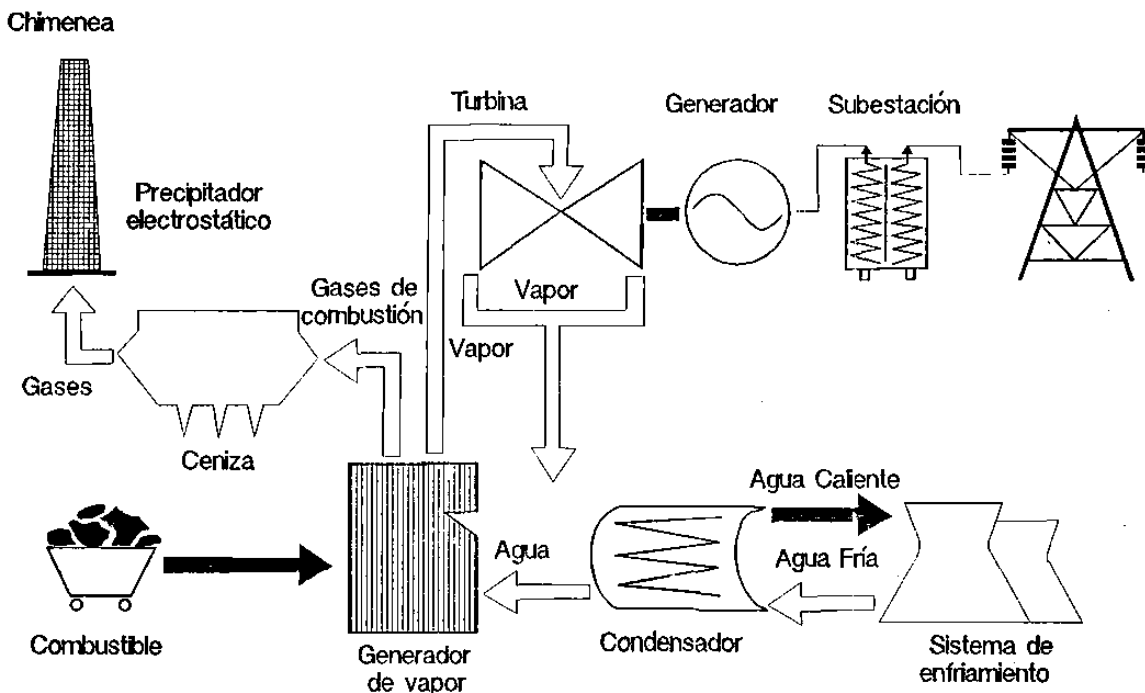
- Carboeléctrica. Sin desulfurador y sin quemadores duales, utilizando carbón doméstico como el obtenido de la minera carbonífera Río Escondido.

² Los costos de centrales con desulfuradores se presentan en el capítulo 10

- Carboeléctrica sin desulfurador y con quemadores duales para carbón y combustóleo. El combustible primario es carbón con un contenido de azufre de 0.5 %.

- Carboeléctrica con desulfurador y quemadores duales para carbón y combustóleo. El combustible primario es carbón con un contenido de azufre del 2 %.

Diagrama 5.5
Central Carboeléctrica

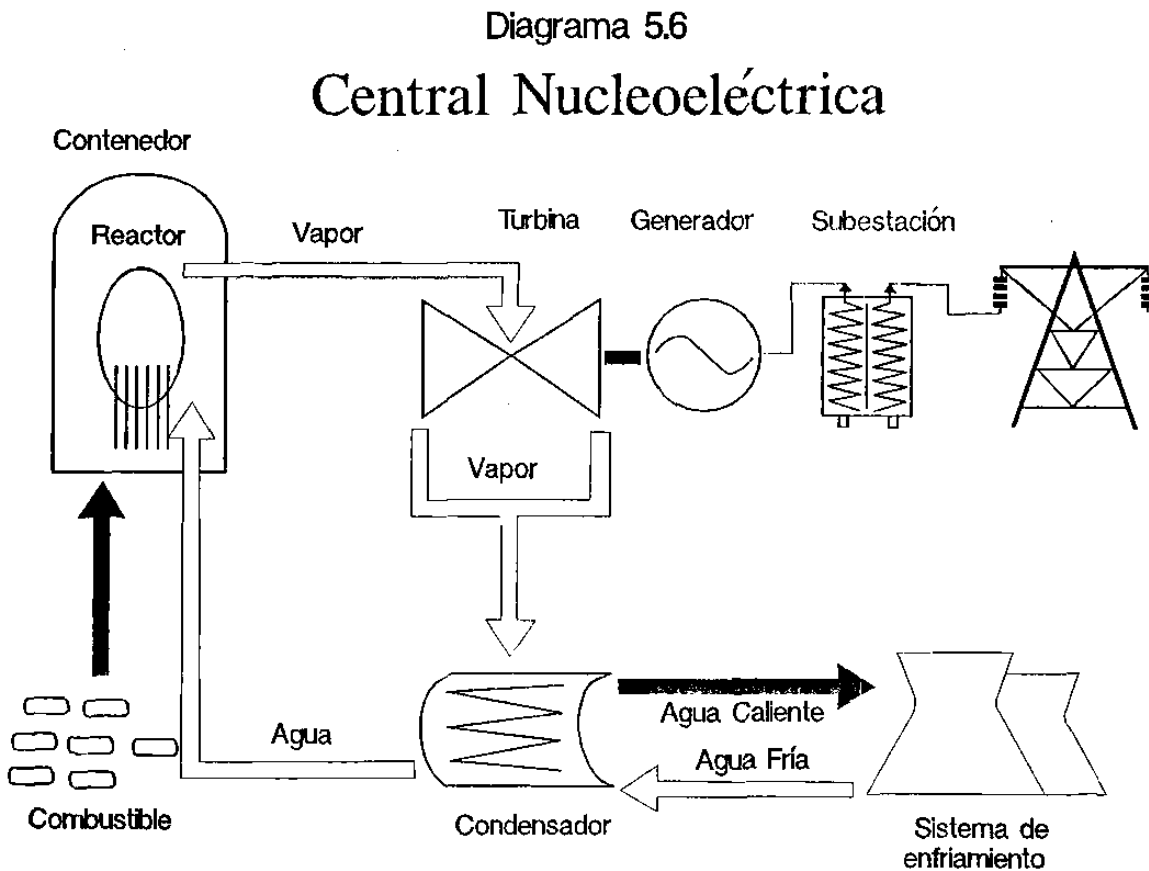


La experiencia inicial de C.F.E. en centrales carboeléctricas proviene de la operación tanto de la pequeña planta de 37.5 MW en Nava, Coahuila durante 13 años, como de las cuatro unidades de 300 MW de la central Río Escondido.

CENTRALES NUCLEOELECTRICAS.

Las centrales nucleoelectricas tienen cierta semejanza con las termoelectricas convencionales, ya que tambien utilizan vapor a presion para mover los turbogeneradores. En este caso se aprovecha el calor que se obtiene al fisurar atomos del isotopo de uranio U_{235} en el interior del reactor, para producir el vapor necesario.

En el diagrama 5.6 se presenta el ciclo de generacion de energia electrica de una central nucleoelectrica con reactor de agua ligera, hirviente o a presion.



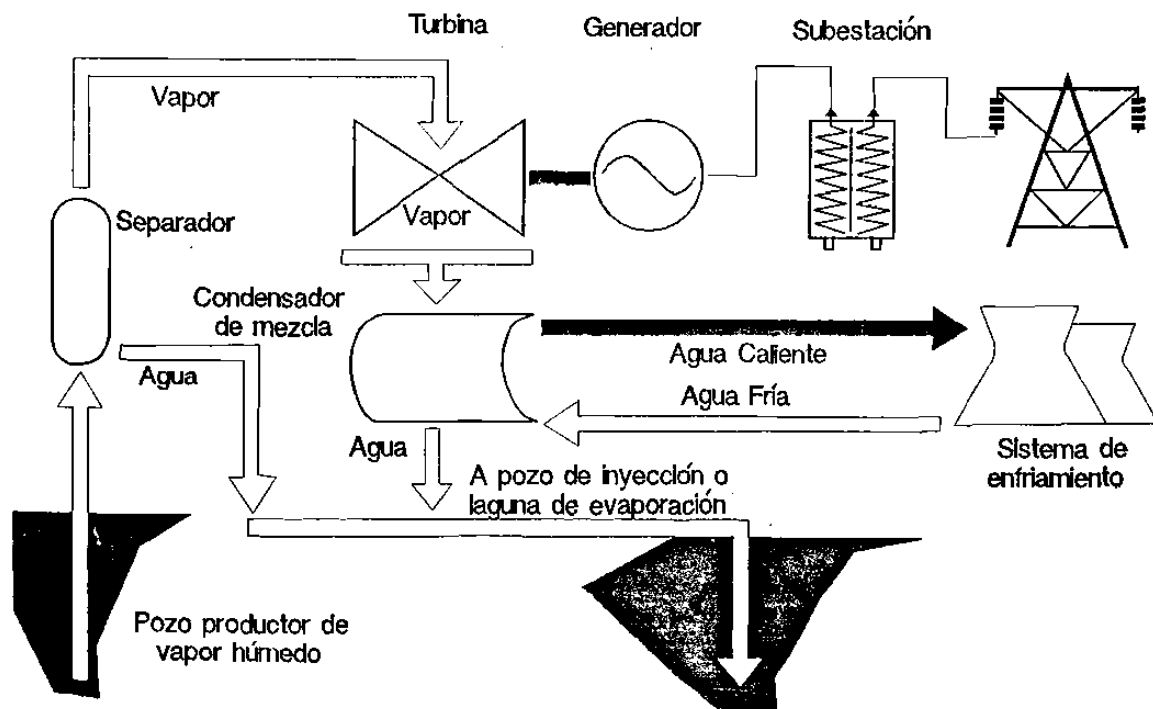
Existen diversos tipos de reactores como resultado de las distintas combinaciones de los elementos comunes: combustibles, moderador y refrigerante; de entre las variantes posibles los más comunes son:

