

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

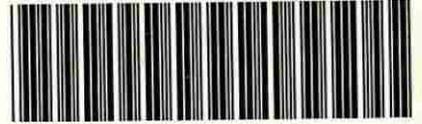
Z5853

.M2

FIME

1994

G83



1020070677



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

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

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEÓN

CON ESPECIALIDAD DE INVESTIGACION DE OPERACIONES

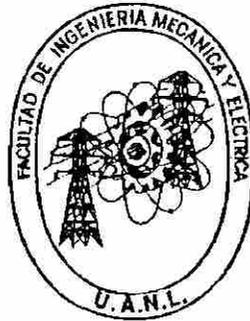
DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

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

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE NUEVO LEÓN

CON ESPECIALIDAD

DIRECCION GENERAL DE BIBLIOTECAS
INVESTIGACION DE OPERACIONES

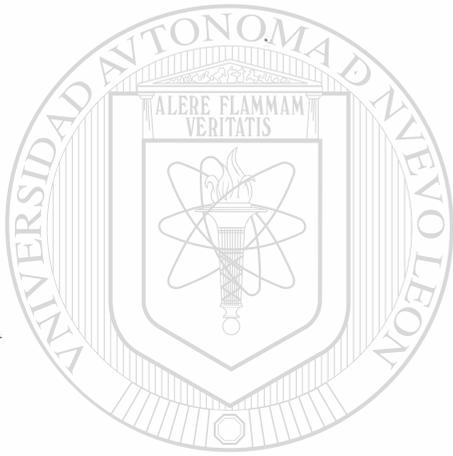
QUE PRESENTA

Ing. Héctor Mario Guerrero Delgado

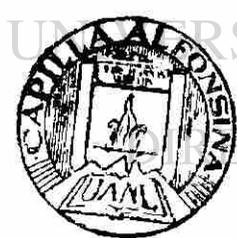
SAN NICOLAS DE LOS GARZA, NUEVO LEON

JUNIO DE 1994

TH
Z5853
.M2
FINE
1994
G83



UANL



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

SECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

®

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

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

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

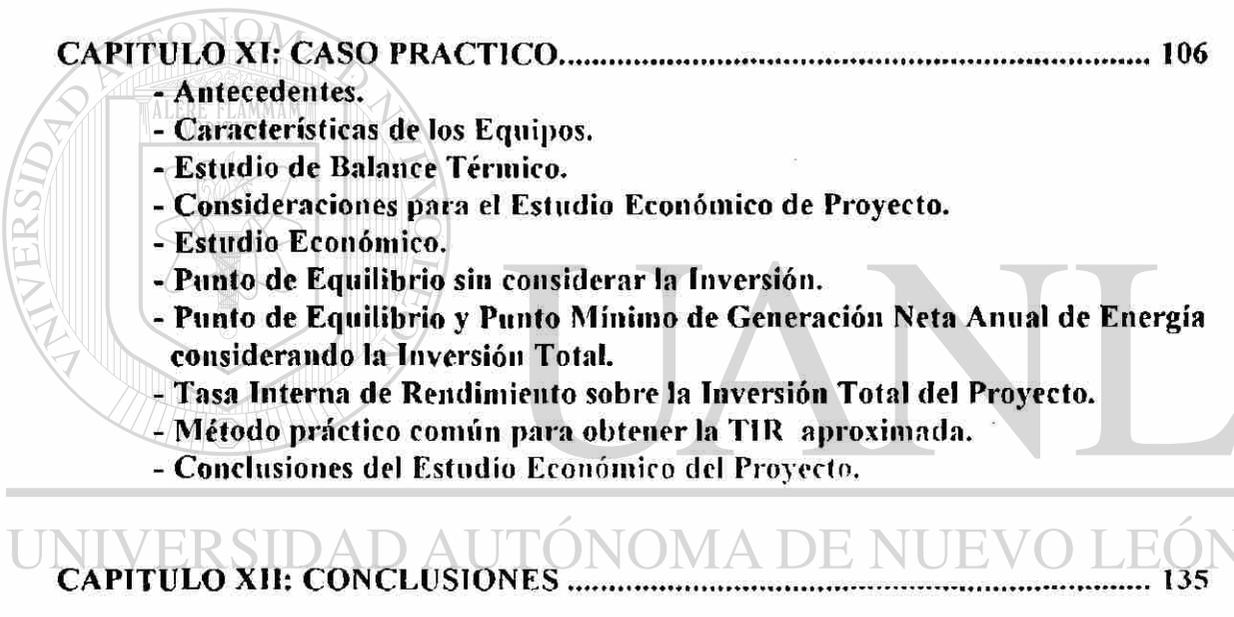
- Antecedentes.
- Características de los Equipos.
- Estudio de Balance Térmico.
- Consideraciones para el Estudio Económico de Proyecto.
- Estudio Económico.
- Punto de Equilibrio sin considerar la Inversión.
- Punto de Equilibrio y Punto Mínimo de Generación Neta Anual de Energía considerando la Inversión 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 utilizo el método científico. Primeramente, se recopilo 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 inicio de 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

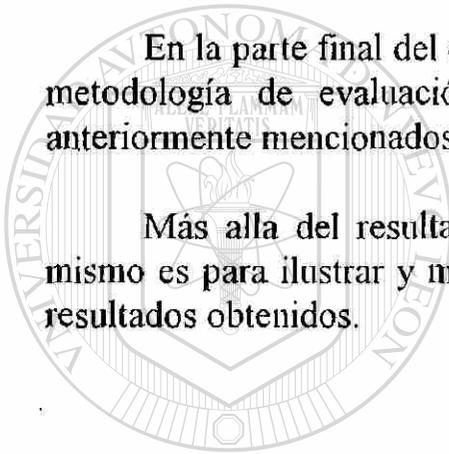
En los costos de operación y mantenimiento se distinguen un componente fijo y otro variable.

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.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

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.

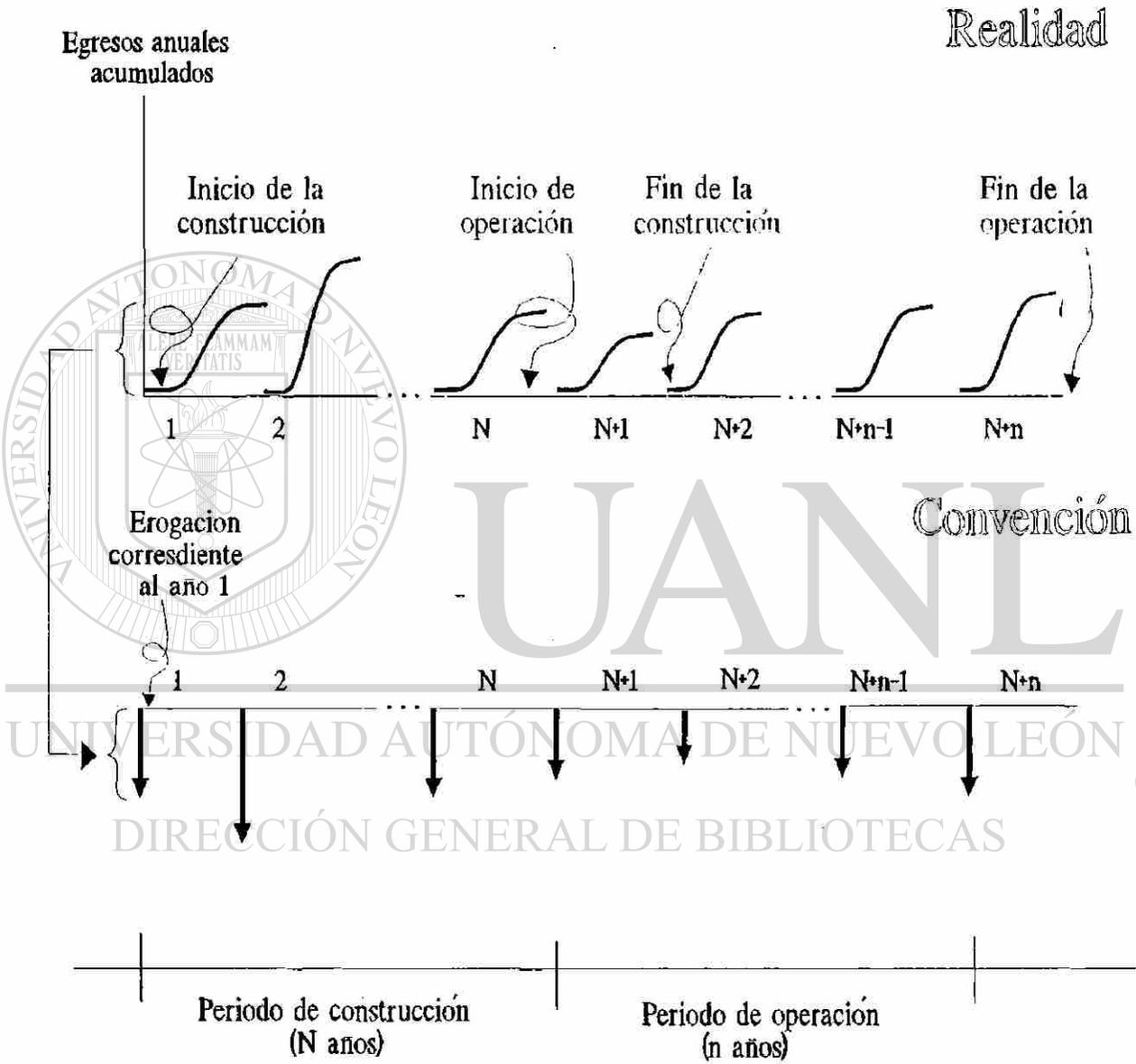
Los costos que se originan durante el período de construcción se denominan costos de inversión y a los generados durante el período de vida económica de la central se les llaman costos de producción, los cuales se subdividen en: costos de combustibles y costos de operación y mantenimiento.

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

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:

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

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.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

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,

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

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:

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

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.

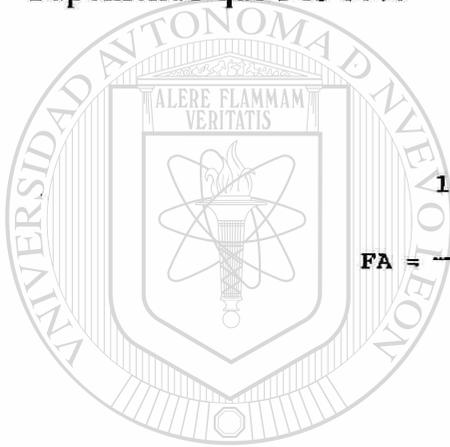
Considérese un horizonte de planificación de 30 años y un escenario que establece que el costo de combustible aumentará en términos reales, a razón del 2% anual durante 10 años y posteriormente a una tasa anual del 3%.

De los datos anteriores:

$$V_j = (1.02)^j \quad \text{si } 0 \leq j \leq 10$$

$$V_j = (1.02)^{10} \times (1.03)^{j-10} \quad \text{si } 11 \leq j \leq 29$$

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 periodo 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:

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

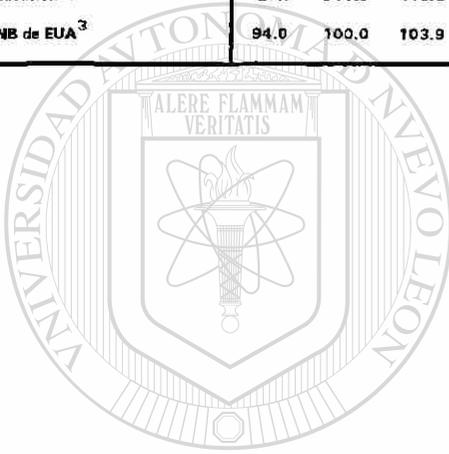
"i" es la tasa de descuento o el valor que se le da al tiempo y es función del costo del dinero, de las preferencias individuales y sociales en el tiempo y de la incertidumbre o riesgo. En general, las tasas de descuento se pueden definir para cualquier período; en este trabajo se emplean períodos anuales.

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	9,340.8	10,687.3	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
Deflector del Producto Interno Bruto ²	126.0	202.8	386.2	614.4	962.9	1,879.5	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	11,869.9	15,082.2	18,572.3	21,580.6
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	9,183.8	11,156.6	12,843.2
Def. PIB (transporte y Comunicaciones) ²	125.7	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



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

¹ Valores estimados

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 periodo 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:

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

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

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

CAPITULO V

DESCRIPCION DE TECNOLOGIAS

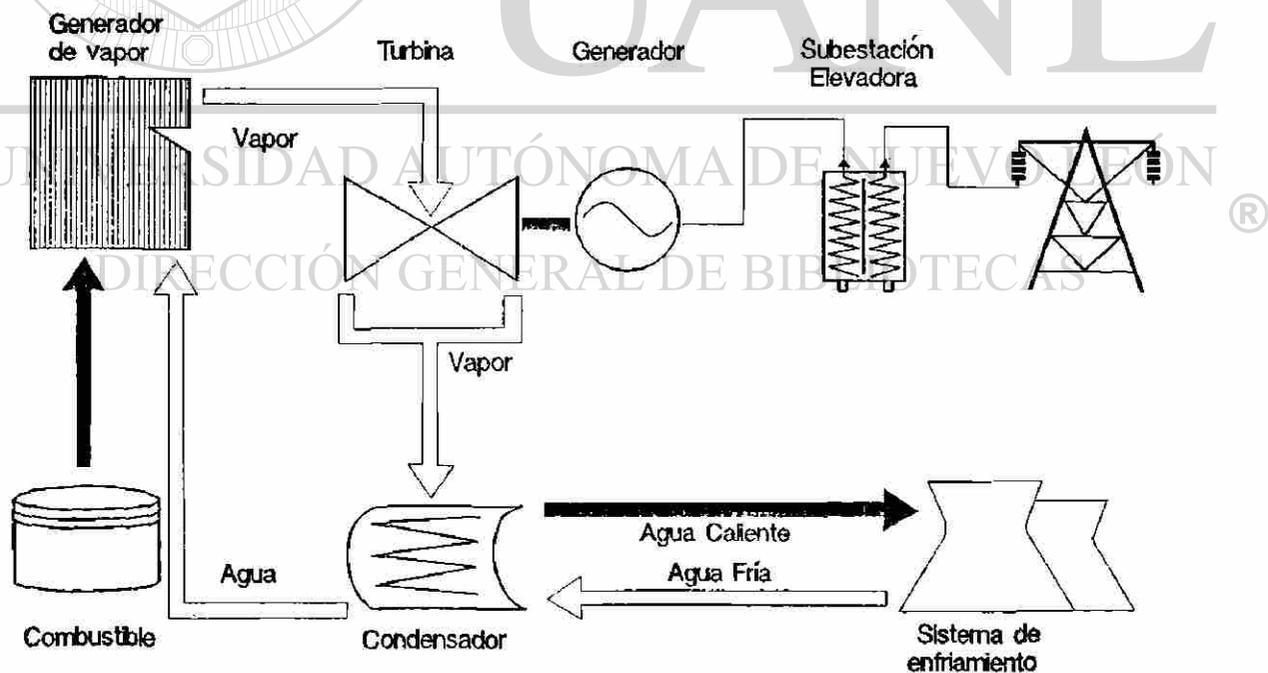
CENTRALES TERMOELECTRICAS CONVENCIONALES

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

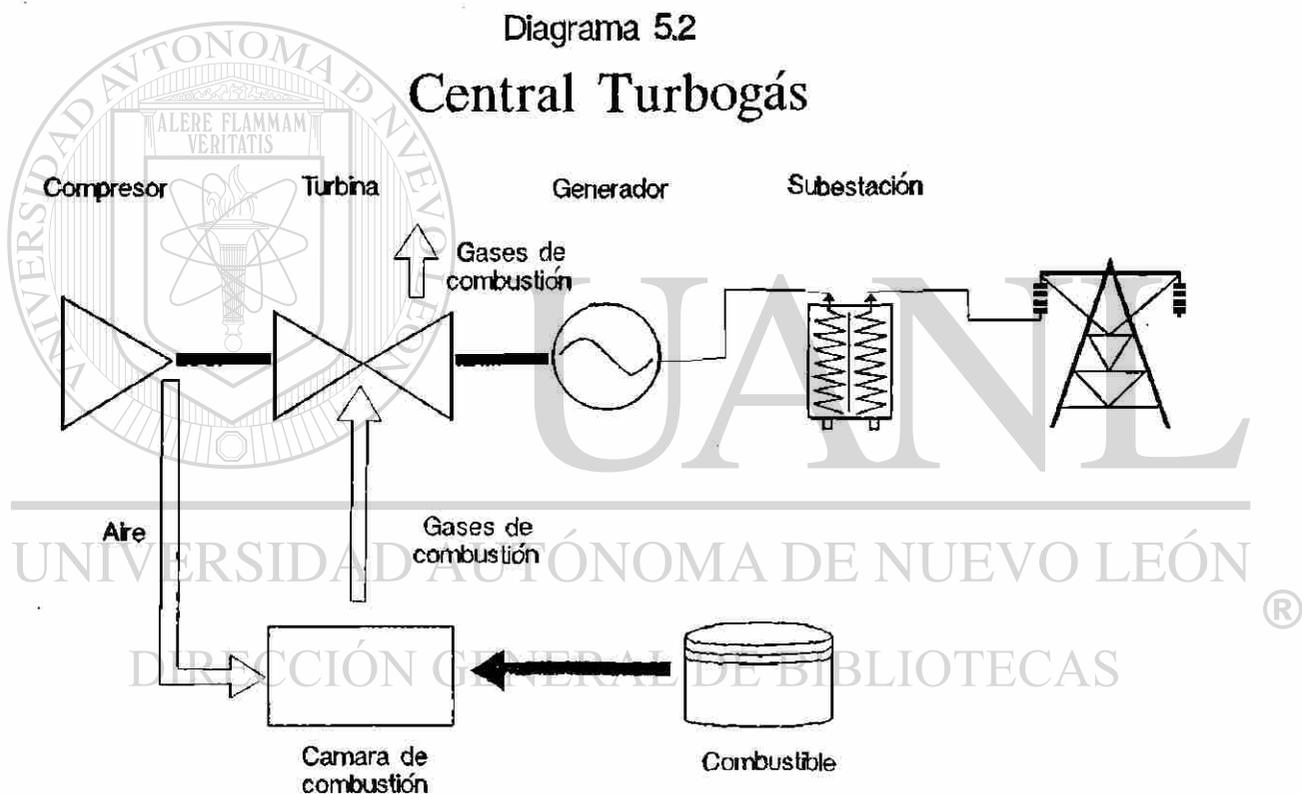
Central Termoelectrica



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.