- a) LWR.- Reactor de agua ligera.
 - PWR.- Agua ligera a presión.
 - BWR.- Agua ligera hirviente.
- b) PHWR.- Reactor de agua pesada.
- c) FBR.- Reactor de cría.

CENTRALES GEOTERMEOLECTRICAS

Este tipo de central opera con principios análogos a los de una termoeléctrica convencional, excepto en la producción de vapor, que en este caso se extrae del subsuelo. Como se muestra en el diagrama 5.7, la mezcla agua-vapor que se obtiene del pozo se envía a un separador; el vapor ya seco se dirige a la turbina donde su energía cinética se convierte en mecánica y se transmite al generador para producir energía eléctrica.

Diagrama 5.7
Central Geotermoeléctrica



Existen unidades de 5 MW en las que el vapor, una vez que ha trabajado en la turbina, se libera directamente a la atmósfera. En las unidades de 20, 37.5, 50 y 110 MW, el vapor se envía a un sistema de condensación; el agua condensada, junto con la proveniente del separador, se reinyecta al subsuelo o bien es enviada a una laguna de evaporación. El cuadro siguiente presenta un resumen de las principales características de los campos geotérmicos, en operación y estudio, en el país.

CUADRO 5.1

**PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE CAMPOS GEOTERMICOS
EN OPERACION Y PROGRAMA**

Concepto	Cerro Prieto	Los Azúfres	Los Humeros
Capacidad Instalada (MW)	620	90	10
Capacidad Adicional en Programa (MW) ³	80	10	20
Generación media esperada (GWh/año)	4,906	1,261	701
Vapor en pozo productor (Ton) ⁴	140	80	60
Profundidad de los Pozos (m)	1,500 - 3,800	700 - 2,000	1,000 - 2,000
Relación pozos productores a perforados ⁵	7 : 8	8 : 18	8 : 14
Fluido dominante	agua	vapor	vapor
Desecho de agua	Laguna de Evaporación	Reinyección	Infiltración
Geología genérica ⁵	Sedimentaria	Volcánica	Mixta
Ubicación (Entidad)	Baja California	Michoacán	Puebla

³ La ejecución de estos proyectos y otros más es función de los resultados que se obtengan de los estudios de factibilidad que actualmente se realizan.

⁴ Estos son los valores máximos medios que no necesariamente corresponden a los que se utilizan para la explotación económica del campo.

⁵ En formaciones de tipo sedimentario la proporción de perforaciones exitosas es mayor en aquellas de origen volcánico debido a la homogeneidad relativa de las primeras.

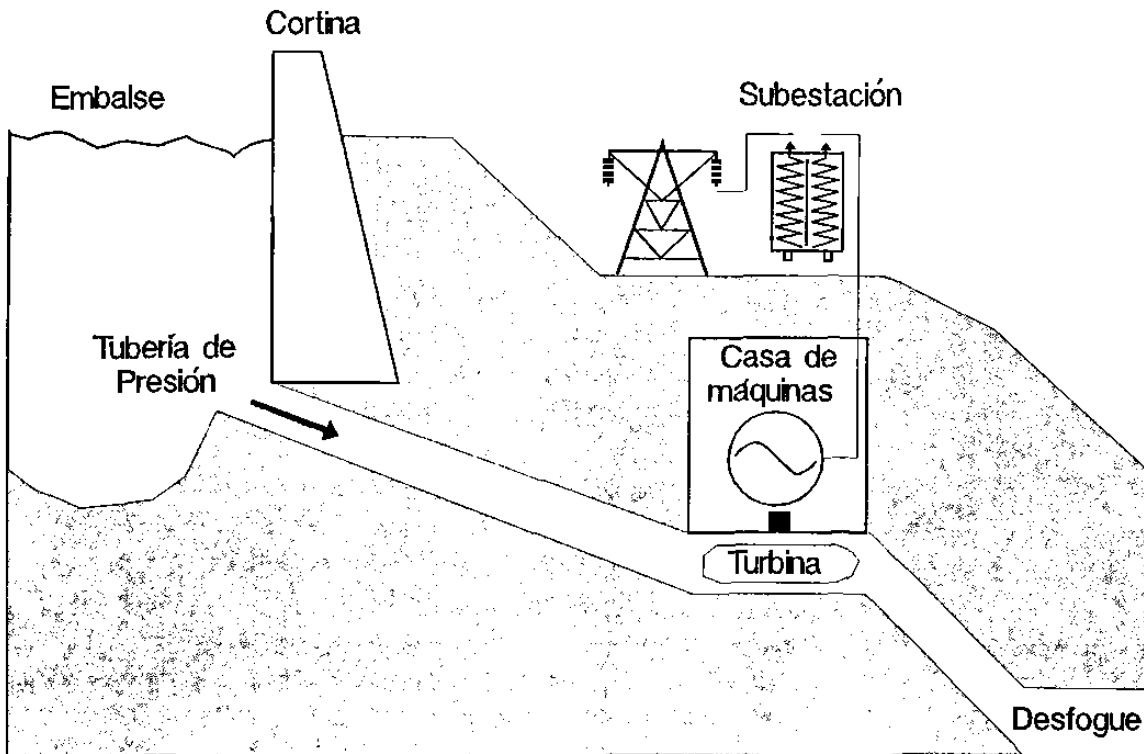
CENTRALES HIDROELECTRICAS

Una característica importante de estas centrales es que no permiten estandarización; la heterogeneidad de los proyectos da lugar a que exista una gran variedad de diseños, métodos constructivos y tamaños.

En general, el principio de un aprovechamiento hidroeléctrico es convertir la energía potencial del agua en energía eléctrica, con un mínimo de pérdidas. Para lograrlo se conduce el agua hasta las turbinas, procurando obtener una resistencia hidráulica mínima. En la turbina la energía cinética se transfiere al generador, donde se transforma en energía eléctrica. El diagrama 5.8 muestra una representación convencional de un aprovechamiento hidroeléctrico.

Diagrama 5.8

Central Hidroeléctrica



En el cuadro siguiente 5.2 se presentan las principales características de los proyectos hidroeléctricos existentes.

CUADRO 5.2

PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS

Concepto	CHICGASEN ⁶	AGUAMILPA	CARACOL	ZIMAPAN	PEÑITAS	AGUA PRIETA ⁷	COMEDERO ⁸	BACURATO ⁸	AMISTAD ⁸
Capacidad (MW)	5 x 300	3 x 320	3 x 198	2 x 140	4 x 105	2 x 130	2 x 55	2 x 48	2 x 33
Generación (GWh/año)	5.580	2.131	1.488	1.292	1.912	440	301	287	165
Carga neta de diseño (m)	176.0	144.0	91.2	554.8	32.3	508.5	130.0	102.0	57.5
Gasto de diseño (m ³ /seg) ⁹	933.5	747.0	714.0	85.0	1,440.0	52.8	130.0	100.0	105.6
Almacenamiento útil (10 ⁶ m ³)	270.0	2.575.0	701.0	680.0	130.0	1.3	1,898.0	1,480.0	3,716.5
Altura de cortisa (m)	362.0	187.0	136.0	300.0	43.0	15.8	134.0	101.0	87.0
Ubicación (entidad)	CHIAPAS	NAYARIT	GUERRERO	HIDALGO	CHIAPAS	JALISCO	SINALOA	SINALOA	COAHUILA

⁶ El proyecto se construyó para alojar 8 unidades de 300 MW, de las cuáles se encuentran instaladas actualmente y en operación solamente 5.

⁷ Operará con aguas negras de la ciudad de Guadalajara, Jal., y sólo considera un pequeño tanque de regulación.

⁸ El proyecto contempla el equipamiento para generación de energía eléctrica en presa existente para usos múltiples.

⁹ Todas las turbinas son del tipo Francis, excepto las de Peñitas que son tipo Kaplan y las de Agua Prieta y Zimapán que son Pelton. El gasto anotado corresponde al total de la central

CAPITULO VI

COSTOS DE INVERSION

ESTRUCTURA DEL COSTO DE INVERSION

El costo de inversión se divide en los siguientes componentes: mano de obra, equipos nacionales, equipos importados, materiales y otros.

Esta clasificación representa los recursos que el sector eléctrico aplica a sus obras. El concepto "otros" incluye: servicios y gastos diversos. El renglón de servicios comprende a su vez una parte de mano de obra y una pequeña fracción de equipo y materiales que no fue posible identificar por separado.

Los equipos nacionales incluyen importaciones indirectas cuya estimación preeliminar se incorpora en el rubro de equipos importados, tal como aparece en los cuadros que se citan posteriormente. Sin embargo, los rubros de materiales y de otros pueden incluir componentes de importación que no fueron identificados a partir de la información disponible. Adicionalmente, para algunas tecnologías es posible distinguir dos procesos genéricos, la obra civil y la electromecánica.

EFFECTO DE LA CAPACIDAD DE LAS UNIDADES EN EL COSTO DE INVERSION.

El análisis del costo de inversión realizado en este trabajo se basa en centrales de dos unidades de 350 MW. Para determinar los costos directos de inversión correspondientes a otros tamaños se emplea la función de economías de escala estimada:

$$CD_2 = CD_1 (C_1 / C_2)^\alpha$$

donde:

- CD₁ Costo directo del kW instalado en centrales con 2 unidades de 350 MW.
- CD₂ Costo directo del kW instalado en la central con 2 unidades de tamaño distinto a 350 MW.
- C₁ 350 MW
- C₂ Capacidad en MW de las unidades de la central cuyo costo se pretende estimar.
- α Complemento a la unidad del coeficiente de economía de escala.

El valor ajustado del parámetro " α " es de 0.251, lo que significa que la elasticidad del costo total con respecto a la capacidad es 0.749¹.

La C.F.E. tiene actualmente en operación unidades térmicas convencionales de diversas capacidades; en el programa de obras se contempla la instalación de unidades de 650, 350, 160, 84 y 37.5 MW. Los costos directos relativos de estas centrales, estimados a partir de la curva de economías de escala, se ilustran en el cuadro siguiente:

Indice de costo directo por kW instalado

CAPACIDAD (MW)	INDICE (%)
2 x 650	91
2 x 350	100
2 x 160	122
2 x 84	143
2 x 37.5	175

¹ La elasticidad es un término económico que expresa la relación entre un cambio en la variable dependiente y otro, correspondiente, en la independiente

INDICE DE COSTOS RELATIVOS AL NÚMERO DE UNIDADES EN UNA CENTRAL Y AL SISTEMA DE ENFRIAMIENTO.

El costo de inversión por unidad en una central no es el mismo si se trata de la primera o de una unidad subsecuente. Esto se debe a que la infraestructura, caminos de acceso, campamentos, así como otras instalaciones y equipos de respaldo, se construyen o adquieren cuando se erige la primera unidad. Los costos de inversión de centrales enfriadas con agua de mar o de río son generalmente mayores que los de las centrales enfriadas con agua de pozo, debido primordialmente al alto costo de la obra de toma. Sin embargo en algunas regiones, los costos de operación y reemplazo de pozos así como el de la conducción al sitio de la central, aunados al costo imputable al agua, justifican la mayor inversión en las centrales enfriadas con agua de mar. Este mismo argumento se aplica para los sistemas de enfriamiento basados en "torres secas".

En el cuadro siguiente se presentan los índices de referencia según el número de la unidad de que se trate y el tipo de sistema de enfriamiento. Estos se derivan de un índice igual a 100 para el costo de una central de 2 x 350 MW con sistema de enfriamiento de torre húmeda con agua de pozo.

Unidad	Sistema de enfriamiento	Indice de costo
Primera	Torre húmeda / pozo	102
Subsecuente	Torre húmeda / pozo	98
Primera	Torre seca / pozo	110
Subsecuente	Torre seca / pozo	106
Primera	Abierto / mar	107
Subsecuente	Abierto / mar	103

El sistema de enfriamiento con torres húmedas mecánicas consume agua debido, entre otras causas, a la evaporación provocada por las condiciones climatológicas y las purgas del sistema. El consumo se estima, en forma genérica, en un litro por segundo por MW. En el sistema de torre seca,

el consumo de agua disminuye sensiblemente, pero el costo de inversión aumenta.

CONCEPTOS DE COSTO DIRECTO, INDIRECTO Y ACTUALIZADO.

En este estudio se distinguen tres elementos del costo unitario de inversión: Directo, Directo más Indirecto y Actualizado al Inicio de la Operación. El Costo Directo se obtiene de dividir, en moneda constante, todas las erogaciones correspondientes a la obra entre la capacidad de la central. Este costo refleja el valor de los materiales, equipos, mano de obra, etc., incorporados a la central y mide el costo de inversión como si todas las erogaciones tuvieran lugar en el año de 1992. Este concepto es el que se utiliza en la formulación del Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE), en la elaboración de los presupuestos anuales de inversión por proyecto y para las actividades de seguimiento de avance de presupuestos en las obras.

COSTOS INDIRECTOS PARA DIFERENTES TECNOLOGIAS

TIPO DE CENTRAL	PORCENTAJE DE INDIRECTOS ²
Termoeléctrica	9.0
Ciclo Combinado	11.0
Turbogás y Diesel	5.0
Carboeléctrica	11.1
Nucleoeléctrica	9.9
Geotermoeléctrica	20.3
Hidroeléctrica	11.0

Al añadir al Costo Directo los costos originados por estudios previos, administración del proyecto, ingeniería, control y otras actividades relacionadas con la obra, que se realizan en las oficinas centrales y unidades foráneas de la C.F.E., se obtiene el Costo Directo más Indirecto. La

² Relación de costo indirecto a costo directo más indirecto.

estimación del costo indirecto, para cada una de las tecnologías de generación, se presenta en el cuadro anterior.

El Costo Actualizado al Inicio de la Operación es el resultado de asignar mediante una tasa de descuento³ un valor al tiempo; es decir, se toman en cuenta el plazo de construcción y el cronograma de inversiones. Este concepto incorpora el costo de los intereses devengados durante la construcción de la obra.

Los tres costos, Directo, Directo más Indirecto y Actualizado al Inicio de la Operación, se presentan en el cuadro 6.1 y en la gráfica 6.1

En el cuadro 6.2 se resumen los programas de inversión empleados para obtener el Costo Actualizado al Inicio de la Operación. Los programas de inversión se estiman a partir de los cronogramas de construcción y de pago de equipos de cada tecnología. El perfil en porcentaje para cada año es el cociente de la erogación en ese año entre la suma total de erogaciones. Debe notarse que todos los gastos están en moneda constante. Los años asociados al período de construcción se denominan con números negativos con objeto de llamar cero al primer año de operación de la central; esta convención es únicamente de notación y no implica diferencias conceptuales con cualquier otra notación.

En el caso de los proyectos hidroeléctricos terminados, los perfiles de inversión que se consignan corresponden al desarrollo del proyecto en condiciones típicas, sin restricciones presupuestales de otro tipo.

En el mismo cuadro se anota el factor de valor presente, que es una función del perfil de inversión y de la tasa de descuento; el producto de este factor por el Costo Directo más Indirecto del kilowatt instalado proporciona el Costo Actualizado al Inicio de la Operación (cuadro 6.1)