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

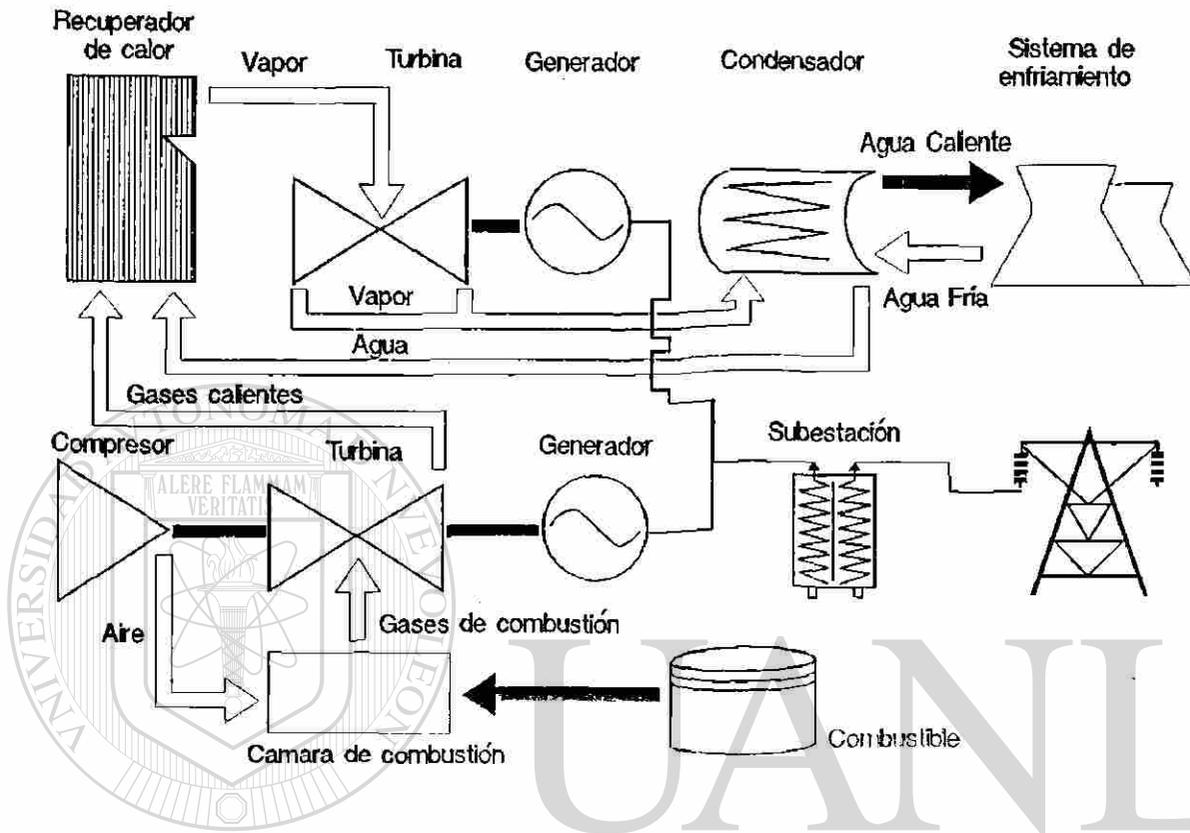
Desde el punto de vista de la operación, el breve tiempo de arranque y la versatilidad para seguir a la demanda hacen a las turbinas de gas ventajosas para satisfacer cargas de pico.

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.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS
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 (%)

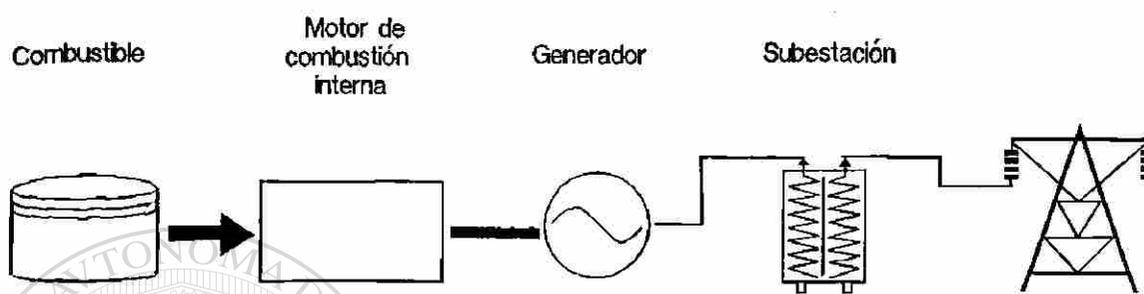
Combustible	Potencia	Eficiencia
Diesel	- 2.0	- 1.0
Combustóleo	- 15.0	- 3.2

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.

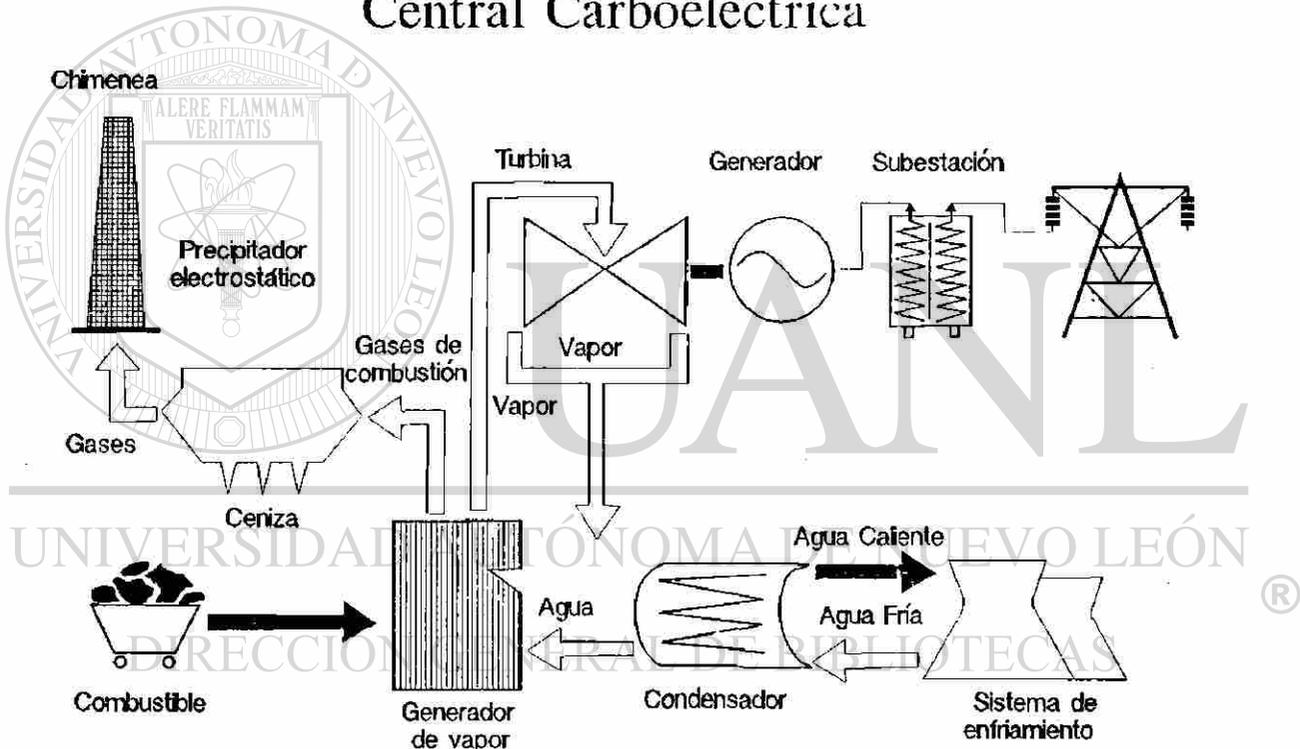
² Los costos de centrales con desulfuradores se presentan en el capítulo 10

- 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

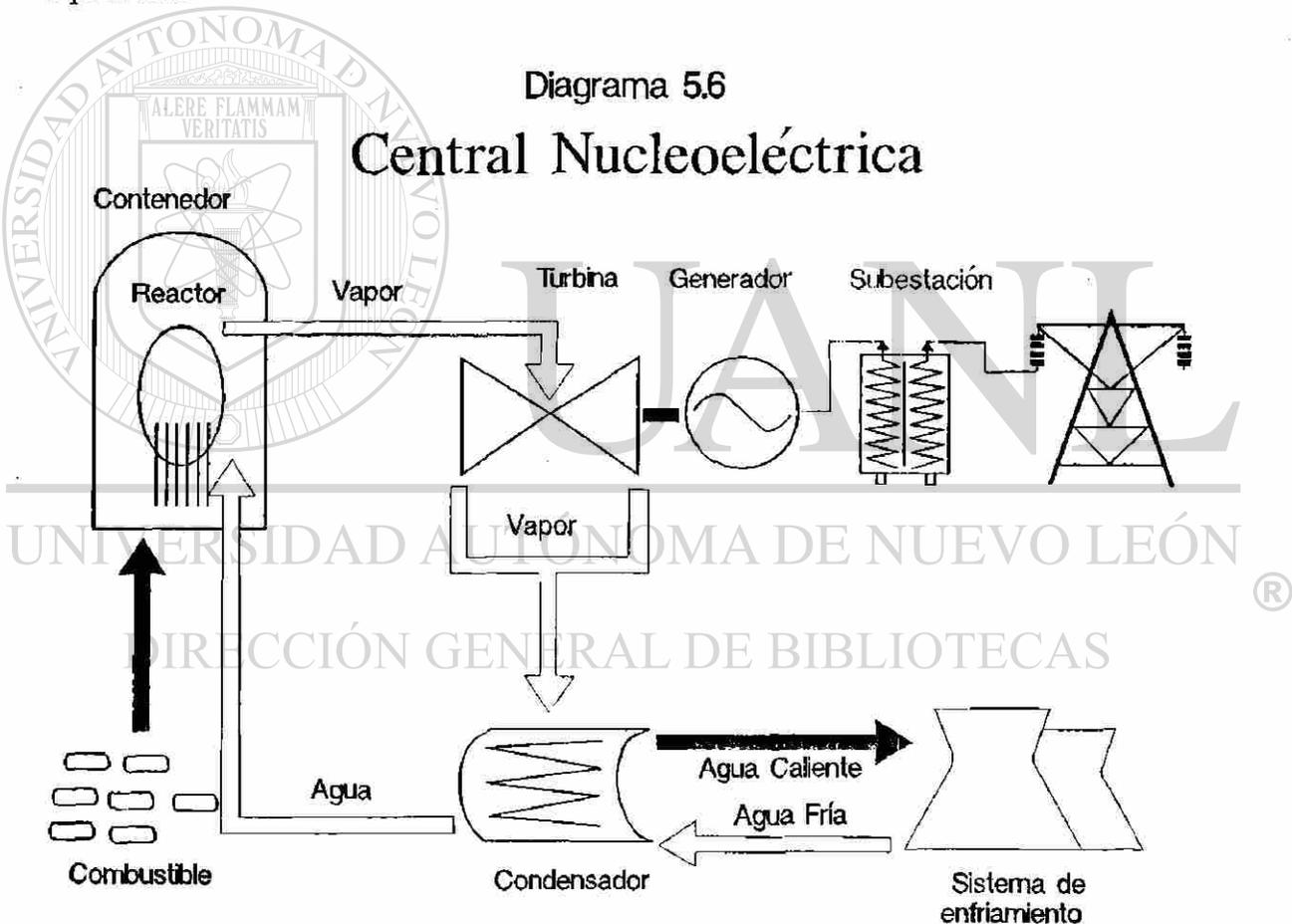


La experiencia inicial de C.F.E. en centrales carboeléctricas proviene de la operación tanto de la pequeña planta de 37.5 MW en Nava, Coahuila durante 13 años, como de las cuatro unidades de 300 MW de la central Río Escondido.

CENTRALES NUCLEOELÉCTRICAS.

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

En el diagrama 5.6 se presenta el ciclo de generación de energía eléctrica de una central nucleoelectrica con reactor de agua ligera, hirviente o a presión.



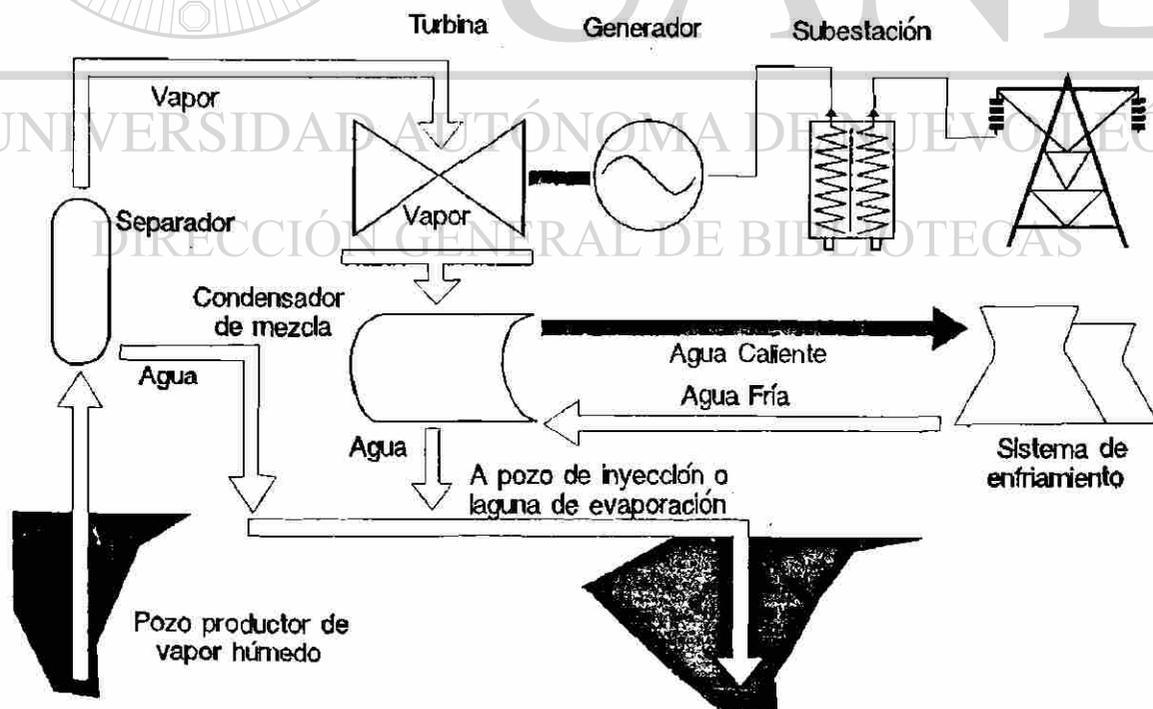
Existen diversos tipos de reactores como resultado de las distintas combinaciones de los elementos comunes: combustibles, moderador y refrigerante; de entre las variantes posibles los más comunes son:

- 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 GEOTERMoeLECTRICAS

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.

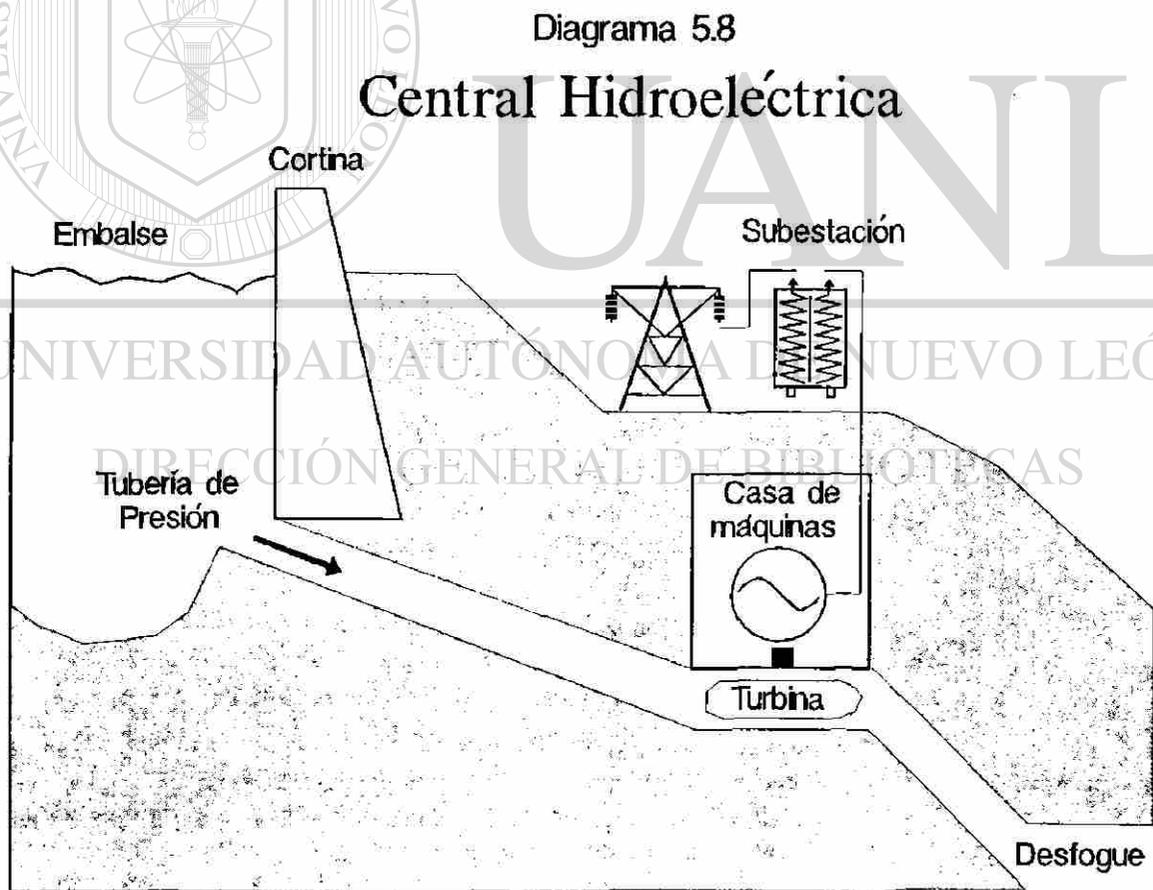
⁴ Estos son los valores máximos medios que no necesariamente corresponden a los que se utilizan para la explotación económica del campo.

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.



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 39
Generación (GWh/año)	5,560	2,131	1,488	1,202	1,912	440	301	297	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	59.0	1,440.0	52.6	130.0	100.0	105.6
Almacenamiento útil (10 ⁶ m ³)	270.0	2,675.0	701.0	660.0	130.0	1.3	1,898.0	1,460.0	3,716.6
Altura de cortisa (m)	382.0	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.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

EFEECTO DE LA CAPACIDAD DE LAS UNIDADES EN EL COSTO DE INVERSION. DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

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	Índice 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.

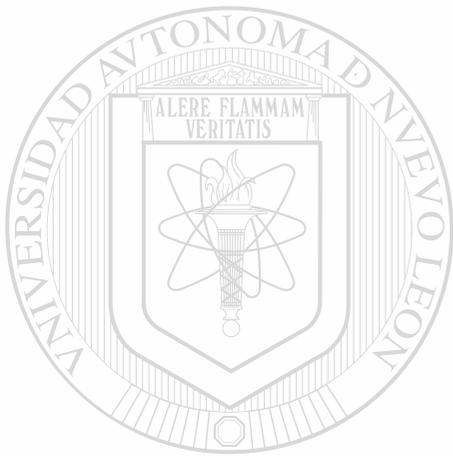
En el caso de los proyectos hidroeléctricos terminados, los perfiles de inversión que se consignan corresponden al desarrollo del proyecto en condiciones típicas, sin restricciones presupuestales de otro tipo.

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) .



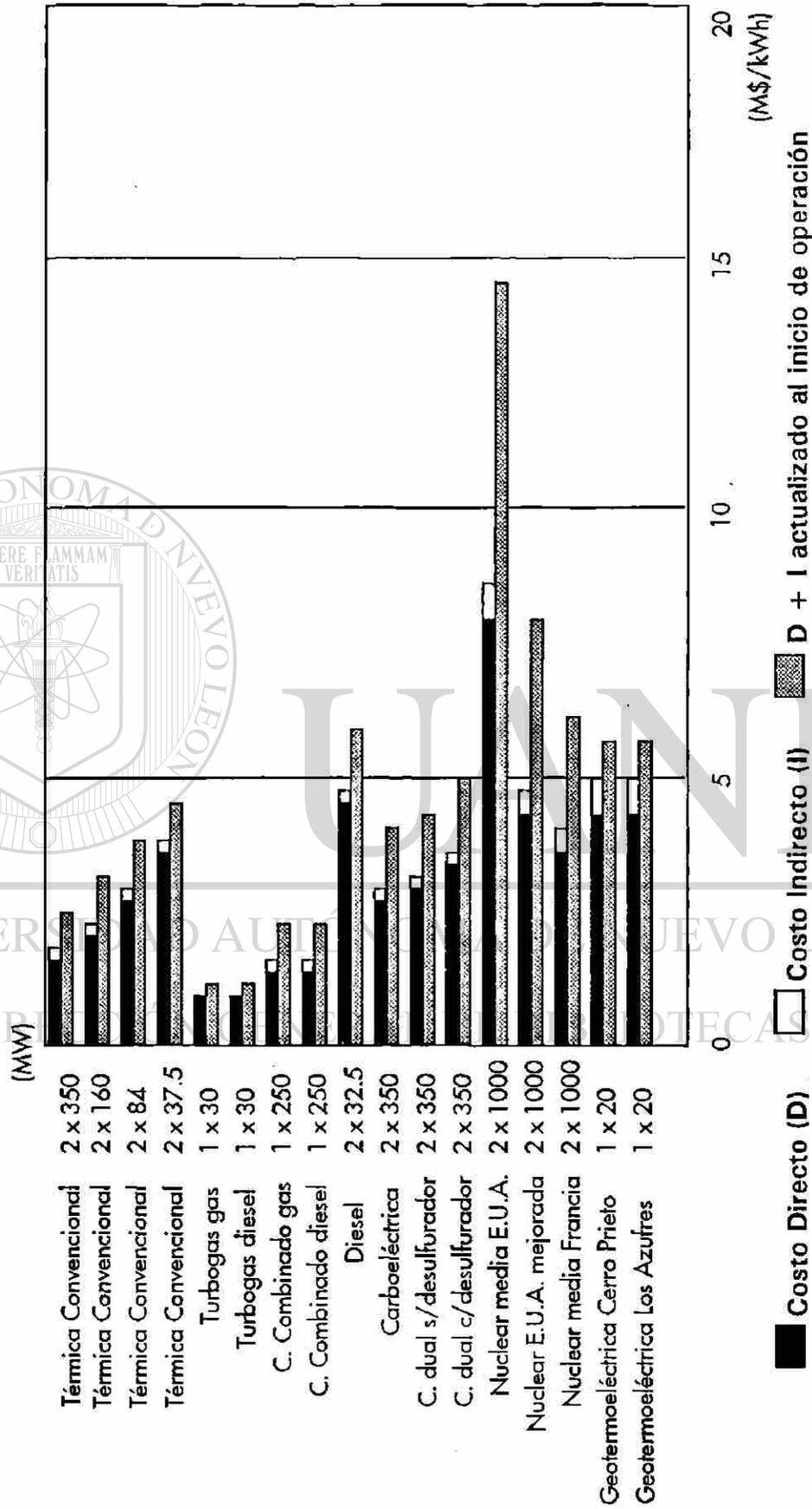
UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

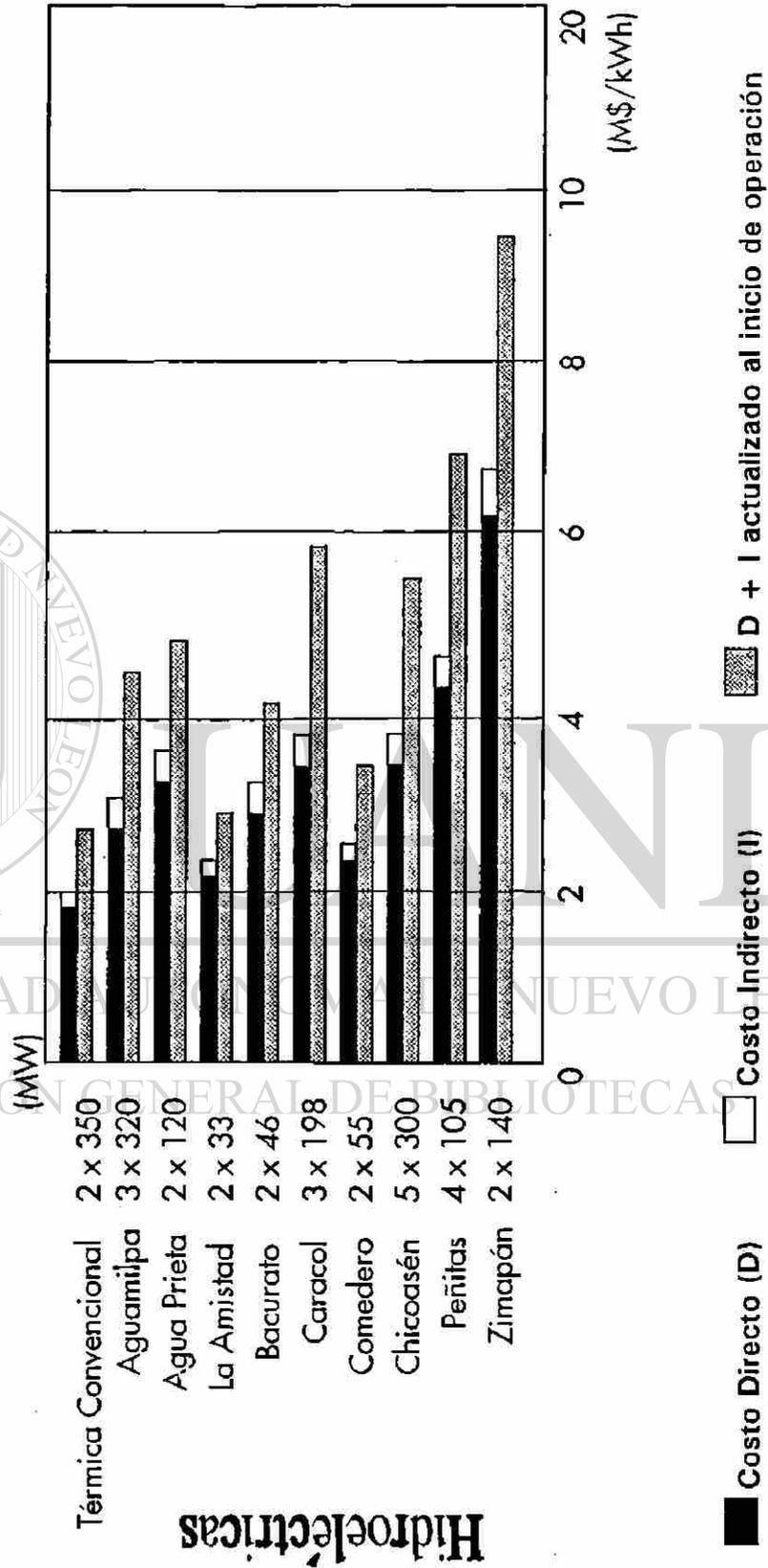
®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

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
Zimapán	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
Geotermoelectrica 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	6.3	1.43623	1.54081
Água 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 $\times 10^{-6}$	
					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	59.198
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	44.97	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:

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

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 L., 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
CARACTERÍSTICAS 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
Chicocásen	Usumacinta	Chiapas	4	6.25
Peñitas	Ostuacán	Chiapas	4	6.25
Zimapán	Zimapán	Hidalgo	3	9.25

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

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	3,083.03	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	8.86	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
Chicásén	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

fabricantes, en sus análisis comparativos de una unidad térmica convencional y una diesel, por lo que no fue posible descomponer el costo total en costo fijo y variable.

CENTRALES CARBOELECTRICAS

Debido a que en México solo hay una central carboeléctrica en operación, para evitar posibles sesgos, los costos de este tipo de centrales se estimaron a partir de la información de EUA, tomando en cuenta su relación con los costos de las centrales térmicas convencionales.

Estas estimaciones corresponden al costo total por este concepto, por lo que su descomposición en fijo y variable no se consigna en el cuadro 8.1.

CENTRALES NUCLEOELECTRICAS

En México se tiene una experiencia muy limitada en operación de centrales nucleoelectricas, por lo que se recurrió a datos de otros países. Para estimar los costos de las centrales media y mejorada de EUA se partió de la información del Departamento de Energía de EUA. Los datos originales se encuentran a precios de 1983 y son aplicables a centrales con reactores de agua ligera que entrarían en operación en 1995. Mientras que para la central francesa se utiliza información proporcionada por Electricite de France. En estas centrales, tampoco es posible distinguir los componentes fijo y variable del costo.

CENTRALES GEOTERMoeLECTRICAS

Las cifras que se consignan en este capítulo se refieren a la central y parten de la experiencia en Cerro Prieto y los Azufres. Los costos asociados al campo geotérmico se incorporan al costo de combustible.

CENTRALES HIDROELECTRICAS

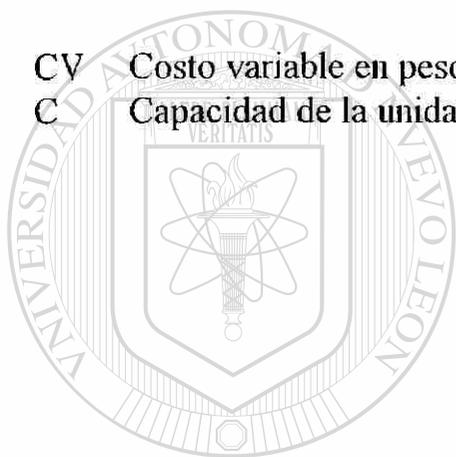
La estimación del costo de operación y mantenimiento de las centrales hidroeléctricas, se basa en datos seleccionados de diferentes centrales de C.F.E.; su monto se estima en 927.66 millones de pesos por unidad por año. Por otra parte, el costo variable, en pesos por kWh neto generado, está dado por:

$$CV = 2.04 \times e^{-0.0087 C}$$

donde:

CV Costo variable en pesos por kWh neto generado.

C Capacidad de la unidad en MW.



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

CAPITULO IX

SENSIBILIDAD

En este capítulo se estudia la sensibilidad del costo total del kWh neto generado a variaciones en los parámetros básicos.

Los parámetros analizados son: el costo unitario de la inversión, el factor de planta, el costo del combustible, la duración de la vida económica, el período de construcción y la tasa de descuento (ver cuadro 9.1). Para el vapor geotérmico se analizan: la productividad, el costo de perforación, el costo de reemplazo de pozos e instalaciones superficiales, así como la tasa de descuento (ver cuadro 9.2). Los límites de los intervalos de variación se comentan en el cuadro 9.3.

El análisis realizado en este capítulo supone fijos todos los parámetros, excepto aquel cuyas variaciones se evalúan. Por ello no es válido emplear los resultados obtenidos en esta sección para estudiar la variación de dos o más parámetros en forma simultánea. Para evaluar el efecto simultáneo de cambios en dos o más parámetros, es necesario calcular directamente la función de costo que se define en el siguiente apartado.