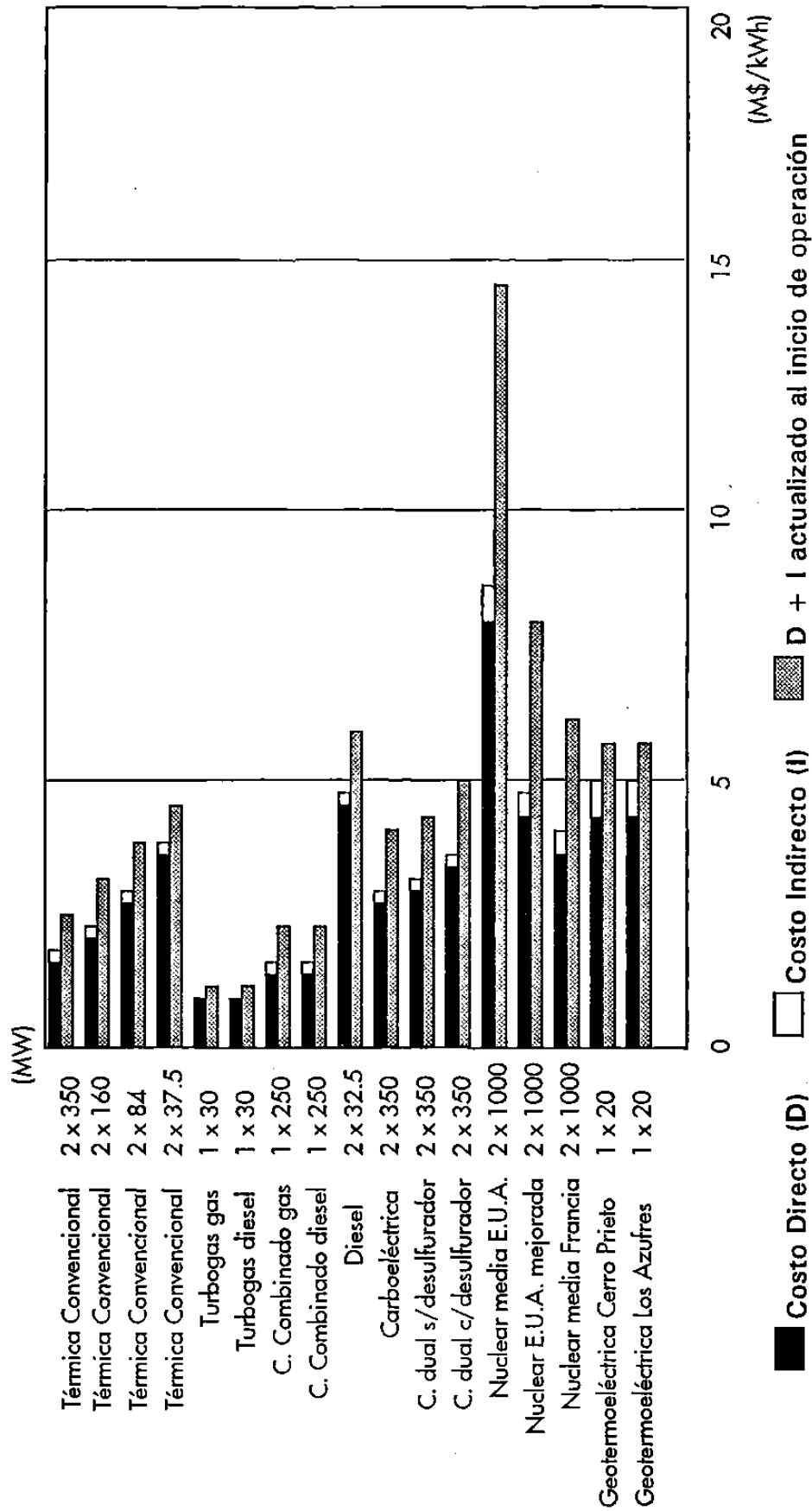
En el cuadro 6.3 se asienta, para cada tecnología, el factor para obtener el costo nivelado; este parámetro depende del factor de valor presente, de la vida económica de la central, del factor de planta, de la proporción de energía dedicada a usos propios y de la tasa de descuento.

³ Los costos empleados en este estudio están denominados en moneda constante, en consecuencia se excluye el efecto inflacionario; por lo que las tasas de actualización o de descuento son tasas reales.

Al multiplicar el factor para obtener el costo nivelado por el Costo Directo más Indirecto por kW (cuadro 6.1), se obtiene el costo nivelado del kWh neto generado, por concepto de inversión (cuadro 6.4) .

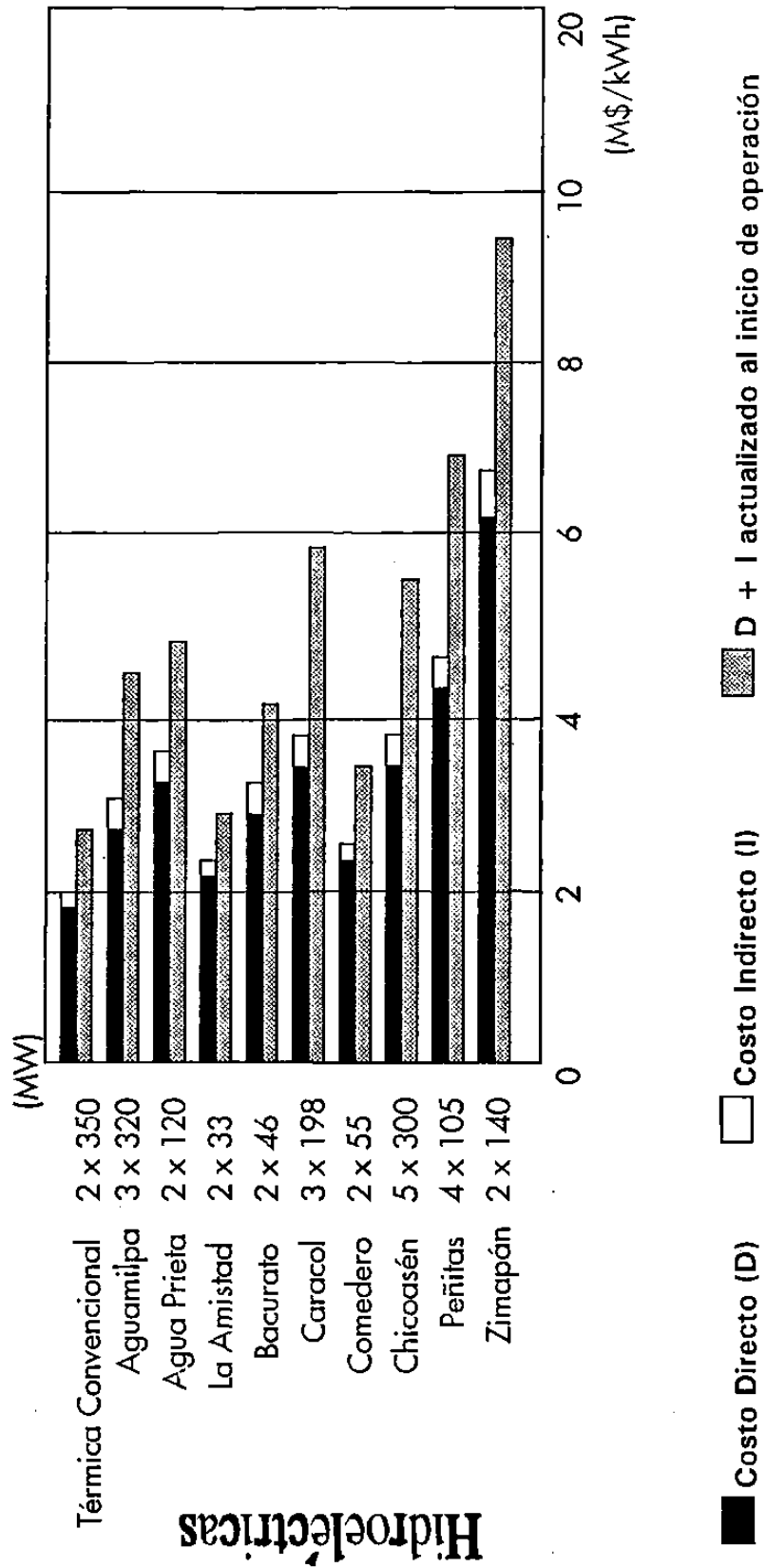
Gráfica 6.1

COSTO UNITARIO DE INVERSION



Gráfica 6.1 (continuación)

COSTO UNITARIO DE INVERSION



CUADRO 6.1

COSTO UNITARIO DE INVERSIÓN POR KW (CU)
tasa de descuento del 10%

(precios medios de 1992)

Central	Potencia (MW)	Directo		Directo más Indirecto ⁵		Actualizado al inicio de operación ⁴			
		(MS/Kw)	Índice	(MS/Kw)	Índice	10%		12%	
		(MS/Kw)	Índice	(MS/Kw)	Índice	(MS/Kw)	Índice	(MS/Kw)	Índice
Térmica Convencional	2 x 350	1.831	100	1.995	100	2.666	100	2.820	100
	2 x 160	2.229	122	2.430	122	3.218	121	3.398	120
	2 x 84	2.620	143	2.856	143	3.754	141	3.959	140
	2 x 37.5	3.209	175	3.497	175	4.463	167	4.677	166
Turbogás gas	1 x 30	0.998	55	1.048	53	1.247	47	1.290	46
Turbogás diesel	1 x 30	1.027	56	1.078	54	1.283	48	1.327	47
C. Combinado gas	1 x 250	1.566	86	1.738	87	2.282	86	2.407	85
C. Combinado diesel	1 x 250	1.582	86	1.756	88	2.306	86	2.432	86
Diesel	2 x 32.5	4.512	246	4.738	237	5.639	212	5.831	207
Carboeléctrica	2 x 350	2.652	145	2.947	148	4.143	155	4.428	157
C. dual s/desulfurador	2 x 350	2.785	152	3.094	155	4.350	163	4.649	165
C. dual c/desulfurador	2 x 350	3.317	181	3.685	185	5.027	189	5.345	190
Nuclear media EUA	2 x 1000	7.187	393	7.898	396	14.635	549	16.584	588
Nuclear EUA mejorada	2 x 1000	4.461	244	4.903	246	7.323	275	7.929	281
Nuclear media Francia	2 x 1000	3.652	200	4.014	201	5.996	225	6.491	230
Geotermoelectrica ⁶									
Cerro Prieto	1 x 20	4.154	227	4.998	251	5.773	217	5.934	210
Los Azufres	1 x 20	4.154	227	4.998	251	5.773	217	5.934	210
Hidroeléctricas									
Aguamilpa	3 x 320	2.756	151	3.059	153	4.393	165	4.713	167
Agua Prieta	2 x 120	3.186	174	3.536	177	4.838	181	5.140	182
La Amistad	2 x 33	2.060	113	2.286	115	2.982	112	3.138	111
Bacurato	2 x 46	2.939	161	3.262	164	4.255	160	4.477	159
Caracol	3 x 198	3.444	188	3.823	192	5.900	221	6.431	228
Comedero	2 x 55	2.421	132	2.687	135	3.505	131	3.688	131
Chicoasén	5 x 300	3.445	188	3.824	192	5.496	206	5.905	209
Peñitas	4 x 105	4.353	238	4.832	242	7.154	268	7.729	274
Zimapan	2 x 140	6.117	334	6.790	340	9.561	359	10.222	362

⁴ Incluye intereses durante la construcción.

⁵ Comprende ingeniería y administración.

⁶ Se refiere a la inversión en la central.

CUADRO 6.2
PROGRAMA DE INVERSIÓN
(%)

Central	Potencia (MW)	Programa de Inversión										Factor de valor presente al inicio de la operación por unidad		
		-11	-10	-9	-8	-7	-6	-5	-4	-3	-2	-1	10%	12%
Térmica Convencional	2 x 350							11.7	23.0	28.5	24.5	12.3	1.33626	1.41360
	2 x 160							10.4	21.4	28.0	25.9	14.3	1.32418	1.39845
	2 x 84							9.1	20.2	28.9	25.2	16.6	1.31448	1.38628
	2 x 37.5								15.7	33.6	37.6	13.1	1.27314	1.33747
Turbogás gas	1 x 30									20.0	40.0	40.0	1.19320	1.23075
Turbogás diesel	1 x 30									20.0	40.0	40.0	1.19320	1.23075
C. Combinado gas	1 x 250							10.5	21.2	24.2	24.0	20.1	1.32309	1.38480
C. Combinado diesel	1 x 250							10.5	21.2	24.2	24.0	20.1	1.32309	1.38480
Diesel	2 x 32.5									20.8	40.0	40.0	1.19320	1.23075
Carboeléctrica	2 x 350						9.8	17.3	21.9	22.4	18.4	10.2	1.42385	1.50267
C. dual s/desulfurador	2 x 350						9.8	17.3	21.9	22.4	18.4	10.2	1.42385	1.50267
C. dual c/desulfurador	2 x 350						8.2	14.6	18.4	18.9	21.8	18.1	1.36424	1.45039
Nuclear media EUA	2 x 1000	6.3	7.6	11.1	11.1	10.4	11.6	8.6	9.0	9.2	8.6	6.5	1.8539	2.09982
Nuclear EUA mejorada	2 x 1000					11.3	15.3	17.0	16.1	14.8	14.0	11.5	1.49365	1.61708
Nuclear media Francia	2 x 1000					11.3	15.3	17.0	16.1	14.8	14.0	11.5	1.49365	1.61708
Geotermoeléctrica ⁷														
Cerro Prieto	1 x 20										50.0	50.0	1.15530	1.18720
Los Azufres	1 x 20										50.0	50.0	1.15530	1.18720
Hidroeléctricas														
Aguamilpa	3 x 320						9.3	23.5	22.1	25.3	13.5	8.3	1.43623	1.54081
Agua Prieta	2 x 120							15.0	25.0	35.0	18.0	7.0	1.36805	1.45365
La Amistad	2 x 33								20.0	45.0	25.0	10.0	1.30427	1.37252
Bacurato	2 x 46								20.0	45.0	25.0	10.0	1.30427	1.37252
Caracol	3 x 198				7.2	10.2	14.0	14.9	19.1	12.6	11.6	10.4	1.54350	1.68724
Comedero	2 x 55								20.0	45.0	25.0	10.0	1.30427	1.37252
Chicoasén	5 x 300					6.4	10.7	17.5	13.8	19.9	23.3	8.4	1.43736	1.54417
Pefitas	4 x 105					9.0	12.8	17.1	21.4	16.0	14.6	9.1	1.48058	1.59956
Zimapán	2 x 140						10.4	17.5	19.9	21.3	24.8	6.1	1.40872	1.50548

⁷ Se refiere exclusivamente a la Central.

CUADRO 6.3

PARAMETROS BASICOS DEL COSTO DE INVERSION

Central	Potencia (MW)	Vida Útil (años)	Factor de planta	Usos propios (%)	Factor de costo nivelado x10 ⁻⁶	
					10%	12%
Térmica Convencional	2 x 350	30	0.650	6.3	24.153	29.368
	2 x 160	30	0.650	6.3	23.935	29.053
	2 x 84	30	0.650	6.3	23.759	28.801
	2 x 37.5	30	0.650	6.3	23.066	27.786
Turbogás gas	1 x 30	15	0.125	0.9	131.093	148.638
Turbogás diesel	1 x 30	15	0.125	0.9	131.093	148.638
C. Combinado gas	1 x 250	25	0.550	3.0	28.140	33.732
C. Combinado diesel	1 x 250	25	0.550	3.0	28.140	33.732
Diesel	2 x 32.5	20	0.650	5.2	23.545	27.254
Carboeléctrica	2 x 350	30	0.650	7.6	25.768	31.658
C. dual s/desulfurador	2 x 350	30	0.650	7.6	25.768	31.658
C. dual c/desulfurador	2 x 350	30	0.650	12.0	26.256	32.084
Nuclear media EUA	2 x 1000	30	0.650	4.5	32.862	42.802
Nuclear EUA mejorada	2 x 1000	30	0.650	4.5	26.489	32.962
Nuclear media Francia	2 x 1000	30	0.650	4.5	26.489	32.962
Geotermoeléctrica ⁸						
Cerro Prieto	1 x 20	20	0.800	4.5	18.428	21.204
Los Azufres	1 x 20	20	0.800	4.5	18.428	21.204
Hidroeléctricas						
Aguamilpa	3 x 320	50	0.253	0.5	59.715	75.122
Agua Prieta	2 x 120	50	0.209	0.5	68.868	85.794
La Amistad	2 x 33	50	0.286	0.5	47.973	59.196
Bacurato	2 x 46	50	0.331	0.5	41.451	51.148
Caracol	3 x 198	50	0.288	0.5	56.367	72.050
Comedero	2 x 55	50	0.312	0.5	43.975	54.263
Chicoasén	5 x 300	50	0.425	0.5	35.577	44.817
Pefitas	4 x 105	50	0.520	0.5	29.952	37.944
Zimapán	2 x 140	50	0.527	0.5	28.108	35.238

⁸ Se refiere exclusivamente a la Central.

CUADRO 6.4

COSTO NIVELADO DE INVERSION
(\$/kWh neto generado)

(precios medios de 1992)

Central	Potencia (MW)	Tasa 10%		Tasa 12%	
		(\$/kWh)	Indice	(\$/kWh)	Indice
Térmica Convencional	2 x 350	48.19	100	58.59	100
	2 x 160	58.16	121	70.60	120
	2 x 84	67.86	141	82.26	140
	2 x 37.5	80.66	167	97.17	166
Turbogás gas	1 x 30	137.39	285	155.82	266
Turbogás diesel	1 x 30	141.32	293	160.28	274
C. Combinado gas	1 x 250	48.91	101	58.63	100
C. Combinado diesel	1 x 250	49.41	103	59.23	101
Diesel	2 x 32.5	111.56	232	129.13	220
Carboeléctrica	2 x 350	75.94	158	93.30	159
C. dual s/desulfurador	2 x 350	79.73	165	97.95	167
C. dual c/desulfurador	2 x 350	96.75	201	118.23	202
Nuclear media EUA	2 x 1000	259.54	539	338.05	577
Nuclear EUA mejorada	2 x 1000	129.88	270	161.61	276
Nuclear media Francia	2 x 1000	106.33	221	132.31	226
Geotermoeléctrica ⁹					
Cerro Prieto	1 x 20	92.10	191	105.98	181
Los Azufres	1 x 20	92.10	191	105.98	181
Hidroeléctricas					
Aguamilpa	3 x 320	182.67	379	229.80	392
Agua Prieta	2 x 120	243.52	505	303.37	518
La Amistad	2 x 33	109.67	228	135.32	231
Bacurato	2 x 46	135.21	281	166.84	285
Caracol	3 x 198	215.49	447	275.45	470
Comedero	2 x 55	118.16	245	145.80	249
Chicoasén	5 x 300	136.05	282	171.38	293
Peñitas	4 x 105	144.73	300	183.35	313
Zimapán	2 x 140	190.85	396	239.27	408

⁹ Se refiere exclusivamente a la Central.