CUADRO 9.2

**IMPACTO DEL COSTO DEL kWh NETO GENERADO EN CENTRALES
GEOTERMoeLECTRICAS DEBIDO A CAMBIOS EN LOS PRINCIPALES
PARAMETROS QUE INCIDEN EN EL COSTO DEL VAPOR**

(%)

Central	Productividad de pozos		Costo de perforación		Reemplazos		Tasa de descuento
	- 30 %	+ 30 %	- 30 %	+ 30 %	- 30 %	+ 30 %	12 %
Cerro Prieto 1 x 20 MW	13.50	- 36.01	- 40.02	23.36	- 8.30	5.37	11.78
Los Azúfres 1 x 20 MW	12.61	- 32.68	- 38.47	21.49	- 7.67	5.00	11.72

CUADRO 9.1

IMPACTO EN EL COSTO DEL kWh NETO GENERADO DEBIDO A CAMBIOS EN
LOS PARAMETROS DE REFERENCIA
(%)

Central	Potencia (MW)	Inversión		Factor de planta		Costo de Combustible		Vida económica		Calendario de inversión		Tasa de descuento
		-30%	30%	-30%	¹	2	3	-30%	30%	-1	⁴	12%
Térmica Convencional	2 x 350	-8.1	8.1	11.6	-2.5	-15.8	11.8	2.4	-0.9	-1.4	3.0	3.8
	2 x 160	-8.5	8.5	12.1	-2.6	-15.0	11.2	2.5	-1.0	-1.4	3.1	4.2
	2 x 84	-8.8	8.8	12.6	-2.7	-14.2	10.6	2.6	-1.0	-1.5	3.2	4.4
	2 x 37.5	-9.0	9.0	12.9	-2.7	-13.2	9.9	2.7	-1.0	-1.5	3.3	4.5
Turbogás gas	1 x 30	-14.2	14.2	20.3	-4.3	-2.9	1.6	8.1	-5.0	-2.4	2.5	5.6
Turbogás diesel	1 x 30	-9.5	9.5	13.6	-2.9	-8.3	6.7	5.4	-3.4	-1.6	1.7	3.7
C. Combinado gas	1 x 250	-10.7	10.7	15.2	-3.2	-4.6	2.0	3.8	-1.8	-1.8	3.9	5.3
C. Combinado diesel	1 x 250	-7.0	7.0	9.9	-2.1	-10.7	8.1	2.5	-1.2	-1.2	2.5	3.3
Diesel	2 x 32.5	-15.2	15.2	21.8	-4.6	-9.4	7.3	7.9	-3.6	-2.6	2.7	7.0
Carboeléctrica	2 x 350	-13.1	13.1	18.7	-4.0	-0.6	1.2	3.9	-1.5	-2.2	7.4	9.4
C. dual s/desulfurador	2 x 350	-14.2	14.2	20.2	-4.3	-0.7	1.1	4.2	-1.6	-2.4	8.0	10.3
C. dual c/desulfurador	2 x 350	-15.3	15.3	21.9	-4.6	2.0	3.6	4.6	-1.7	-2.6	8.6	13.6
Nuclear media EUA	2 x 1000	-23.9	23.9	34.2	-7.2	-0.3	0.3	7.2	-2.7	-4.0	13.5	13.0
Nuclear EUA mejorada	2 x 1000	-19.9	19.9	28.4	-6.0	-0.4	0.4	6.0	-2.2	-3.4	11.2	-2.3
Nuclear media Francia	2 x 1000	-19.6	19.6	28.0	-5.9	-0.5	0.5	5.9	-2.2	-3.3	11.1	-6.2
Geotermoelectricas												
Cerro Prieto	1 x 20	-15.7	15.7	22.4	-4.8			8.1	-3.7	-2.7	2.8	10.1
Los Azufres	1 x 20	-15.0	15.0	21.4	-4.5			7.8	-3.5	-2.5	2.7	9.8
Hidroeléctricas												
Aguamilpa	3 x 320	-28.8	28.8	41.1	-22.2			2.7	-0.6	-4.9	16.3	21.5
Agua Prieta	2 x 120	-27.4	27.4	39.1	-21.1			2.6	-0.6	-4.6	15.5	15.6
La Amistad	2 x 33	-24.3	24.3	34.8	-18.7			2.3	-0.5	-4.1	13.7	9.5
Bacurato	2 x 46	-26.0	26.0	37.1	-20.0			2.4	-0.6	-4.4	14.6	12.1
Caracol	3 x 198	-28.9	28.9	41.2	-22.2			2.7	-0.6	-4.9	16.3	24.0
Comedero	2 x 55	-25.6	25.6	36.6	-19.7			2.4	-0.6	-4.3	14.5	10.8
Chicoasén	5 x 300	-28.5	28.5	40.7	-21.9			2.7	-0.6	-4.8	16.1	20.3
Peñitas	4 x 105	-28.2	28.2	40.3	-21.7			2.6	-0.6	-4.8	15.9	21.1
Zimapán	2 x 140	-28.3	28.3	40.5	-21.8			2.6	-0.6	-4.8	16.0	19.4

¹La variación máxima es 10%, excepto para las centrales hidroeléctricas que es de 30%

²La variación mínima corresponde al escenario bajo de evolución del precio

³La variación máxima corresponde al escenario alto de evolución del precio

⁴La variación máxima es: 1 año para calendarios originales de 3 o menos años; 2 años para calendarios originales de 4 y 5 años y 3 para los de 6 años o más

CUADRO 9.3 (continuación)

LIMITES DE LOS INTERVALOS PARA EL ANALISIS DE SENSIBILIDAD

VARIACION EN POR CIENTO				
PARAMETRO		Inferior	Superior	COMENTARIO
CC Costo del Combustible (continuación)				
	<u>Años</u>			
Carbón Nacional	30	- 1.7	5.0	
Carbón importado 0.5 % Azufre	30	- 2.3	3.5	
Carbón importado 2 % Azufre	30	- 2.2	3.4	
Combustible Nuclear	30	- 2.1	2.1	
n Vida Económica		- 30	+ 30	La vida económica de una central es un parámetro más o menos bien conocido, empero los programas de mantenimiento y la demanda del sistema pueden influir en él.
W Período de Construcción				
		VARIACION ABSOLUTA (AÑOS)		
		Inferior	Superior	
1 año		0	+ 1	Se analiza en este parámetro una reducción de un año en todos los casos, excepto para periodos de construcción de un año.
2 a 3 años		- 1	+ 1	
4 a 5 años		- 1	+ 2	Para las tecnologías con período de construcción de hasta 3 años se analiza una ampliación de un año; para aquellas con 4 y 5 años se estudian ampliaciones de uno o dos años y para aquellas con 6 o más años se analizan ampliaciones de uno o tres años.
6 y más años		- 1	+ 3	

DETERMINACIÓN DE VARIACIONES

El costo total del kWh neto generado es una función de los parámetros definidos en los capítulos previos:

$$CT = f (up, I, C, i, \bar{w}, n, FP, CC, \eta, COM)$$

donde:

CT Costo total del kWh en \$ pesos.

up Usos propios (por unidad).

I Inversión total (\$ pesos).

C Capacidad de la central en kilowatt.

i Tasa de descuento (por unidad).

\bar{w} Período de construcción (porcentaje en cada año).

n Vida económica (número de años).

FP Factor de planta (por unidad).

CC Costo de la kilocaloría del energético (pesos/kcal)

η Eficiencia de conversión (por unidad).

COM Costo de operación y mantenimiento (pesos/kWh).

La forma explícita de " CT " es:

$$CT = \frac{1}{1-up} \cdot \frac{I}{C} \cdot fvp (i, \bar{w}) \cdot \frac{frc (i, n)}{(1+i)} \cdot \frac{1}{8760 \times FP} + \frac{860 \times CC}{\eta} + COM$$

donde " fvp " es la función de valor presente definida por:

$$fvp (i, \bar{w}) = \sum_{t=-N}^{-1} w_t (1+i)^{-t}$$

y W_t es el porcentaje del perfil de inversión en el año " t " del período de construcción \bar{w} , y donde "frc (i, n)" es el factor de recuperación del capital expresado como:

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

La función " CT " está compuesta por expresiones lineales, directas o inversas, de todos los parámetros, excepto los involucrados en la función de valor presente y el factor de recuperación de capital. Por tanto, la evaluación de variaciones se presenta en tres partes.

EXPRESIONES LINEALES

El cuadro 9.4 contiene las fórmulas para determinar el impacto de las variaciones de los parámetros: usos propios, inversión total, capacidad de la central, factor de planta, eficiencia de conversión, costo de operación y mantenimiento, y costo del combustible para todas las tecnologías, excepto geotermoeléctricas e hidroeléctricas. Estas fórmulas hacen referencia a los ponderadores P1, P2 y P3 que corresponden a inversión, combustible y operación y mantenimiento, respectivamente, y que se encuentran en el cuadro 9.5.

Para ilustrar la forma de evaluar una variación de parámetros mediante el uso del cuadro 9.4 considérese el siguiente ejemplo:

EJEMPLO

Si en una termoeléctrica convencional de 2 x 160 MW el factor de planta decrece en 8 %, su valor pasa de 0.65 a 0.598 y la variación del costo del kWh neto generado se calcula como sigue:

Consultando el cuadro 9.4, la expresión correspondiente al factor de planta es: $P1 \cdot [(1 / (1 + x)) - 1]$, en este caso $x = - 8\%$.

Los valores del ponderador de inversión P1 para las diferentes tecnologías se presentan en el cuadro 9.5. En este ejemplo P1 es 28.3, por lo que :

$$\begin{aligned} \text{variación} &= P1 \cdot [(1 / (1 + x)) - 1] \\ &= 28.3 [(1 / 0.92) - 1] \\ &= 2.46 \end{aligned}$$

Lo que indica que al reducirse en 8% el factor de planta de una termoeléctrica de 2 x 160 MW, el costo del kWh neto generado se incrementa en aproximadamente 2.46 %.

EXPRESIONES NO LINEALES

a) Variaciones en la Vida Económica

Como el impacto en el costo del kWh neto generado debido a variaciones en la vida económica del proyecto no es lineal, se debe analizar por partes; primero se calcula el impacto de la variación sobre el costo de inversión (cuadro 9.6). Una vez determinado este impacto, se toma como variación en el costo de inversión, y se determina su efecto en el costo total de acuerdo con lo descrito en la sección anterior.

EJEMPLO

Si la vida económica de una central de ciclo combinado operada con diesel es de 18 años en lugar de los 25 considerados en este estudio, se tiene una reducción del 28 %, considerando una variación cercana a este valor (30%) se procede de la manera siguiente.

El cuadro 9.6 consigna un valor de 10.68 % para una vida económica de 25 años y una reducción de 30 % (- 30). El impacto de la variación en el costo de inversión está dado por $P1 \cdot X$ (cuadro 9.4), donde $P1 = 23.2$ (cuadro 9.5) por lo que el impacto total en el costo del kWh neto generado es:

$$21.1 \cdot 0.1068 = 2.48 \%$$

Esto significa que una reducción del 30 % en la vida económica implica un incremento del 2.48 % en el costo total de generación.

b) Variaciones en el Período de Construcción

El costo del kWh tampoco guarda una relación lineal con el período de construcción, por lo que para analizar variaciones en este parámetro debe seguirse un procedimiento análogo al de las variaciones en la vida económica, descrito anteriormente.

Un análisis heurístico ha mostrado que el factor de valor presente de un perfil típico, evaluado al 10 % , varía en una proporción de 0.0535 ante reducciones o ampliaciones de un año del calendario de inversión. Por ello para estimar el efecto de una reducción o ampliación del calendario se puede usar la fórmula :

$$P1 \cdot [(1 + 0.0535)^K - 1]$$

donde $P1$ es el ponderador del cuadro 9.5 y K el número de años que se reduce o amplía el calendario ($K = -1, 1, 2$ o 3).

EJEMPLO

Si el perfil de construcción de una central térmica de 2×37.5 MW es de 5 años en lugar del típico de 4, el cambio en el costo total del kWh esta dado por:

$$30 \cdot [(1.0535)^1 - 1]$$

$$30 \cdot 0.0535 = 1.605 \%$$

Cuando el "fvp" se evalúa con una tasa de 12 %, la proporción es de 0.0645.

Debe notarse que, en congruencia con el esquema de análisis adoptado en este capítulo, las variaciones en el cronograma de inversión no suponen cambios en el costo total de inversión. Los cambios que se observan obedecen únicamente al efecto que tiene la tasa de descuento sobre la distribución de la inversión en el tiempo.

c) Variaciones en el Escenario de Evolución de los Precios de los Combustibles

El cuadro 9.7 presenta los escenarios de evolución del precio de los combustibles. Se consideran tres niveles, bajo, medio y alto; el nivel medio corresponde al parámetro de referencia. Los niveles alto y bajo son las cotas del intervalo de variación.

CUADRO 9.7

ESCENARIOS DE EVOLUCION DEL PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES

Escenario	Cuadro
Medio	9.8
Alto	9.9
Bajo	9.10
Precios de Referencia Actuales	9.11
Precios Domésticos Actuales	9.12

La evaluación con el escenario medio, el parámetro de referencia, se ha presentado previamente a lo largo de todo el estudio, en los capítulos VII, VIII y IX .

Los resultados de los cuadros 9.11 y 9.12 no son directamente comparables con los resultados obtenidos al considerar un escenario de evolución de precios de los energéticos; estos cuadros tienen un sentido financiero y solo son aplicables para este propósito.

CUADRO 9.4

ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL COSTO TOTAL DEL KWH NETO GENERADO
A CAMBIOS DEL x% EN ALGUNOS DE LOS PARAMETROS DE REFERENCIA

PARAMETRO	FORMULA DE CALCULO
Usos propios	$P1 \cdot \left[\frac{1 - up}{1 - up (1 + x)} \right] \cdot 100$
Inversión	$P1 \cdot x$
Capacidad	$P1 \cdot \left[\frac{1 - up}{1 - up (1 + x)} \right] \cdot 100$
Factor de planta	$P1 \cdot \left[\frac{1}{1 + x} - 1 \right]$
Período de construcción	$P1 \cdot ((1 + 0.0535)^k - 1)$
Costo de la kcal	$P2 \cdot x$
Eficiencia de conversión	$P2 \cdot \left[\frac{1}{1 + x} - 1 \right]$
Operación y mantenimiento	$P3 \cdot x$

P1, P2, P3: ponderadores obtenidos del cuadro 9.5

CUADRO 9.5

COMPOSICION DEL kWh NETO GENERADO
(%)

Central	Potencia (MW)	P1	P2	P3
		Inversión	Combustible	Operación y mantenimiento
Térmica Convencional	2 x 350	27.0	67.4	5.6
	2 x 160	28.3	64.0	7.7
	2 x 84	19.4	60.6	10.0
	2 x 37.5	30.0	56.3	13.7
Turbogás gas	1 x 30	47.3	41.4	11.4
Turbogás diesel	1 x 30	31.7	60.9	7.4
C. Combinado gas	1 x 250	35.5	52.0	12.5
C. Combinado diesel	1 x 250	23.2	68.7	8.1
Diesel	2 x 32.5	50.8	43.3	5.9
Carboeléctrica	2 x 350	43.7	36.0	20.3
C. dual s/desulfurador	2 x 350	47.2	31.8	21.0
C. dual c/desulfurador	2 x 350	51.0	27.1	21.9
Nuclear media EUA	2 x 1000	79.7	12.1	8.2
Nuclear EUA mejorada	2 x 1000	66.3	20.2	13.5
Nuclear media Francia	2 x 1000	65.3	24.2	10.5
Geotermoeléctrica ⁵				
Cerro Prieto	1 x 20	52.3	38.5	9.2
Los Azufres	1 x 20	50.0	41.3	8.7
Hidroeléctricas				
Aguamilpa	3 x 320	96.0	3.3	0.7
Agua Prieta	2 x 120	91.3	6.8	1.9
La Amistad	2 x 33	81.1	9.4	9.5
Bacurato	2 x 46	86.5	8.2	5.3
Caracol	3 x 198	96.2	2.8	1.0
Comedero	2 x 55	85.4	9.2	5.4
Chicoasén	5 x 300	95.0	4.4	0.6
Pefitas	4 x 105	94.1	4.1	1.8
Zimapán	2 x 140	94.4	4.6	1.0

⁵ Se refiere exclusivamente a la central.

CUADRO 9.6
IMPACTO EN EL COSTO DE INVERSION DEBIDO A CAMBIOS
EN LA VIDA ECONOMICA⁶

(%)

Vida económica (años)	Variación de la vida en por ciento ⁷					
	- 30	- 20	- 10	10	20	30
15	17.11	11.63	3.25	- 5.18	- 7.26	- 10.66
20	15.57	8.82	3.81	- 2.94	- 5.24	- 7.07
25	10.68	6.62	2.18	- 2.47	- 3.71	- 5.15
30	9.00	4.92	2.05	- 1.49	- 2.58	- 3.38
50	2.81	1.39	0.53	- 0.32	- 0.53	- 0.65

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

⁶ Considerando una tasa de interés del 10 %

$$25 \text{ años} \rightarrow \frac{0.1(1.1)^{25}}{(1.1)^{25} - 1} = 0.110168$$

$$+ 10 \% \quad 28 \text{ años} \rightarrow \quad = 0.107451$$

⁷ Para efecto de cálculo se considera siempre un número entero de años redondeando cualquier fracción al entero superior.