CAPITULO VII

COSTOS DE LOS COMBUSTIBLES

La decisión de construir una central generadora compromete recursos durante la vida útil de la instalación. Esto significa que para lograr una selección adecuada de proyectos se debe considerar el flujo monetario que implica cada tecnología, desde el inicio de su construcción hasta que se le retira. Durante el período de operación uno de los componentes más importantes del flujo es el costo por concepto de combustible.

El costo de los energéticos a lo largo de un período tan grande, aún medido en moneda constante, es variable; esto se debe a diversas causas, entre las que destacan:

- a) Los recursos energéticos son finitos, y en la medida que se utilizan su precio aumenta, si las demás condiciones permanecen constantes.
- b) Los energéticos se comercializan en mercados parcialmente competitivos y son, a menudo, sustitutivos. Las reducciones en la demanda del energético desplazado inducen disminuciones en su precio.
- c) Al explotar un recurso de manera racional, primero se extraen las reservas de costo mínimo y posteriormente las de mayor costo, esto repercute en incrementos del costo en el futuro.
- d) Los avances tecnológicos tienden a disminuir el costo de explotación y procesamiento de los recursos.
- e) Los efectos ambientales tienen cada vez un mayor peso, esto trae consigo una tendencia a la sustitución de combustibles "sucios" por "limpios" y a la instalación de aditamentos para "limpiar" las emisiones. En ambos casos se tienen aumentos de costos, ya sea de los energéticos o de las instalaciones para su tratamiento.
- f) Existen factores coyunturales que alteran el comportamiento de los mercados energéticos; así, por ejemplo, un conflicto en el Golfo Pérsico, o un invierno riguroso en los países nórdicos puede, en el corto plazo, alterar el precio del petróleo.

Para comparar adecuadamente las tecnologías de generación, se deben incluir las expectativas de evolución de los precios de los combustibles, distinguiéndose los cambios estructurales de los coyunturales. En este trabajo se incorporan dichos elementos mediante el uso de escenarios de evolución de los precios de los energéticos. El escenario básico se muestra en el cuadro 7.1 y en el capítulo 9 se analizarán las variaciones en el escenario de evaluación de los precios de los combustibles.

Para evaluar el impacto del escenario de evolución de los precios de los energéticos, se emplea también el enfoque de costo nivelado.

El costo del combustible refleja el valor imputado a los recursos energéticos necesarios para obtener, por medio de las diversas tecnologías, un kWh neto generado. En el cálculo de estos costos se utilizan precios externos de referencia, corregidos con el escenario de evolución de los mismos.

PRECIOS EXTERNOS DE REFERENCIA

El precio externo de referencia es una aproximación al precio de cuenta¹ de los combustibles. Su uso elimina algunas distorsiones de los precios internos de los energéticos en México y hace posible comparar los costos económicos de los distintos medios de generación. Para convertir a pesos los precios cotizados en divisas se emplea la paridad para solventar obligaciones en moneda extranjera en la República Mexicana.

Esta sección presenta un resumen de los precios que se asignaron al combustóleo, gas natural, diesel, carbón geotérmico, uranio y agua. El costo de generación por concepto de combustible es un costo nivelado que depende del escenario medio de evolución de los precios de los combustibles, excepto en las centrales hidroeléctricas y geotérmicas.

¹ Precio de cuenta.- Es el valor de consumo de un bien o servicio, una vez eliminadas las distorsiones de la economía (subsidios, aranceles, etc.)

CUADRO 7.1

**ESCENARIO MEDIO DE EVOLUCION DEL PRECIO EXTERNO
DE REFERENCIA DE LOS COMBUSTIBLES**

(Dólares de 1992)

Año	Combustóleo (barril)	Gas (1000 ft ³)	Diesel (barril)	Carbón (T métrica)			Nuclear (mill/kWh)
				Nacional	Importado		
					0.5% Azufre	2% Azufre	
1992	15.72	2.11	27.08	31.22	34.36	31.33	12.22
1993	18.57	2.24	29.72	31.69	34.90	31.81	12.28
1994	20.23	2.36	32.26	32.20	35.47	32.33	12.34
1995	21.24	2.47	32.80	32.72	36.07	32.87	12.40
1996	21.99	2.63	33.49	33.37	36.80	33.53	12.47
1997	22.76	2.80	34.20	34.03	37.55	34.20	12.53
1998	23.57	2.98	34.92	34.70	38.32	34.89	12.59
1999	24.40	3.17	35.66	35.39	39.10	35.59	12.65
2000	25.26	3.37	36.41	36.09	39.89	36.30	12.72
2001	26.14	3.52	37.53	36.61	40.48	36.83	12.78
2002	27.06	3.68	38.68	37.14	41.08	37.36	12.84
2003	28.00	3.85	39.86	37.68	41.69	37.91	12.91
2004	28.98	4.03	41.08	38.22	42.31	38.46	12.97
2005	29.99	4.21	42.34	38.77	42.94	39.02	13.04
2006	30.63	4.35	43.11	39.36	43.60	39.61	13.10
2007	31.29	4.50	43.90	39.96	44.28	40.20	13.17
2008	31.96	4.66	44.70	40.57	4.97	40.81	13.24
2009	32.64	4.82	45.51	41.19	45.67	41.42	13.30
2010	33.34	4.98	46.34	41.82	46.39	42.04	13.37
2011	33.98	5.10	47.23	42.59	47.27	42.84	13.43
2012	34.63	5.22	48.13	43.38	48.16	43.65	13.50
2013	35.29	5.34	49.05	44.19	49.08	44.48	13.57
2014	35.96	5.46	49.99	45.01	50.01	45.33	13.64
2015	36.65	5.59	50.95	45.85	50.96	46.19	13.71
2016	37.05	5.67	51.51	46.34	51.52	46.69	13.77
2017	37.46	5.76	52.08	46.84	52.09	47.21	13.84
2018	37.88	5.84	52.65	47.35	52.66	47.72	13.91
2019	38.30	5.93	53.23	47.86	53.24	48.25	13.98
2020	38.72	6.02	53.82	48.37	53.83	48.78	14.05
2021	39.15	6.11	54.41	48.89	54.42	49.31	14.12

En el caso de vapor geotérmico se tiene también un costo nivelado, pero depende del programa de reemplazo de pozos e instalaciones asociadas. Al vapor geotérmico se le imputan los costos de desarrollo, extracción, conducción, así como la operación y mantenimiento del campo geotérmico. Por su parte para las hidroeléctricas se considera como costo del energético el pago de derechos por el agua turbinada.

EQUIVALENCIAS

La relación entre la energía térmica consumida y la energía eléctrica generada es:

$$\text{energía eléctrica} = \eta \bullet \text{energía térmica}$$

donde " η " es la eficiencia de conversión

Para transformar unidades térmicas se emplearon las relaciones de equivalencia que aparecen en el Apéndice B.

Los datos que se muestran en el cuadro 7.2 son los poderes caloríficos con los que se calculan los costos por concepto de combustible.

En el cuadro 7.3 se presentan los valores de las eficiencias de conversión bruta y neta de los distintos medios de generación. Estos valores han cambiado a partir de 1990, ya que se contó con mejores estimaciones basadas en la experiencia internacional y en la información disponible de las centrales en operación de la C.F.E.

El resumen de costos por kWh neto generado por concepto de combustible para las diferentes tecnologías de generación, se consigna en el cuadro 7.4 que contiene tanto el valor asociado al costo nivelado como el valor actual.

CUADRO 7.2

PODERES CALORIFICOS DE LOS COMBUSTIBLES

Combustible	Unidad	kcal	kWh	BTU
Combustóleo ²	Lt	10,035.31	11.67	39,840
	Gal	37,987.71	44.17	150,811.23
	BBL	1,595,484.00	1,855.21	6,334,071.48
Gas natural doméstico ²	m ³	9,697.35	11.28	38,498.50
	ft ³	274.60	0.32	1,090.16
Gas natural de importación ³	m ³	9,149.98	10.64	36,325.42
	ft ³	259.10	0.30	1,028.63
Diesel núm. 2 ²	Lt	9,243.24	10.75	36,695.67
	Gal	34,989.41	40.69	138,907.96
	BBL	1,469,555.20	1,708.79	5,834,134.14
Carbón MICARE ²	kg	4,575.00	5.32	18,162.75
	lb	2,075.21	2.41	8,238.57
Carbón de importación ⁴	kg	5,788.43	6.73	22,980.07
	lb	2,864.91	3.33	11,373.68
Uranio 235 ⁵	mg	23,307.00	27.10	92,528.79
U3O4 ⁵	gr	138,897.78	161.51	551,424.18

² Combustibles Mexicanos. (Fuente: Balance de Energía 1990. SEMIP).

³ Corresponde al "Natural Gas to Electric Utilities" en EUA (Fuente: DOE/EIA; Annual Energy Review, Mayo 1991).

⁴ El carbón de referencia corresponde al "All Coal CIF Electric Utility Power Plant" de EUA.

⁵ Loftness, Robert I., D.Sc., "Energy Handbook, Van Nostrand Reinhold Company, New York

CUADRO 7.3
EFICIENCIA DE CONVERSION

Central	Potencia (MW)	Eficiencia		Régimen Térmico Neto kcal/kWhe	Consumo Específico Neto	
		Bruta (%)	Neta (%)		Unidad/ kWh	Unidad
Térmica Convencional	2 x 350	36.96	34.63	2,483.4	0.2475	(lts)
	2 x 160	33.89	31.75	2,708.7	0.2699	(lts)
	2 x 84	31.88	29.87	2,879.1	0.2869	(lts)
	2 x 37.5	29.38	27.53	3,123.9	0.3113	(lts)
Turbogás gas	1 x 30	23.62	23.41	3,673.6	0.3788	(m ³)
Turbogás diesel	1 x 30	23.06	22.85	3,763.7	0.4072	(lts)
C. Combinado gas	1 x 250	45.46	44.10	1,950.1	0.2011	(m ³)
C. Combinado diesel	1 x 250	46.42	45.03	1,909.8	0.2066	(lts)
Diesel	2 x 32.5	45.70	43.32	1,965.2	0.2148	(lts)
Carboeléctrica	2 x 350	36.35	33.59	2,560.3	0.5596	(kg)
C. dual s/desulfurador	2 x 350	36.96	34.15	2,518.3	0.4351	(kg)
C. dual c/desulfurador	2 x 350	36.96	32.52	2,644.5	0.4569	(kg)
Nuclear media EUA ⁶	2 x 1000	34.05	32.52	2,644.5	0.1135	(mg)

⁶ Para los tres tipos de centrales en estudio.

CUADRO 7.4

COSTO DE GENERACION POR CONCEPTO DE COMBUSTIBLE

Tasa de Descuento del 10%

(precios medios de 1992)

Central	Potencia (MW)	Costo nivelado del combustible	
		\$/kWh	Indice
Térmica Convencional	2 x 350	120.43	100
	2 x 160	131.35	109
	2 x 84	139.62	116
	2 x 37.5	151.49	126
Turbogás gas	1 x 30	120.37	100
Turbogás diesel	1 x 30	271.50	225
C. Combinado gas	1 x 250	71.50	59
C. Combinado diesel	1 x 250	146.17	121
Diesel	2 x 32.5	95.04	79
Carboeléctrica	2 x 350	62.55	52
C. dual s/desulfurador	2 x 350	53.74	45
C. dual c/desulfurador	2 x 350	51.34	43
Nuclear media EUA	2 x 1000	39.50	33
Nuclear EUA mejorada	2 x 1000	39.50	33
Nuclear media Francia	2 x 1000	39.50	33
Geotermoeléctrica ⁷			
Cerro Prieto	1 x 20	67.81	56
Los Azufres	1 x 20	75.94	63
Hidroeléctricas ⁸			
Aguamilpa	3 x 320	6.25	5
Agua Prieta	2 x 120	18.25	15
La Amistad	2 x 33	12.75	11
Bacurato	2 x 46	12.75	11
Caracol	3 x 198	6.25	5
Comedero	2 x 55	12.75	11
Chicoasén	5 x 300	6.25	5
Pefitas	4 x 105	6.25	5
Zimapán	2 x 140	9.25	8

⁷ Se refiere al costo del vapor geotérmico.

⁸ El costo del combustible corresponde al del uso del agua.

COSTOS DE LOS COMBUSTIBLES.

Los costos de los diferentes combustibles se dan en términos de las unidades de volumen o de peso que los caracterizan. El cuadro 7.5 contiene la información sobre los precios domésticos y de referencia de los combustibles. En el mismo cuadro se presenta el costo por megacaloría.

CUADRO 7.5
CARACTERISTICAS Y PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES
(precios medios de 1992)

Combustible	Unidad	Poder calorífico (kcal/U)	Precio doméstico		Precio externo de referencia		
			(pesos/U)	(pesos/Mcal)	(pesos/U)	(dólar/U)	(pesos/Mcal)
Combustóleo	barril	1,595,484	28,809.2	18.06	48,749.3	15.72	30.55
Gas	1000 ft ³	274,600	5,551.0	20.21	6,543.3	2.11	23.83
Diesel	barril	1,469,555	98,242.8	66.85	83,977.8	27.06	57.15
Carbón nacional	T métrica	4,575,000	96,803.9	21.16	96,803.9	31.22	21.16
Carbón importado (0.5% de Azufre)	T métrica	5,788,431	NA	NA	106,551.9	34.36	18.41
Carbón importado (2% de Azufre)	T métrica	5,788,431	NA	NA	97,151.3	31.33	16.78
Combustible nuclear	kWh neto	2,645	NA	NA	37.9	0.01222	14.33
Geotermoeléctrica							
Cerro Prieto 1 x 20 MW	kWh neto	860	67.8	78.85	67.8	0.02076	78.85
Los Azufres 1 x 20 MW	kWh neto	860	75.9	88.30	75.9	0.02325	88.30
Mezcla ⁹	barril	1,587,928	32,975.2	20.77	50,858.0	16.40	32.03

⁹ Es una mezcla de 94% de combustóleo y 6% de diesel.

Costo del Combustóleo.

El precio de referencia utilizado corresponde al precio de venta promedio, para centrales eléctricas, en Estados Unidos.

Costo del Gas.

El precio de referencia de este combustible se obtiene a partir del precio de venta promedio para centrales eléctricas en EUA.

Costo del Diesel.

El precio del diesel corresponde al precio de venta promedio para industriales en EUA.

Costo del Carbón.

En este trabajo se distinguen tres tipos de carbones, el doméstico que se emplea en las centrales carboeléctricas y el importado, con dos contenidos de azufre, que es el combustible consumido por las centrales carboeléctricas duales. El precio del carbón doméstico corresponde al que entrega MICARE¹⁰ a C.F.E. en la zona de Río Escondido (93,030.00 \$/Ton), a este costo se añade el costo por manejo de cenizas (9,923.20 \$/Ton). En tanto que el costo de carbón importado se refiere al precio promedio que pagan las empresas eléctricas en EUA, para contenidos de azufre de 0.5 % y 2 % y un costo por manejo de cenizas suponiendo un contenido promedio del 10 %.

Costo del Combustible Nuclear.

El precio de referencia del combustible nuclear toma en cuenta el ciclo completo del mismo, es decir, desde la compra del uranio (U_{235}) hasta el manejo y almacenamiento definitivo de los desechos radioactivos. En este estudio se considera un ciclo de combustible para un reactor del tipo LWR de capacidad cercana a 1000 MW. El ciclo tiene una duración de varios años, lo que da lugar a un costo nivelado por este concepto.

Costo del Vapor Geotérmico.

El costo del vapor geotérmico considera un cargo inicial que comprende las instalaciones superficiales en el campo, exploración y perforación de pozos productores e inyectores necesarios para iniciar la operación comercial. Además, durante la vida de la central, se generan costos

¹⁰ MICARE : Minera Carbonífera Río Escondido

debidos tanto a los reemplazos de pozos e instalaciones superficiales, como a la operación y mantenimiento del campo geotérmico.

El costo inicial y el de los reemplazos de pozos, en su caso, se convierten en un costo nivelado que, sumado al costo unitario de operación y mantenimiento del campo, da lugar al costo total por kWh del vapor geotérmico que aparece en el cuadro 7.6, y que se utiliza como precio de referencia.

CUADRO 7.6

**COSTO DE SUMINISTRO DE VAPOR A CENTRALES
GEOTERMoeLECTRICAS
(\$/kWh neto, con tasa de descuento anual del 10 %)**

Concepto	Cerro Prieto (1 x 20 MW)	Los Azufres (1 x 20 MW)
Exploración, instalaciones superficiales de campo y perforación de pozos productores e inyectores	41.53	46.90
Reemplazos de pozos e instalaciones superficiales	16.90	17.32
Operación y Mantenimiento	9.37	11.73
Total	67.81	75.94

Los programas de inversión inicial y los costos totales del vapor geotérmico para los dos tipos de centrales geotermoeléctricas estudiadas, se presentan en el cuadro 7.7. Se suponen productividades de 8 MW/pozo para Cerro Prieto y de 7 MW/pozo para los Azufres. En todos los casos se considera un respaldo de producción de vapor del 25 %.