CUADRO 9.7

ESCENARIO ALTO 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 (mills / 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	3.66	38.68	37.41	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	31.98	4.66	44.70	40.57	44.97	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	50.10	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	47.42	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

CUADRO 9.7 (continuación)

ESCENARIO ALTO 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 (miles / kWh)
				nacional	importado		
					0.5% Azufre	2% Azufre	
1992	15.72	2.11	27.08	31.22	34.36	31.33	12.22
1993	19.30	2.26	30.45	32.17	35.44	32.30	12.31
1994	22.61	2.42	34.64	33.15	36.55	33.28	12.40
1995	25.83	2.60	37.39	34.13	37.67	34.29	12.50
1996	26.67	2.76	38.17	34.77	38.39	34.94	12.59
1997	27.54	2.93	38.98	35.42	39.13	35.60	12.69
1998	28.44	3.11	39.79	36.09	39.88	36.27	12.78
1999	29.37	3.31	40.63	36.76	40.65	36.96	12.88
2000	30.33	3.51	41.48	37.45	41.44	37.66	12.97
2001	31.42	3.68	42.80	38.02	42.08	38.23	13.07
2002	32.54	3.85	44.16	38.60	42.74	38.82	13.17
2003	33.70	4.04	45.57	39.19	43.41	39.42	13.27
2004	34.91	4.23	47.01	39.79	44.09	40.03	13.37
2005	36.16	4.43	48.51	40.40	44.78	40.64	13.47
2006	36.89	4.57	49.37	41.00	45.46	41.24	13.57
2007	37.63	4.72	50.25	41.61	46.15	41.85	13.67
2008	38.39	4.87	51.14	42.23	46.85	42.47	13.77
2009	39.17	5.02	52.05	42.86	47.57	43.09	13.88
2010	39.96	5.18	52.97	43.50	48.29	43.73	13.98
2011	40.72	5.30	53.98	44.30	49.21	44.56	14.08
2012	41.50	5.42	55.01	45.13	50.14	45.40	14.19
2013	42.30	5.55	56.07	45.97	51.10	46.27	14.30
2014	43.11	5.68	57.14	46.82	52.07	47.14	14.40
2015	43.93	5.81	58.23	47.69	53.05	48.04	14.51
2016	44.42	5.90	58.87	48.21	53.64	48.57	14.62
2017	44.91	5.99	59.52	48.72	54.23	49.10	14.73
2018	45.40	6.08	60.18	49.25	54.82	49.64	14.84
2019	45.90	6.17	60.85	49.78	55.42	50.18	14.95
2020	46.41	6.26	61.52	50.32	56.03	50.73	15.06
2021	46.92	6.35	62.20	50.86	56.65	51.28	15.18

CUADRO 9.7 (continuación)

ESCENARIO ALTO 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 (milis / kWh)
				nacional	importado		
					0.5% Azufre	2% Azufre	
1992	15.72	2.11	27.08	31.22	34.36	31.33	12.22
1993	16.40	2.18	27.55	31.49	34.67	31.60	12.25
1994	17.18	2.26	29.21	31.74	34.95	31.87	12.28
1995	17.65	2.33	29.21	31.98	35.23	32.13	12.31
1996	17.93	2.46	29.41	32.96	35.94	32.77	12.34
1997	18.21	2.59	29.61	33.60	36.67	33.43	12.37
1998	18.49	2.74	29.82	34.25	37.41	34.09	12.40
1999	18.79	2.89	30.02	34.92	38.17	34.77	12.44
2000	19.08	3.05	30.23	35.26	38.94	35.46	12.47
2001	19.25	3.18	30.64	36.05	39.45	35.92	12.50
2002	19.43	3.32	31.05	36.50	39.97	36.38	12.53
2003	19.60	3.46	31.46	36.96	40.49	36.85	12.56
2004	19.78	3.61	31.88	37.43	41.02	37.32	12.59
2005	19.96	3.77	32.31	37.56	41.56	37.80	12.62
2006	20.50	3.96	32.99	38.49	42.23	38.39	12.65
2007	21.06	3.96	33.67	39.09	42.91	38.98	12.69
2008	21.63	4.06	34.38	39.70	43.60	39.59	12.72
2009	22.22	4.16	35.10	40.32	44.30	40.20	12.75
2010	22.82	4.26	35.83	40.61	45.02	40.83	12.78
2011	23.26	4.36	36.51	41.71	45.87	41.60	12.81
2012	23.70	4.46	37.21	42.47	46.74	42.39	12.85
2013	24.15	4.56	37.92	43.25	47.63	43.20	12.88
2014	24.61	4.67	38.64	44.05	48.53	44.02	12.91
2015	25.08	4.78	39.38	44.52	49.45	44.85	12.94
2016	25.36	4.85	39.82	45.34	49.99	45.35	12.97
2017	25.64	4.92	40.26	45.82	50.54	45.84	13.01
2018	25.92	5.00	40.70	46.31	51.10	46.34	13.04
2019	26.21	5.07	41.15	46.81	51.66	46.85	13.07
2020	26.50	5.15	41.61	46.96	52.23	47.37	13.10
2021	26.79	5.23	42.07	47.81	52.80	47.89	13.14

CUADRO 9.8

COSTO UNITARIO DE GENERACION
tasa de descuento del 10%

(precios medios de 1992)

Central	Potencia (MW)	Inversión		Combustible ⁸		Operación y Mantenimiento		Total	
		(MS/Kw)	Indice	(MS/Kw)	Indice	(MS/Kw)	Indice	(MS/Kw)	Indice
Térmica Convencional	2 x 350	48.19	100	120.43	100	10.04	100	178.66	100
	2 x 160	58.16	121	131.35	109	15.84	158	205.35	115
	2 x 84	67.86	141	139.62	116	23.07	230	230.55	129
	2 x 37.5	80.66	167	151.49	126	36.98	368	269.13	151
Turbogás gas	1 x 30	137.39	285	120.37	100	32.88	327	290.64	163
Turbogás diesel	1 x 30	141.32	293	271.50	225	32.88	327	445.70	249
C. Combinado gas	1 x 250	48.91	101	71.50	59	17.22	171	137.63	77
C. Combinado diesel	1 x 250	49.41	103	146.17	121	17.68	176	213.26	119
Diesel	2 x 32.5	111.56	232	95.04	79	13.09	130	219.69	123
Carboeléctrica ⁹	2 x 350	75.94	158	62.55	52	35.29	351	173.78	97
C. dual s/desulfurador ⁹	2 x 350	79.73	165	53.74	45	35.29	351	168.76	94
C. dual c/desulfurador ⁹	2 x 350	96.75	201	51.34	43	41.50	413	189.59	106
Nuclear media EUA	2 x 1000	259.54	539	39.50	33	26.43	263	325.47	182
Nuclear EUA mejorada	2 x 1000	129.88	270	39.50	33	26.43	263	195.81	110
Nuclear media Francia	2 x 1000	106.33	221	39.50	33	17.09	170	162.92	91
Geotermoeléctrica ¹⁰									
Cerro Prieto	1 x 20	92.10	191	67.81	56	16.02	160	175.93	98
Los Azúfres	1 x 20	92.10	191	75.94	63	16.02	160	184.06	103
Hidroeléctricas ¹¹									
Aguamilpa	3 x 320	182.67	379	6.25	5	1.44	14	190.36	107
Agua Prieta	2 x 120	243.52	505	18.25	15	4.96	49	266.73	149
La Amistad	2 x 33	109.67	228	12.75	11	12.81	128	135.23	76
Bacurato	2 x 46	135.21	281	12.75	11	8.36	83	156.32	87
Caracol	3 x 198	215.49	447	6.25	5	2.23	22	223.97	125
Comedero	2 x 55	118.16	245	12.75	11	7.47	74	138.38	77
Chicoasén	5 x 300	136.05	282	6.25	5	0.98	10	143.28	80
Pefitas	4 x 105	144.73	300	6.25	5	2.77	28	153.75	86
Zimapan	2 x 140	190.85	396	9.25	8	2.05	20	202.15	113

⁸ El costo del combustible se deriva del escenario medio de evolución de los precios.

⁹ La central "Carboeléctrica" opera con carbón doméstico, las restantes con carbón importado.

¹⁰ El costo del combustible se refiere a la inversión, operación y mantenimiento del campo geotérmico.

¹¹ El costo del combustible corresponde al uso del agua.

CUADRO 9.10

COSTO UNITARIO DE GENERACION

Los costos de los combustibles se derivan del escenario BAJO de evolución de sus precios
tasa de descuento del 10%

(precios medios de 1992)

Central	Potencia (MW)	Inversión		Combustible		Operación y Mantenimiento		Total	
		(MS/Kw)	Indice	(MS/Kw)	Indice	(MS/Kw)	Indice	(MS/Kw)	Indice
Térmica Convencional	2 x 350	48.19	100	92.13	100	10.04	100	150.36	100
	2 x 160	58.16	121	100.49	109	15.84	158	174.49	116
	2 x 84	67.86	141	106.82	116	23.07	230	197.75	132
	2 x 37.5	80.66	167	115.90	126	36.98	368	233.54	155
Turbogás gas	1 x 30	137.39	285	111.85	121	32.88	327	282.12	188
Turbogás diesel	1 x 30	141.32	293	234.68	255	32.88	327	408.88	272
C. Combinado gas	1 x 250	48.91	101	65.22	71	17.22	171	131.35	87
C. Combinado diesel	1 x 250	49.41	103	123.50	134	17.68	176	190.59	127
Diesel	2 x 32.5	111.56	232	74.35	81	13.09	130	199.00	132
Carboeléctrica ¹⁵	2 x 350	75.94	158	61.53	67	35.29	351	172.76	115
C. dual s/desulfurador ¹⁵	2 x 350	79.73	165	52.55	57	35.29	351	167.57	111
C. dual c/desulfurador ¹⁵	2 x 350	96.75	201	55.09	60	41.50	413	193.34	129
Nuclear media EUA	2 x 1000	259.54	539	38.68	42	26.43	263	324.65	216
Nuclear EUA mejorada	2 x 1000	129.88	270	38.68	42	26.43	263	194.99	130
Nuclear media Francia	2 x 1000	106.33	221	38.68	42	17.09	170	162.10	108
Geotermoelectrica ¹⁶									
Cerro Prieto	1 x 20	92.10	191	67.81	74	16.02	160	175.93	117
Los Azufres	1 x 20	92.10	191	75.94	82	16.02	160	184.06	122
Hidroeléctricas ¹⁷									
Aguamilpa	3 x 320	182.67	379	4.38	5	1.44	14	188.49	125
Agua Prieta	2 x 120	243.52	505	12.78	14	4.96	49	261.26	174
La Amistad	2 x 33	109.67	228	8.93	10	12.81	128	131.41	87
Bacurato	2 x 46	135.21	281	8.93	10	8.36	83	152.50	101
Caracol	3 x 198	215.49	447	4.38	5	2.23	22	222.10	148
Comedero	2 x 55	118.16	245	8.93	10	7.47	74	134.56	89
Chicoasén	5 x 300	136.05	282	4.38	5	0.98	10	141.41	94
Pefitas	4 x 105	144.73	300	4.38	5	2.77	28	151.88	101
Zimapán	2 x 140	190.85	396	6.48	7	2.05	20	199.38	133

¹⁵ La central "Carboeléctrica" opera con carbón doméstico, las restantes con carbón importado.

¹⁶ El costo del combustible se refiere a la inversión, operación y mantenimiento del campo geotérmico.

¹⁷ El costo del combustible corresponde al uso del agua.

CUADRO 9.11

COSTO UNITARIO DE GENERACION
Los costos de los combustibles corresponden a sus
PRECIOS DE REFERENCIA ACTUALES
tasa de descuento del 10%

(precios medios de 1992)

Central	Potencia (MW)	Inversión		Combustible		Operación y Mantenimiento		Total	
		(MS/Kw)	Indice	(MS/Kw)	Indice	(MS/Kw)	Indice	(MS/Kw)	Indice
Térmica Convencional	2 x 350	48.19	100	75.88	100	10.04	100	134.11	100
	2 x 160	58.16	121	82.76	109	15.84	158	156.76	117
	2 x 84	67.86	141	87.97	116	23.07	230	178.90	133
	2 x 37.5	80.66	167	95.45	126	36.98	368	213.09	159
Turbogás gas	1 x 30	137.39	285	87.54	115	32.88	327	257.81	192
Turbogás diesel	1 x 30	141.32	293	215.08	283	32.88	327	389.28	290
C. Combinado gas	1 x 250	48.91	101	46.47	61	17.22	171	112.60	84
C. Combinado diesel	1 x 250	49.41	103	109.14	144	17.68	176	176.23	131
Diesel	2 x 32.5	111.56	232	63.58	84	13.09	130	188.23	140
Carboeléctrica ¹⁸	2 x 350	75.94	158	54.17	71	35.29	351	165.40	123
C. dual s/desulfurador ¹⁸	2 x 350	79.73	165	46.36	61	35.29	351	161.38	120
C. dual c/desulfurador ¹⁸	2 x 350	96.75	201	44.38	58	41.50	413	182.63	136
Nuclear media EUA	2 x 1000	259.54	539	37.90	50	26.43	263	323.87	241
Nuclear EUA mejorada	2 x 1000	129.88	270	37.90	50	26.43	263	194.21	145
Nuclear media Francia	2 x 1000	106.33	221	37.90	50	17.09	170	161.32	120
Geotermoeléctrica ¹⁹									
Cerro Prieto	1 x 20	92.10	191	67.81	89	16.02	160	175.93	131
Los Azufres	1 x 20	92.10	191	75.94	100	16.02	160	184.06	137
Hidroeléctricas ²⁰									
Aguamilpa	3 x 320	182.67	379	6.25	8	1.44	14	190.36	142
Agua Prieta	2 x 120	243.52	505	18.25	24	4.96	49	266.73	199
La Amistad	2 x 33	109.67	228	12.75	17	12.81	128	135.23	101
Bacurato	2 x 46	135.21	281	12.75	17	8.36	83	156.32	117
Caracol	3 x 198	215.49	447	6.25	8	2.23	22	223.97	167
Comedero	2 x 55	118.16	245	12.75	17	7.47	74	138.38	103
Chicoasén	5 x 300	136.05	282	6.25	8	0.98	10	143.28	107
Peñitas	4 x 105	144.73	300	6.25	8	2.77	28	153.75	115
Zimapán	2 x 140	190.85	396	9.25	12	2.05	20	202.15	151

¹⁸ La central "Carboeléctrica" opera con carbón doméstico, las restantes con carbón importado.

¹⁹ El costo del combustible se refiere a la inversión, operación y mantenimiento del campo geotérmico.

²⁰ El costo del combustible corresponde al uso del agua.

CUADRO 9.12

COSTO UNITARIO DE GENERACION
Los costos de los combustibles corresponden a PRECIOS DOMESTICOS
tasa de descuento del 10%
(precios medios de 1992)

Central	Potencia (MW)	Inversión		Combustible		Operación y Mantenimiento		Total	
		(MS/Kw)	Índice	(MS/Kw)	Índice	(MS/Kw)	Índice	(MS/Kw)	Índice
Térmica Convencional ²¹	2 x 350	48.19	100	44.84	100	10.04	100	103.07	100
	2 x 160	58.16	121	48.91	109	15.84	158	122.91	119
	2 x 84	67.86	141	51.99	116	23.07	230	142.92	139
	2 x 37.5	80.66	167	56.41	126	36.98	368	174.05	169
Turbogás gas	1 x 30	137.39	285	74.26	166	32.88	327	244.53	237
Turbogás diesel	1 x 30	141.32	293	251.61	561	32.88	327	425.81	413
C. Combinado gas	1 x 250	48.91	101	39.42	88	17.22	171	105.55	102
C. Combinado diesel	1 x 250	49.41	103	127.67	285	17.68	176	194.76	189
Diesel	2 x 32.5	111.56	232	41.23	92	13.09	130	165.88	161
Carboeléctrica ²²	2 x 350	75.94	158	54.17	121	35.29	351	165.40	160
C. dual s/desulfurador ²²	2 x 350	79.73	165	NA	NA	35.29	351	NA	NA
C. dual c/desulfurador ²²	2 x 350	96.75	201	NA	NA	41.50	413	NA	NA
Nuclear media EUA	2 x 1000	259.54	539	NA	NA	26.43	263	NA	NA
Nuclear EUA mejorada	2 x 1000	129.88	270	NA	NA	26.43	263	NA	NA
Nuclear media Francia	2 x 1000	106.33	221	NA	NA	17.09	170	NA	NA
Geotermoeeléctrica ²³									
Cerro Prieto	1 x 20	92.10	191	67.81	151	16.02	160	175.93	171
Los Azufres	1 x 20	92.10	191	75.94	169	16.02	160	184.06	179
Hidroeléctricas ²⁴									
Aguamilpa	3 x 320	182.67	379	6.25	14	1.44	14	190.36	185
Agua Prieta	2 x 120	243.52	505	18.25	41	4.96	49	266.73	259
La Amistad	2 x 33	109.67	228	12.75	28	12.81	128	135.23	131
Bacurato	2 x 46	135.21	281	12.75	28	8.36	83	156.32	152
Caracol	3 x 198	215.49	447	6.25	14	2.23	22	223.97	217
Comedero	2 x 55	118.16	245	12.75	28	7.47	74	138.38	134
Chicoasén	5 x 300	136.05	282	6.25	14	0.98	10	143.28	139
Peffitas	4 x 105	144.73	300	6.25	14	2.77	28	153.75	149
Zimapan	2 x 140	190.85	396	9.25	21	2.05	20	202.15	196

²¹ El precio del combustible incluye un 12.9% por concepto de flete.

²² La central "Carboeléctrica" opera con carbón doméstico, las restantes con carbón importado.

²³ El costo del combustible se refiere a la inversión, operación y mantenimiento del campo geotérmico.

²⁴ El costo del combustible corresponde al uso del agua.

CAPITULO X

TECNOLOGIAS PARA CONTROL DE EMISIONES

ANTECEDENTES

Dada la creciente preocupación por la preservación de la calidad del ambiente, se ha considerado necesario incluir los parámetros y costos de los principales equipos y tecnologías más comunes, para el control de las emisiones de las plantas termoeléctricas y carboeléctricas.

Desde el punto de vista de calidad del aire, existen tres tipos de emisiones en una planta termoeléctrica:

- Bióxido de azufre (SO_2), que se forma durante la combustión por oxidación del azufre presente en el combustóleo o el carbón.
- Oxidos de Nitrógeno (NO_x), formados también durante la combustión, a partir de dos fuentes: las moléculas de nitrógeno atrapadas en el combustible y el nitrógeno presente en el aire al momento de la combustión.
- Partículas Sólidas, cuyo origen es el carbón residual y los asfaltenos contenidos en el combustible.

EQUIPOS PARA CONTROL DE EMISIONES DE BIÓXIDO DE AZUFRE.

La tecnología más desarrollada a la fecha, para la reducción de las emisiones de bióxido de azufre, es la desulfuración de los gases producto de la combustión. Se consideran los siguientes dos tipos:

- Para plantas nuevas, el proceso Chiyoda Thoroughbred 121 que es un proceso de desulfuración húmedo de segunda generación.
- Para plantas existentes, el proceso con rociado seco de cal.

EQUIPOS PARA CONTROL DE EMISIONES DE OXIDOS DE NITRÓGENO

Las tecnologías para control de los óxidos de nitrógeno (NO_x) se pueden clasificar en dos categorías:

- Tecnologías para el control de la combustión.
 - * Recirculación de gases.
 - * Quemadores de baja NO_x .
 - * Combustión de dos etapas.

- Tecnologías para el tratamiento de los gases de combustión.
 - * Reducción selectiva catalítica.
 - * Reducción selectiva no catalítica.

Consideraremos únicamente los costos para quemadores de bajo NO_x y para los procesos de reducción selectiva. Para los quemadores de bajo NO_x se supone un período de montaje menor a un año.

En los reductores selectivos catalíticos el principal componente de los costos de operación y mantenimiento, es el de reemplazo del catalizador, que es necesario llevar a cabo con mayor frecuencia cuando se usan combustibles con alto contenido de azufre.

EQUIPOS PARA CONTROL DE EMISIONES DE PARTÍCULAS SÓLIDAS.

Las tecnologías más usuales son las siguientes:

- * Los colectores de bolsas.
- * Los precipitadores electrostáticos.

En los costos de inversión de plantas carboeléctricas y duales ya se tiene considerado el costo de los precipitadores electrostáticos, por lo que en este análisis solo se considera la instalación de estos equipos en plantas termoeléctricas convencionales. La aplicación de colectores de bolsas en plantas que utilizan combustóleo no es posible técnicamente, debido a la baja temperatura de los gases de combustión que provoca la formación de ácido sulfúrico y el consecuente daño a los filtros.

COSTOS DE CONTROL DE EMISIONES

La instalación de cualquiera de las tecnologías disponibles para el control de estas emisiones se reflejará en un incremento en el costo nivelado del kWh generado.

Este incremento en el costo de generación estará en función de los siguientes aspectos:

- 1) Si el equipo se instala en una central nueva o en una ya existente.
- 2) El calendario de inversión de cada equipo (Cuadro 10.1).
- 3) El incremento en la energía para usos propios de la central, que se considera como incremento en el costo de combustible (Cuadro 10.2).
- 4) La vida útil remanente de la central. Se considera una vida útil de 15 años para centrales existentes (Cuadro 10.2).
- 5) El costo de inversión de los equipos (Cuadros 10.3, 10.4, 10.5, 10.6, 10.7).
- 6) Los costos de operación y mantenimiento del equipo anticontaminante.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Todas estas variables se han reflejado en los costos de generación que se calculan para cada tecnología.

Los incrementos en el costo de generación asociados a las principales tecnologías, se presentan en los Cuadros 10.8, 10.9, 10.10, 10.11 y 10.12 para centrales nuevas y existentes.

CUADRO 10.1
PROGRAMA DE INVERSION

(%)

Central	Potencia (MW)	Programa de Inversión en DESULFURADORES			Factor de Actualización inicio operac. 10 %
		- 3	- 2	- 1	
Térmica convencional	2 x 350	44.3	49.5	6.2	1.257
	2 x 160	44.3	49.5	6.2	1.257
	2 x 84	44.3	49.5	6.2	1.257
	2 x 37.5		57.6	42.4	1.163
Carboeléctrica	2 x 350	44.3	49.5	6.2	1.257
C. dual	2 x 350	44.3	49.5	6.2	1.257

	(MW)	Programa de Inversión en REDUCTORES CATALITICOS y REDUCTORES NO CATALITICOS			10 %
		- 3	- 2	- 1	
Térmica convencional	2 x 350	31.1	50.5	18.4	1.227
	2 x 160	31.1	50.5	18.4	1.227
	2 x 84	31.1	50.5	18.4	1.227
	2 x 37.5		88.5	11.5	1.197
Carboeléctrica	2 x 350	31.1	50.5	18.4	1.227
C. dual	2 x 350	31.1	50.5	18.4	1.227

	(MW)	Programa de Inversión en PRECIPITADORES ELECTROSTATICOS			10 %
		- 3	- 2	- 1	
Térmica convencional	2 x 350	65.2	28.3	6.5	1.282
	2 x 160	65.2	28.3	6.5	1.282
	2 x 84	65.2	28.3	6.5	1.282
	2 x 37.5		71.7	6.5	1.179

CUADRO 10.2

PARAMETROS BASICOS DEL COSTO DE INVERSION

EN DESULFURADORES

Central	Potencia (MW)	Vida útil en Central:		Usos propios		Factores de Costo Nivelado en central:	
		Nueva (años)	Existente (años)	Central (%)	Desulfurador (%)	Nueva 10 %	Existente 10 %
		Térmica convencional	2 x 350 2 x 160 2 x 84 2 x 37.5	30 30 30 30	15 15 15 15	6.3 6.3 6.3 6.3	4.15 4.15 4.15 4.15
Carboeléctrica C. dual	2 x 350 2 x 350	30 30	15 15	7.6 7.6	4.15 4.15	24.119 24.119	29.893 29.893

EN QUEMADORES DE BAJO NOx

Central	Potencia (MW)	Vida útil en Central:		Factores de Costo Nivelado en central:		
		Nueva (años)	Existente (años)	en Central (%)	Nueva 10 %	Existente 10 %
Térmica convencional		30	15	6.3	19.883	24.642
Carboeléctrica y C. dual		30	15	7.6	20.162	24.989

EN REDUCTORES CATALITICOS

Central	Potencia (MW)	Vida útil en Central:		Factores de Costo Nivelado en central:		
		Nueva (años)	Existente (años)	en Central (%)	Nueva 10 %	Existente 10 %
Térmica convencional	2 x 350 2 x 160 2 x 84 2 x 37.5	30 30 30 30	15 15 15 15	6.3 6.3 6.3 6.3	22.178 22.178 22.178 21.636	27.487 27.487 27.487 26.815
Carboeléctrica C. dual	2 x 350 2 x 350	30 30	15 15	7.6 7.6	22.490 22.490	27.874 27.874

CUADRO 10.2 (continuación)

PARAMETROS BASICOS DEL COSTO DE INVERSION

EN REDUCTORES NO CATALITICOS

Central	Potencia (MW)	Vida útil en Central:			Factores de Costo Nivelado en central:	
		Nueva	Existente	en Central	Nueva	Existente
		(años)	(años)	(%)	10 %	10 %
Térmica convencional	2 x 350	30	15	6.3	22.185	27.496
	2 x 160	30	15	6.3	22.185	27.496
	2 x 84	30	15	6.3	22.185	27.496
	2 x 37.5	30	15	6.3	21.642	26.823
Carboeléctrica	2 x 350	30	15	7.6	22.497	27.883
C. dual	2 x 350	30	15	7.6	22.497	27.883

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

EN PRECIPITADORES ELECTROSTATICOS

Central	Potencia (MW)	Vida útil en Central:			Factores de Costo Nivelado en central:	
		Nueva	Existente	en Central	Nueva	Existente
		(años)	(años)	(%)	10 %	10 %
Térmica convencional	2 x 350	30	15	6.3	23.168	28.714
	2 x 160	30	15	6.3	23.168	28.714
	2 x 84	30	15	6.3	23.168	28.714
	2 x 37.5	30	15	6.3	21.308	26.409

CUADRO 10.3

INCREMENTO EN EL COSTO UNITARIO DE INVERSION
POR CONCEPTO DE DESULFURADOR

(precios medios de 1992)

Central	Potencia (MW)	Central Nueva				Actualizado al	
		Costo Directo		Costo Directo más Indirecto		Inicio de Operación 10 %	
		(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice
Térmica convencional	2 x 350	0.415	100	0.452	100	0.568	100
	2 x 160	0.711	171	0.775	171	0.974	171
	2 x 84	1.113	268	1.213	268	1.524	268
	2 x 37.5	1.942	468	2.117	468	2.463	434
Carboeléctrica	2 x 350	0.461	111	0.512	113	0.643	113
C. dual	2 x 350	0.461	111	0.512	113	0.643	113

Central	Potencia (MW)	Central Existente				Actualizado al	
		Costo Directo		Costo Directo más Indirecto		Inicio de Operación 10 %	
		(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice
Térmica convencional	2 x 350	0.533	100	0.581	390	0.730	100
	2 x 160	0.915	172	0.998	172	1.254	172
	2 x 84	1.429	268	1.557	268	1.957	268
	2 x 37.5	2.499	469	2.724	469	3.169	434
Carboeléctrica	2 x 350	0.524	98	0.582	390	0.731	100
C. dual	2 x 350	0.524	98	0.582	390	0.731	100

CUADRO 10.4

**INCREMENTO EN EL COSTO UNITARIO DE INVERSION
POR CONCEPTO DE QUEMADORES DE BAJO NO_x**

(precios medios de 1992)

Central	Potencia (MW)	Central Nueva				Actualizado al	
		Costo		Costo		Inicio de Operación	
		Directo		Directo más Indirecto		10 %	
		(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice
Térmica convencional	2 x 350	0.012	100	0.013	100	0.014	100
	2 x 160	0.014	121	0.015	115	0.017	121
	2 x 84	0.016	141	0.018	138	0.020	143
	2 x 37.5	0.019	167	0.021	162	0.023	164
Carboeléctrica	2 x 350	0.021	186	0.024	185	0.026	186
C. dual	2 x 350	0.022	195	0.025	192	0.028	200

Central	Potencia (MW)	Central Existente				Actualizado al	
		Costo		Costo		Inicio de Operación	
		Directo		Directo más Indirecto		10 %	
		(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice
Térmica convencional	2 x 350	0.033	100	0.036	100	0.044	100
	2 x 160	0.040	121	0.043	119	0.053	120
	2 x 84	0.046	141	0.051	142	0.063	143
	2 x 37.5	0.055	167	0.060	167	0.072	164
Carboeléctrica	2 x 350	0.063	190	0.069	192	0.085	193
C. dual	2 x 350	0.066	199	0.073	203	0.090	205

CUADRO 10.5

INCREMENTO EN EL COSTO UNITARIO DE INVERSION
POR CONCEPTO DE REDUCTORES CATALITICOS

(precios medios de 1992)

Central	Potencia (MW)	Central Nueva				Actualizado al	
		Costo		Costo		Inicio de Operación	
		Directo	Indice	Directo más Indirecto	Indice	10 %	
		(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice
Térmica convencional	2 x 350	0.247	100	0.269	100	0.330	100
	2 x 160	0.298	121	0.325	121	0.399	121
	2 x 84	0.348	141	0.379	141	0.465	141
	2 x 37.5	0.413	167	0.450	167	0.539	163
Carboeléctrica	2 x 350	0.247	100	0.274	102	0.336	102
C. dual	2 x 350	0.259	105	0.288	107	0.353	107

Central	Potencia (MW)	Central Existente				Actualizado al	
		Costo		Costo		Inicio de Operación	
		Directo	Indice	Directo más Indirecto	Indice	10 %	
		(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice
Térmica convencional	2 x 350	0.658	100	0.718	100	0.881	100
	2 x 160	0.795	121	0.866	121	1.063	121
	2 x 84	0.927	141	1.011	141	1.241	141
	2 x 37.5	1.102	167	1.201	167	1.438	163
Carboeléctrica	2 x 350	0.658	100	0.732	102	0.898	102
C. dual	2 x 350	0.691	105	0.768	107	0.943	107

CUADRO 10.6

**INCREMENTO EN EL COSTO UNITARIO DE INVERSIÓN
POR CONCEPTO DE REDUCTORES NO CATALITICOS**

(precios medios de 1992)

Central	Potencia (MW)	Central Nueva					
		Costo Directo		Costo Directo más Indirecto		Actualizado al Inicio de Operación 10 %	
		(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice
Térmica convencional	2 x 350	0.016	100	0.018	100	0.399	100
	2 x 160	0.020	121	0.022	122	0.488	122
	2 x 84	0.023	141	0.025	139	0.555	139
	2 x 37.5	0.028	167	0.030	167	0.649	163
Carboeléctrica	2 x 350	0.016	100	0.018	100	0.405	102
C. dual	2 x 350	0.017	105	0.019	106	0.427	107

Central	Potencia (MW)	Central Existente					
		Costo Directo		Costo Directo más Indirecto		Actualizado al Inicio de Operación 10 %	
		(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice
Térmica convencional	2 x 350	0.049	100	0.054	100	1.485	100
	2 x 160	0.060	121	0.065	120	1.787	120
	2 x 84	0.070	141	0.076	141	2.090	141
	2 x 37.5	0.083	167	0.090	167	2.414	163
Carboeléctrica	2 x 350	0.066	133	0.073	135	2.035	137
C. dual	2 x 350	0.069	140	0.077	143	2.147	145

CUADRO 10.7

**INCREMENTO EN EL COSTO UNITARIO DE INVERSIÓN¹
POR CONCEPTO DE PRECIPITADORES ELECTROSTATICOS**

(precios medios de 1992)

Central	Potencia (MW)	Central Nueva					
		Costo Directo		Costo Directo más Indirecto		Actualizado al Inicio de Operación 10 %	
		(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice
Térmica convencional	2 x 350	0.057	100	0.062	100	0.079	100
	2 x 160	0.069	121	0.075	121	0.096	121
	2 x 84	0.080	141	0.087	140	0.112	140
	2 x 37.5	0.095	167	0.104	168	0.123	154

Central	Potencia (MW)	Central Existente					
		Costo Directo		Costo Directo más Indirecto		Actualizado al Inicio de Operación 10 %	
		(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice	(M\$/KW)	Indice
Térmica convencional	2 x 350	0.074	100	0.081	100	0.104	100
	2 x 160	0.089	121	0.097	120	0.124	120
	2 x 84	0.104	141	0.114	141	0.146	141
	2 x 37.5	0.124	167	0.135	167	0.159	153

¹ Se omiten las centrales carboeléctricas y duales, debido a que el costo de estos equipos está integrado en el costo de inversión total del proyecto.