En el cuadro 7.8 se muestra una estimación del costo de reemplazo de pozos e instalaciones superficiales.

El costo de operación y mantenimiento de Cerro Prieto y los Azufres se obtiene a partir de la información de estos campos, tomando como parámetro el número de pozos atendidos.

Costo del Agua.

Para las centrales hidroeléctricas el costo de combustibles considera la cuota por derechos del agua turbinada que establece la Ley Federal de Derechos. Esta cuota depende de la disponibilidad en donde se localiza la central. Los datos se presentan en el cuadro 7.9 .

PRECIOS INTERNOS DE LOS COMBUSTIBLES

Para efectos de comparación, en el cuadro 7.10 se presentan los costos considerando los precios domésticos actuales de los combustibles. No incluye un escenario de evolución de sus precios. Finalmente, en el cuadro 7.11 se muestran a los costos de transporte por ferrocarril del combustóleo, desde algunos centros de distribución de PEMEX hasta las centrales generadoras.

CUADRO 7.7
PERFIL DE INVERSION PARA CAMPOS GEOTERMICOS
(%)

Años de construcción	Tipo de central	
	Cerro Prieto (1 x 20 MW)	Los Azufres (1 x 20 MW)
-5	19.16	17.58
-4	19.16	17.58
-3	19.16	17.58
-2	40.42	45.42
-1	2.10	1.84
Costo directo (\$ / kW)	1,573,300	1,780,564
Costo Nivelado (\$ / kWh)¹¹		
	Tasa: 10 %	41.53
	12 %	49.47
		55.50

¹¹ Incluye costos indirectos

CUADRO 7.8

REEMPLAZO DE POZOS E INSTALACIONES
SUPERFICIALES EN CAMPOS GEOTERMICOS

(millones de pesos de 1992)

Años de operación	Tipo de central		
	Cerro Prieto (1 x 20 MW)	Los Azufres (1 x 20 MW)	
1	6,194	6,424	
2	6,194	6,424	
3	6,194	6,424	
4	6,194	6,424	
5	6,194	6,424	
6	6,194	6,424	
7	6,194	6,424	
8	6,194	6,424	
9	6,194	6,424	
10	6,194	6,424	
11	6,194	6,424	
12	6,194	6,424	
13	6,194	6,424	
14	6,194	6,424	
15	6,194	6,424	
16	6,194	6,424	
17	6,194	6,424	
18	6,194	6,424	
19	6,194	6,424	
20	6,194	6,424	
Costo Nivelado (\$ / kWh) ¹²	Tasa: 10 %	16.90	17.32
	12 %	16.70	17.32

¹² Incluye costos indirectos

CUADRO 7.9

CUOTAS POR DERECHO DE USO DE AGUA EN HIDROELECTRICAS

Proyecto	Municipio	Estado	Zona de Disponibilidad	Costo por derechos \$/kWh
Aguamilpas	Tepic y El Nayar	Nayarit	4	6.25
Aguaprieta	Zapopan	Jalisco	1	18.25
La Amistad	Acuña	Tamaulipas	2	12.75
Bacurato	Sinaloa de Leyva	Sinaloa	2	12.75
Caracol	Apaxtla	Guerrero	4	6.25
Comedero	Cosalá	Sinaloa	2	12.75
Chicoasén	Usumacinta	Chiapas	4	6.25
Pefitas	Ostuacán	Chiapas	4	6.25
Zimapán	Zimapán	Hidalgo	3	9.25

CUADRO 7.11

COSTO DE TRANSPORTE DE COMBUSTOLEO POR FERROCARRIL

Origen (centro PEMEX)	Destino (central CFE)	Distancia (km)	Costo ¹⁵ (\$/m ³)
Cadereyta	Chihuahua	900	57,592
	Francisco Villa	800	52,601
	Franke	425	33,887
	La Laguna	425	33,887
	Lerdo	425	35,134
	Río Bravo	325	24,844
	Samalayuca	1,200	72,564
Lerma	Mérida	170	21,161
	Valladolid	325	28,897
Madero	Villa de Reyes	484	51,233
Salamanca	Valle de México	350	30,144
	Villa de Reyes	220	30,434
Tula	Valle de México	100	15,411
Veracruz	Valle de México	375	39,055

¹⁵ El costo del transporte incluye el flete, el arrastre y el 10% de IVA.

CAPITULO VIII

COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO

El costo de operación y mantenimiento del kWh neto generado considera dos componentes, uno fijo y otro variable. Son costos fijos aquellos que se presentan independientemente de la operación de la planta y por tanto no están directamente relacionados con la energía generada; en este renglón se incluyen primordialmente costos relativos al pago de la mano de obra:

- Salarios.
- Prestaciones.
- Seguro Social.

Son costos variables aquellos que guardan una relación directa con la generación de energía eléctrica. En este renglón se consideran:

- Materiales.
- Servicios de terceros.
- Gastos Generales.

El cuadro 8.1 presenta los costos de operación y mantenimiento de las tecnologías consideradas. En el caso de los proyectos geotérmicos, las cifras se refieren exclusivamente a la central ya que los costos inherentes al campo geotérmico se incluyen dentro del costo de combustible.

Debido a que no ha sido posible obtener información actualizada de estos costos en las plantas actualmente en operación, para plantas termoeléctricas, de ciclo combinado y turbogás se usaron datos de EPRI ¹.

¹ EPRI = Electrical Power Research Institute

CUADRO 8.1

COSTO DE OPERACION Y MANTENIMIENTO

Central	Potencia (MW)	Fijo (\$/kW-año)	Variable (\$/kWh)	Total ²	
				(\$/kWh)	Indice
Térmica Convencional	2 x 350	8,991.63	8.46	10.04	100
	2 x 160	15,327.78	13.15	15.84	158
	2 x 84	23,777.30	18.89	23.07	230
	2 x 37.5	41,192.82	29.74	36.98	368
Turbogás gas	1 x 30	3,093.03	30.06	32.88	327
Turbogás diesel	1 x 30	3,083.03	30.06	32.88	327
C. Combinado gas	1 x 250	14,258.99	14.26	17.22	171
C. Combinado diesel	1 x 250	14,644.37	14.64	17.68	176
Diesel	2 x 32.5			13.09	130
Carboeléctrica	2 x 350			35.29	351
C. dual s/desulfurador	2 x 350			35.29	351
C. dual c/desulfurador	2 x 350	115,613.46	21.20	41.50	413
Nuclear media EUA	2 x 1000			26.43	263
Nuclear EUA mejorada	2 x 1000			26.43	263
Nuclear media Francia	2 x 1000			17.09	170
Geotermoeléctrica ³					
Cerro Prieto	1 x 20			16.02	160
Los Azufres	1 x 20			16.02	160
Hidroeléctricas					
Aguamilpa	3 x 320	2,898.93	0.13	1.44	14
Agua Prieta	2 x 120	7,730.49	0.72	4.96	49
La Amistad	2 x 33	28,110.87	1.53	12.81	128
Bacurato	2 x 46	20,166.50	1.37	8.36	83
Caracol	3 x 198	4,685.15	0.36	2.23	22
Comedero	2 x 55	16,866.52	1.26	7.47	74
Chicoasén	5 x 300	3,092.20	0.15	0.98	10
Peñitas	4 x 105	8,834.85	0.82	2.77	28
Zimapán	2 x 140	6,626.13	0.60	2.05	20

² Costo del kWh neto generado.

³ Se refiere exclusivamente a la central.

CENTRALES TERMOELECTRICAS

La función ajustada para el costo fijo, en pesos por año por kW, es:

$$CF = 486,817.83 \times C^{-0.6814}$$

donde:

CF Costo fijo anual en pesos por kW.

C Capacidad de la unidad en MW.

mientras que la función para el costo variable, en pesos por kWh neto generado es:

$$CV = 228.59 \times C^{-0.5627}$$

donde:

CV Costo variable en pesos por kWh neto generado.

C Capacidad de la unidad en MW.

El costo variable estimado mediante esta expresión es válido para factores de planta cercanos a 0.65.

CENTRALES TURBOGAS

Los costos para este tipo de unidades se estimaron a partir de la información de EUA.

CENTRALES DIESEL

Las unidades diesel que operan actualmente en el país son relativamente pequeñas comparadas con las unidades de 32.5 MW que se analizan en este trabajo y que recientemente entraron en operación. La estimación del costo de operación y mantenimiento mostrada en el cuadro 8.1 se obtuvo de ajustar los costos de operación y mantenimiento propuestos por