CUADRO 10.8

**INCREMENTO EN EL COSTO UNITARIO DE GENERACION
POR CONCEPTO DE DESULFURADOR**

(Precios medios de 1992)
tasa de descuento del 10%

Central	Potencia (MW)	Central Nueva				Indice
		Inversión (\$/kWh)	O y M (\$/kWh)	Combustible (\$/kWh)	Total (\$/kWh)	
Térmica convencional	2 x 350	10.74	6.21	5.58	22.53	100
	2 x 160	18.42	12.31	6.09	36.82	163
	2 x 84	28.83	16.42	6.47	51.72	230
	2 x 37.5	46.58	20.47	7.02	74.07	329
Carboeléctrica C. dual	2 x 350	12.35	6.21	2.24	20.79	92
	2 x 350	12.35	6.21	1.84	20.39	91

Central	Potencia (MW)	Central Existente				Indice
		Inversión (\$/kWh)	O y M (\$/kWh)	Combustible (\$/kWh)	Total (\$/kWh)	
Térmica convencional	2 x 350	17.12	6.21	5.58	28.90	100
	2 x 160	29.40	12.31	6.09	47.79	165
	2 x 84	45.87	16.42	6.47	68.76	238
	2 x 37.5	74.28	20.47	7.02	101.78	352
Carboeléctrica C. dual	2 x 350	17.40	6.21	2.24	25.84	89
	2 x 350	17.40	6.21	1.84	25.44	88

CUADRO 10.9

INCREMENTO EN EL COSTO UNITARIO DE GENERACION
POR CONCEPTO DE QUEMADOR DE BAJO NO_x

(Precios medios de 1992)
tasa de descuento del 10%

Central	Potencia (MW)	Central Nueva			
		Inversión (\$/kWh)	O y M (\$/kWh)	Total (\$/kWh)	Indice
Térmica convencional	2 x 350	0.26	0.00	0.26	100
	2 x 160	0.30	0.00	0.30	116
	2 x 84	0.36	0.00	0.36	139
	2 x 37.5	0.42	0.00	0.42	162
Carboeléctrica C. dual	2 x 350	0.48	0.00	0.48	188
	2 x 350	0.50	0.00	0.50	195

Central	Potencia (MW)	Central Existente			
		Inversión (\$/kWh)	O y M ² (\$/kWh)	Total (\$/kWh)	Indice
Térmica convencional	2 x 350	0.89	1.32	2.20	100
	2 x 160	1.06	2.08	3.14	142
	2 x 84	1.26	3.03	4.28	194
	2 x 37.5	1.48	4.85	6.33	287
Carboeléctrica C. dual	2 x 350	1.72	1.65	3.37	153
	2 x 350	1.82	1.65	3.47	157

² No fué posible separar el aumento del costo de generación por concepto de combustible por lo que se incluye en este rubro.

CUADRO 10.10

INCREMENTO EN EL COSTO UNITARIO DE GENERACION
POR CONCEPTO DE REDUCTORES CATALITICOS

(Precios medios de 1992)
tasa de descuento del 10%

Central	Potencia (MW)	Central Nueva				Indice	
		Inversión (\$/kWh)	O y M ⁴ (> 1 % Azufre) (\$/kWh)	Total (\$/kWh)	O y M ³⁴ (< 1 % Azufre) (\$/kWh)		Total (\$/kWh)
Térmica convencional	2 x 350	5.97	22.34	28.31	18.48	24.45	100
	2 x 160	7.21	33.07	40.27	28.41	35.62	148
	2 x 84	8.41	46.10	54.51	40.67	49.08	201
	2 x 37.5	9.74	70.47	80.21	64.02	73.75	302
Carboeléctrica C. dual	2 x 350	6.16	22.34	28.50	18.48	24.65	101
	2 x 350	6.48	22.63	29.11	18.58	25.06	102

Central	Potencia (MW)	Central Nueva				Indice	
		Inversión (\$/kWh)	O y M ³ (> 1 % Azufre) (\$/kWh)	Total (\$/kWh)	O y M ³⁴ (< 1 % Azufre) (\$/kWh)		Total (\$/kWh)
Térmica convencional	2 x 350	19.74	35.69	55.43	32.57	52.31	100
	2 x 160	23.80	54.06	77.87	50.30	74.10	142
	2 x 84	27.79	76.62	104.41	72.23	100.02	191
	2 x 37.5	32.21	119.28	151.48	114.06	146.26	280
Carboeléctrica C. dual	2 x 350	20.40	35.69	56.09	32.57	52.98	101
	2 x 350	21.41	35.99	57.40	32.72	54.13	103

³ No fué posible separar el aumento del costo de generación por concepto de combustible, por lo que se incluye en este rubro.

⁴ En este rubro se incluye el reemplazo del catalizador, el cual representa el 75 % de los costos de O y M. Para combustibles de bajo azufre se consideró un período de reemplazo de 5 años, mientras que para combustibles con un contenido mayor de 1 % de azufre el período es de 2 años.

CUADRO 10.11

**INCREMENTO EN EL COSTO UNITARIO DE GENERACION
POR CONCEPTO DE REDUCTORES NO CATALITICOS**

**(Precios medios de 1992)
tasa de descuento del 10%**

Central	Potencia (MW)	Central Nueva			
		Inversión (\$/kWh)	O y M ⁵ (\$/kWh)	Total (\$/kWh)	Índice
Térmica convencional	2 x 350	0.40	3.29	3.69	100
	2 x 160	0.49	5.19	5.68	154
	2 x 84	0.56	7.57	8.12	220
	2 x 37.5	0.65	12.13	12.78	346
Carboeléctrica C. dual	2 x 350	0.41	3.29	3.70	100
	2 x 350	0.43	3.29	3.72	101

Central	Potencia (MW)	Central Existente			
		Inversión (\$/kWh)	O y M (\$/kWh)	Total (\$/kWh)	Índice
Térmica convencional	2 x 350	1.49	9.88	11.36	100
	2 x 160	1.79	15.58	17.37	153
	2 x 84	2.09	22.70	24.79	218
	2 x 37.5	2.41	36.38	38.79	341
Carboeléctrica C. dual	2 x 350	2.04	9.88	11.91	105
	2 x 350	2.15	9.88	12.02	106

⁵ No fué posible separar el aumento del costo de generación por concepto de combustible por lo que se incluye en esta rubro.

CUADRO 10.12

INCREMENTO EN EL COSTO UNITARIO DE GENERACION
POR CONCEPTO DE PRECIPITADORES ELECTROSTATICOS

(Precios medios de 1992)
tasa de descuento del 10%

Central	Potencia (MW)	Central Nueva			
		Inversión ^b (\$/kWh)	O y M ⁷ (\$/kWh)	Total (\$/kWh)	Indice
Térmica convencional	2 x 350	1.44	4.26	5.70	100
	2 x 160	1.74	6.62	8.36	147
	2 x 84	2.02	9.51	11.53	202
	2 x 37.5	2.22	14.97	17.19	302

Central	Potencia (MW)	Central Existente			
		Inversión ^b (\$/kWh)	O y M ⁷ (\$/kWh)	Total (\$/kWh)	Indice
Térmica convencional	2 x 350	2.33	4.26	6.59	100
	2 x 160	2.79	6.62	9.40	143
	2 x 84	3.27	9.51	12.78	194
	2 x 37.5	3.57	14.97	18.54	281

⁶ Se incluye la parte correspondiente al sistema de manejo de cenizas volátiles.

⁷ No fué posible separar el aumento del costo de generación por concepto de combustible por lo que se incluye en este rubro.

CAPITULO XI

CASO PRACTICO: " PROYECTO CICLO COMBINADO CENTRAL RIO BRAVO "

ANTECEDENTES DEL PROYECTO

Con la visión de eficientar los resultados operativos de la región y optimizar al máximo la capacidad instalada, se encuentra en elaboración de anteproyecto la reubicación de dos unidades turbogás Westinghouse 251B8 de 30,000 kW, las cuales se encuentran actualmente instaladas en la ciudad de Monclova, Coahuila. Esta reubicación sería para integrar una central de ciclo combinado, formada por una de estas unidades o ambas, con unidades de vapor de 37,500 kW marca Brown Boveri serie B41149 de la central Río Bravo.

Esto debido a que desde el punto de vista técnico operativo se ha convertido actualmente en una opción muy atractiva la instalación de recuperadores de calor en equipos turbogás ya instalados para la integración con unidades a turbina de vapor convencionales como una solución viable a la producción económica de energía.

Las características principales del ciclo proyectado son de acuerdo al siguiente diagrama 11.1.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

CARACTERISTICAS DE LOS EQUIPOS

Características generales de las Unidades I y II de la Central Termoeléctrica Emilio Portes Gil.

TURBO GENERADOR

CARACTERISTICAS	UNIDAD I	UNIDAD II
MARCA	B.B.C.	B.B.C.
MODELO		
NUMERO DE SERIE	44149	44186
CAPACIDAD	37,500 kW	37,500 kW
REGIMEN TERMICO	3,190 kcal / kWh	3,180 kcal / kWh
EFICIENCIA	26.96 %	27.04 %
HORAS DE OPERACION	195,158.51	198,823.37
AÑO DE INSTALACION	ABRIL 1 DE 1964	JUNIO 23 DE 1964

GENERADOR DE VAPOR

CARACTERISTICAS	UNIDAD I	UNIDAD II
MARCA	SULZER	SULZER
NUMERO DE SERIE	12613	12614
CAPACIDAD	160 Ton / hr	160 Ton / hr
PREISION	63.3 kg / cm ²	63.3 kg / cm ²
TEMPERATURA	490 °C	490 °C

Características generales de Unidades II y III de la Central Turbogás Monclova.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

CARACTERISTICAS	UNIDAD II	UNIDAD III
MARCA	WESTINGHOUSE	WESTINGHOUSE
NUMERO DE SERIE	47A1347(37A1081)	47A1537(37A1071)
MODELO	W - 251B2/8	W - 251B2/8
CAPACIDAD EFECTIVA	30,000 kW	30,000 kW
HORAS DE OPERACION	11,724 ABRIL/93	11,932 ABRIL/93
REGIMEN TERMICO	3,678 kcal/kWh	3,698.8 kcal/kWh
EFICIENCIA	23.38 %	23.25 %
AÑO DE INSTALACION	DIC 9 DE 1980	SEP 23 DE 1980
GEN. PROGRAMADA/93	10,160 MW	10,160 MW

ESTUDIO TECNICO DEL PROYECTO.

El resumen del balance térmico realizado es el siguiente:

I) Opción " HRSG " (Heat Recovery Steam Gas)

En primera instancia se analizó la posibilidad de recuperar calor de escape de las dos turbogás a través de un generador de vapor convencional similar a los que actualmente se están usando en compañías independientes dedicadas a la producción de energía eléctrica y/o generación . Formando un arreglo de ciclo combinado, el cual como se mostrará en los cálculos anexos ofrece el mayor incremento en eficiencia térmica, punto que se considera de mayor atractivo para la selección de esta opción.

II) Opción " Aceite Térmico " (Sustitución Calentador Alta Presión)

El esquema analizado contempla la sustitución de los calentadores de alta presión de las dos unidades de vapor, por unos intercambiadores de calor utilizando aceite térmico calentado por los gases de escape de una unidad turbogás. Esto implica la utilización de un tercer fluido el cual intercambiaría energía entre el flujo de gases y el agua de alimentación; la elevación de la temperatura sería de 150 °C a 262 ° C aproximadamente, esta condición desde el punto de vista de eficiencia térmica y tomando como referencia objetiva el Ciclo Carnot cuya teoría es " El punto óptimo de rendimiento se dará cuando al ciclo se le aplique calor a la mayor temperatura posible y el calor removido o desalojado se procure que sea a la mínima posible ".

En base a este razonamiento avalado por los cálculos anexos se demuestra plenamente que la mejor opción operativa es la opción I, es decir , utilizar el recuperador HRSG.

HOJAS DE CALCULO

I) Opción "HRSG" (Heat Recovery Steam Gas, ver diagrama 11.3)

I.1 Datos de diseño

I.1.1 Turbina de gas

Regimen térmico = 12,227.8 BTU / kWh = 3087.82 kcal / kWh

Potencia = 31,000 kW

$$\eta_t = 3413 / 12,227.8 \text{ BTU / kWh} = 27.80 \%$$

Masa de productos = 307 Lbs / seg

T. productos máx. = 545 ° C

Equivalencias

1 kW = 3413 BTU / hr

1 kcal = 3.96 BTU

1 kW = 861.9 kcal / hr

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

I.1.2 Ciclo vapor

Potencia de la Turbina = 32,400 kW

Calor entrando en Caldera = Q_{in}

$$Q_{in} = 125,590 \text{ kg / hr} (807.7 - 186.4) \text{ kcal / kg} = 78'029,067 \text{ kcal / hr} \\ = 90,531 \text{ kW}$$

$$\begin{aligned} \eta_t &= (\text{Potencia en la turbina} / Q_{in}) \times 100 \\ &= (32,400 \text{ kW} / 90,531 \text{ kW}) \times 100 \\ &= 35.8 \% \end{aligned}$$

1.2 Recuperador

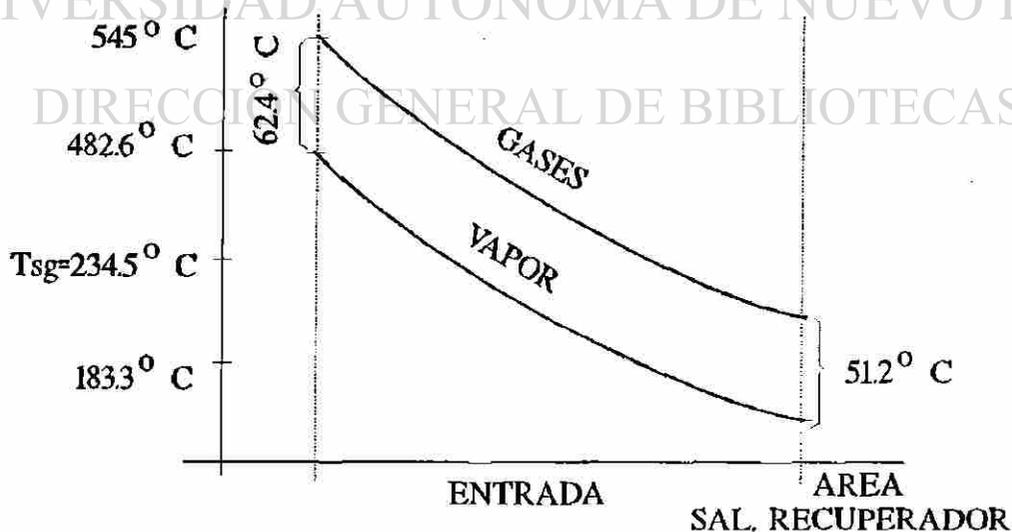
$$\begin{aligned} \text{Masa de productos de 2 turbinas de gas} &= 307 \text{ Lbs / seg} \times 2 \\ &= 614 \text{ Lbs / seg} \end{aligned}$$

$$\text{Calor recuperado} = 85,832 \text{ BTU / seg} = (614)(0.25) \Delta T \text{ prod}$$

$$\Delta T \text{ prod} = 559^\circ \text{F} = (545 - T_{sg})(1.8) \quad ; \quad T_{sg} = 234.5^\circ \text{C}$$

$T_{sg} - 183.3^\circ \text{C} = 51.2^\circ \text{C}$; este resultado es congruente, ya que es una diferencia de temperaturas muy razonable para la transferencia de calor en el recuperador (dimensionamiento).

1.3 DIAGRAMA TERMICO DEL RECUPERADOR



1.4 Cálculo de la eficiencia del conjunto

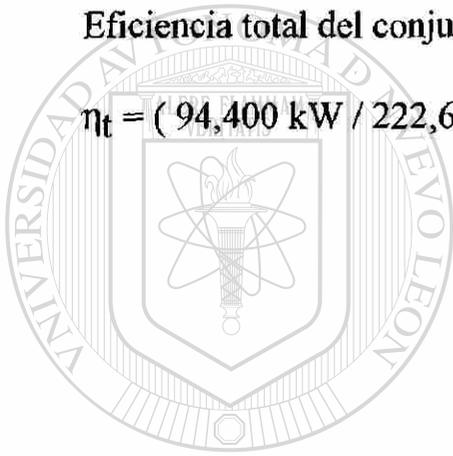
(2 Turbinas de gas y 1 planta de vapor modificada eliminando la caldera y colocando el recuperador).

$$\begin{aligned} \text{Potencia Total de Salida} &= 32,400 + 31,000 + 31,000 \text{ kW} \\ &= 94,400 \text{ kW} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Calor proporcionado con 2 turbinas de gas} &= 2 \times \text{kW} / \eta \\ &= 2 \times 31,000 / 0.2785 \\ &= 222,621 \text{ kW} \end{aligned}$$

Eficiencia total del conjunto:

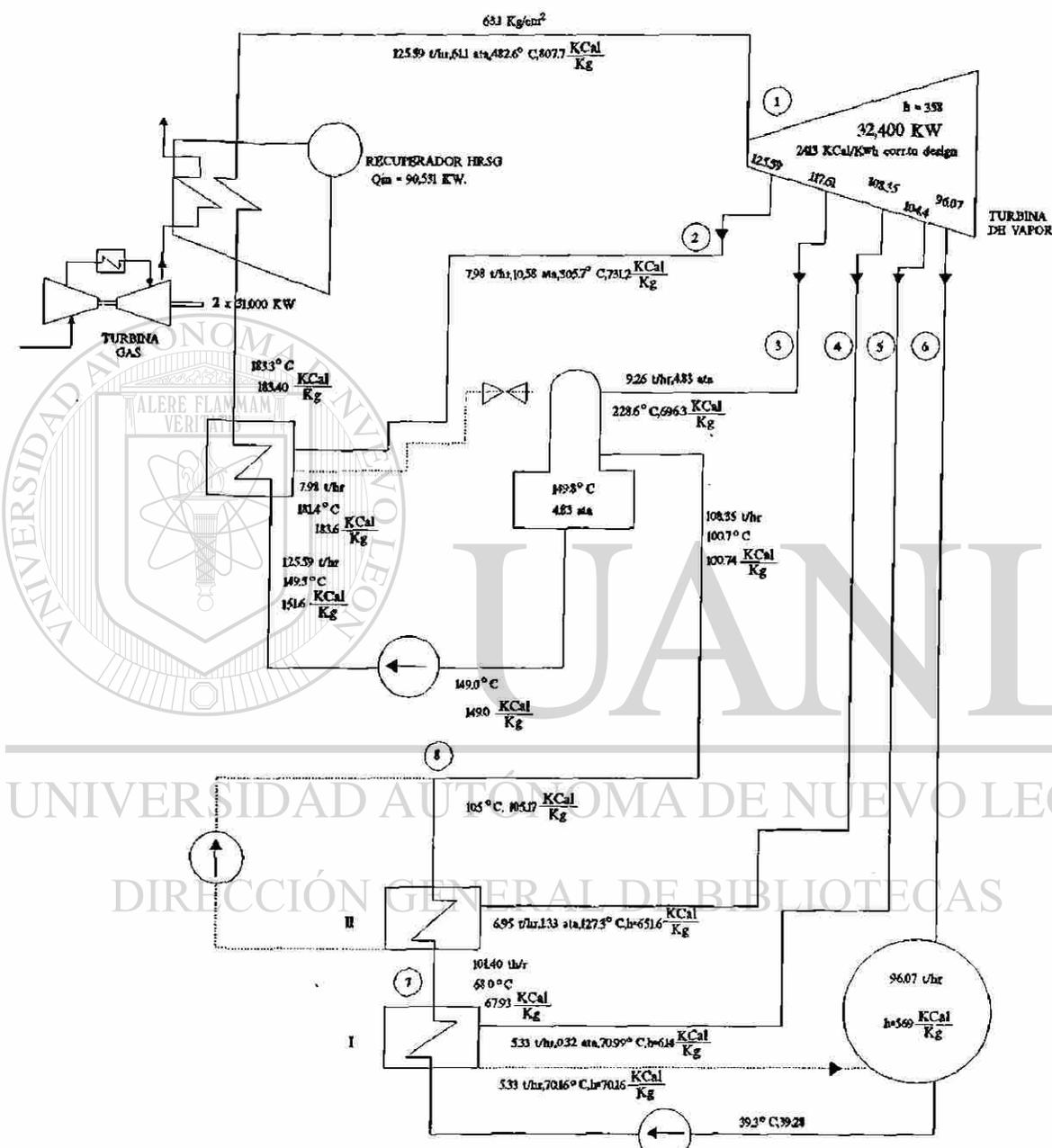
$$\eta_t = (94,400 \text{ kW} / 222,621 \text{ kW}) \times 100 = 42.4 \%$$



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



OPCION "HRSG"
Diagrama 9.3

II) Opción "Aceite térmico" , una unidad turbogás eliminando extracción de alta presión en dos unidades de vapor (ver diagrama 11.4)

II.1 Análisis termodinámico, cerrando extracción de alta presión

Para el nuevo ciclo sin extracción en 2 y con $Ma_1 = 150.62$ Ton / hr se dejarán las mismas masas extraídas en los puntos 3, 4, 5 y se calcularán las nuevas presiones.

$\Delta P = (\text{Constante}) (\text{Masa})$ entonces:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{nueva}} / \Delta P_{\text{anterior}} &= Ma_{\text{nueva}} / Ma_{\text{anterior}} \\ \Delta P_{\text{nueva}} &= \Delta P_{\text{anterior}} (Ma_{\text{nueva}}) / (Ma_{\text{anterior}}) \\ \Delta P_{5-6 \text{ nueva}} &= \Delta P_{5-6 \text{ anterior}} \times Ma_{5-6 \text{ nueva}} / Ma_{5-6 \text{ anterior}} \\ &= (0.37 - 0.072) \times 124.18 / 114.22 \\ &= 0.3239 \text{ ata.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_{5 \text{ nueva}} - P_{6 \text{ nueva}} &= 0.3239 \\ P_{5 \text{ nueva}} &= 0.072 + 0.3239 = 0.396 \text{ ata} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_{4 \text{ nueva}} - P_{5 \text{ nueva}} &= (1.58 - 0.37) \times 130.78 / 120.82 = 1.3097 \text{ ata} \\ P_{4 \text{ nueva}} &= 1.3097 + 0.396 = 1.7 \text{ ata} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_{3 \text{ nueva}} - P_{4 \text{ nueva}} &= (5.73 - 1.58) \times 139.29 / 129.33 = 4.4696 \text{ ata} \\ P_{3 \text{ nueva}} &= 4.4694 + 1.7 = 6.17 \text{ ata} \end{aligned}$$

Localizando los puntos 1, 2, 3, 4, 5 y 6 en el diagrama de Mollier¹ para las potencias de la turbina 32,400 kW (.) y 38,278 (+) con las presiones y temperaturas anotadas en los diagramas de flujo para 125.59 Ton / hr y 150.62 Ton / hr respectivamente, se observa que todos ellos están sobre una línea recta y con las presiones nuevas calculadas anteriormente, se localizan los nuevos puntos (*) en los cuales:

$$\begin{aligned} h_1^* &= 810 \text{ kcal / kg} \text{ y } T_1^* = 484 \text{ } ^\circ\text{C} \\ h_3^* &= 707.5 \text{ kcal / kg} \text{ y } T_3^* = 250 \text{ } ^\circ\text{C} \\ h_4^* &= 659 \text{ kcal / kg} \text{ y } T_4^* = 145 \text{ } ^\circ\text{C} \\ h_5^* &= 614 \text{ kcal / kg} \text{ y } T_5^* = 75 \text{ } ^\circ\text{C} \end{aligned}$$

¹ Véase apéndice D

$$h_c^* = 562 \text{ kcal / kg y } T_c^* = 41.6 \text{ }^\circ\text{C}$$

II.2 Balance intercambiador I

$$6,600 (614 - 74) = 130,780 (h_7 - 41.56)$$
$$h_7 = 68.76 = 69 \text{ kcal / kg}$$

II.3 Balance intercambiador II

$$8,510 (659) + 130,780(69) = 139,290 h_8$$
$$h_8 = 105 \text{ kcal / kg}$$

II.4 Balance en III

$$11,330 (707.5) + 139,290(105) = 150,620 h_9$$
$$h_9 = 105.32 \text{ kcal / kg}$$

II.5 Balance en el calentador de aceite

Q = 0.5 del calor recuperable de los gases de una turbina de gas.

$$Q = 21,458 \text{ kW} = 18'494,650 \text{ kcal / kg}$$

$$Q = 150,620 (h_{10} - 150.3) = 18'494,650$$

$$h_{10} = 273 \text{ kcal / kg}$$

II.6 Balance en la turbina de vapor

$$W = 150,620 (810 - 707.5) + 139,290 (707.5 - 659)$$
$$+ 130,780 (659 - 614) + 124,180 (614 - 562)$$
$$= 34'536,575 \text{ kcal / hr} = 40,070 \text{ kW}$$

II.7 Balance en la caldera

$$Q_{in} = 150,620 (810 - 273) = 80'882,940 \text{ kcal / hr}$$

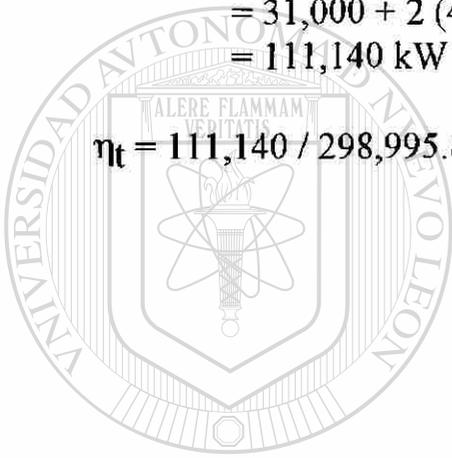
$$Q_{in} = 93,842.6 \text{ kW / caldera}$$

II.8 Eficiencia

$$Q_{total, in} = Q \text{ turbina de gas} + 2Q \text{ caldera} = 31,000 / 0.278 + 2 (93,842.6) \\ = 298,995.8 \text{ kW}$$

$$W_{total} = W_{turbina \text{ de gas}} + 2W_{turbina \text{ de vapor}} \\ = 31,000 + 2 (40,070) \\ = 111,140 \text{ kW}$$

$$\eta_t = 111,140 / 298,995.8 = 37.17 \%$$



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

ESTUDIO ECONOMICO DEL PROYECTO

Para mayor comprensión y sencillez de los cálculos realizados se decidió el tomar las siguientes consideraciones en el estudio económico de este proyecto:

- 1.- Se supone que las erogaciones se presentan en forma discreta, una vez por año y precisamente al principio del mismo. En realidad se incurre en erogaciones de forma casi continua.
- 2.- Se considera que el principio del año cero es el inicio del período de operación.
- 3.- Los costos del kWh generado se miden en moneda constante y se supone que los precios de los insumos se mantienen constantes a lo largo del período de evaluación (15 años).
- 4.- La vida residual de las unidades es de :
 - * Unidad de vapor de "Río Bravo" 15 años y requiere de una inversión adicional de N\$3'200,000.00
 - * Unidades turbogás "Monclova" 15 años considerando que tienen 11,000 hrs acumuladas de uso, y no requieren de inversión adicional.

El costo de la inversión para formar el ciclo combinado requiere de N\$ 20'468,390.00 con un período de construcción de un año (ver tabla 11.1).

Por lo tanto, la inversión total de ciclo combinado es de N\$23'668,390 (20'468,390.00 + 3'200,000.00).

Factor de recuperación del capital considerando una tasa de descuento 10 % anual.

$$frc (0.10, 15) = \frac{0.10 (1.10)^{15}}{(1.10)^{15} - 1} = \frac{0.41772}{3.17725} = 0.131147$$

Factor del valor presente

$fvp(0.10) = 1.0 (1.10) = 1.10$ para período de construcción de un año

La inversión total a una anualidad equivalente es :

$$I \times \frac{frc(0.10,15)}{(1+i)} \times fvp(0.10)$$

$$23'668,390 \times \frac{0.131147}{1.10} \times 1.10 = N\$3'111,683$$

TABLA 11.1

**COSTOS DE INVERSION
DEL PROYECTO "RIO BRAVO"**

COSTO DEL RECUPERADOR DE CALOR	-NS	13'442,680.00
OBRA CIVIL DEL RECUPERADOR DE CALOR		269,353.00
INSTALACION DEL RECUPERADOR DE CALOR		524,987.00
TRASLADO DEL RECUPERADOR DE CALOR		518,272.00
DESMONTAJE Y MONTAJE UNIDADES TURBO GAS (2)		3'499,916.00
TRASLADO DE UNIDADES TURBO GAS (2)		417,496.00
OBRA CIVIL DE UNIDADES TURBO GAS (2)		1'795,686.00
TOTAL COSTO DE INVERSION	NS	20'468,390.00

REDUCCION DEL REGIMEN TERMICO.

El régimen térmico promedio de las unidades I y II de la central termoeléctrica Emilio Portes Gil es de 2695 kcal / kWh (31.91 % de eficiencia), y el régimen térmico esperado del ciclo combinado utilizando las unidades II y III de la central turbogás Monclova y las unidades I ó II de Río Bravo es de 2028.3 kcal / kWh (42.4 % de eficiencia), por lo tanto obtendríamos un ahorro en el régimen térmico de :

$$\text{Diferencia régimen térmico} = 2695 - 2028.3 = 666.7 \text{ kcal / kWh}$$

Considerando la capacidad efectiva del ciclo de 90 MW y un factor de planta del 85 % incluyendo el factor de usos propios, es decir, 7446 hrs al año, se obtendría una generación anual de :

$$\text{GNA} = C \times \text{hrs. período} \times f p$$

$$\text{GNA} = 90,000 \text{ kW} \times 8760 \text{ hrs} \times 0.85$$

$$\text{GNA} = 670.14 \times 10^6 \text{ kWh / año}$$

Por lo tanto el ahorro de calor anual lo obtendríamos multiplicando la generación anual por la diferencia de régimen térmico.

$$\text{Ahorro anual calor} = 670.14 \times 10^6 \text{ kWh / año} \cdot 666.7 \text{ kcal / kWh}$$

$$\text{Ahorro anual calor} = 446,782.34 \times 10^6 \text{ kcal / año}$$

Considerando el poder calorífico del gas de 8460 kcal / m³ obtenemos un combustible ahorrado anualmente de :

$$\text{AC} = \frac{446,782.34 \times 10^6 \text{ kcal / año}}{8460 \text{ kcal / m}^3}$$

$$\text{AC} = 52.81 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ / año}$$

Por lo tanto el costo de combustible ahorrado anualmente será de :

$$\text{CC ahorrado} = 0.28045 \text{ N\$ / m}^3 \cdot 52.81 \times 10^6 \text{ m}^3 / \text{año}$$

$$\text{CC ahorrado} = 14.8106 \times 10^6 \text{ N\$ / año}$$

$$\begin{aligned} \text{AC unitario} &= (\text{Dif. régimen térmico} / \text{Poder calorífico}) \times \text{CC} \\ &= [(666.7 \text{ kcal} / \text{kWh}) / (8460 \text{ kcal} / \text{m}^3)] \times 0.28045 \text{ N\$} / \text{m}^3 \\ &= 0.0221011 \text{ N\$} / \text{kWh} \end{aligned}$$

COSTO NIVELADO DEL KWH POR CONCEPTO DE INVERSIÓN

$$C = 90,000 \text{ kW}$$

$$fp = 76.12 \% \text{ (Incluye factor de usos propios)}$$

$$u = 15 \text{ años}$$

$$i = 10 \%$$

$$I = \text{N\$ } 23'668,390$$

$$N = 1 \text{ año}$$

1) Costo Unitario

$$cu = \frac{I}{C} = \frac{23'668,390}{90,000} = 262.98 \text{ N \$} / \text{kW}$$

2) Factor de recuperación del capital

$$frc (0.10, 15) = 0.131147$$

$$\frac{frc (0.10, 15)}{1 + 0.10} = \frac{0.131147}{1.10} = 0.11952$$

3) Factor de valor presente

$$fvp (0.10, 1) = 1.0(1+0.10) = 1.10$$

$$4) \text{GNA} = 0.7612 \times 8760 = 6668.11 \text{ kWh} / \text{kW}$$

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

$$CI (fp) = \frac{34 \cdot 574505}{fp \times 8760} = \frac{0.003947}{fp}$$

$$CVOM \text{ UNITARIO} = N\$ 0.01426$$

$$CFOM \text{ UNITARIO} = \frac{N\$ 14.259 / \text{kW año}}{fp \times 8760}$$

TABLA 11.2

TABULADOR DE COSTOS UNITARIOS NIVELADO DE OPERACION, MANTENIMIENTO E INVERSIÓN "CICLO COMBINADO RIO BRAVO"

fp %	GNA kWh / año	Costo Variable de O. y Mnto. N\$ / kWh	Costo fijo de O. y Mnto. N\$ / kWh	Ahorro Combustible N\$ / kWh	Costo Nivelado Inversión Total N\$ / kWh
85	670.14 x 10 ⁶	0.01426	0.001915	0.022101	0.004643
75	591.30 x 10 ⁶	0.01426	0.002173	0.022101	0.005262
65	512.46 x 10 ⁶	0.01426	0.002504	0.022101	0.006072
55	433.62 x 10 ⁶	0.01426	0.002959	0.022101	0.007176
45	354.78 x 10 ⁶	0.01426	0.003617	0.022101	0.008771
35	275.94 x 10 ⁶	0.01426	0.004651	0.022101	0.011276
25	197.10 x 10 ⁶	0.01426	0.006511	0.022101	0.015783
20	157.68 x 10 ⁶	0.01426	0.008139	0.022101	0.019734

TABLA 11.3

**TABULADOR DE COSTOS
UNITARIOS NIVELADOS**

Factor de planta	GNA kWh / año	Costos Fijos de O. y Mnto. e Inversión Ns / kWh	Costo fijo variable y nivelado de Inversión Ns / kWh	Ahorro en Combustible Ns / kWh	Observaciones
85	670.14×10^6	0.006558	0.020818	0.022101	
75	591.30×10^6	0.0077435	0.021695	0.022101	
71.09	560.50×10^6	0.007841	0.022101	0.022101	Punto de equilibrio
65	512.86×10^6	0.008576	0.022836	0.022101	
55	433.62×10^6	0.010135	0.024395	0.022101	
45	354.78×10^6	0.012388	0.026648	0.022101	
35	275.94×10^6	0.015927	0.030287	0.022101	
25.22	198.86×10^6	0.022101	0.036361	0.022101	Punto mínimo de GNA
20	157.68×10^6	0.027873	0.042133	0.022101	

Observaciones:

- Operando el ciclo combinado a más de 198.86×10^6 kWh / año de generación neta anual de energía; el ahorro en combustible cubre la inversión y los costos fijos de operación y mantenimiento, de ser menor el GNA el proyecto no es recomendable.

- Operando el ciclo combinado a 560.50×10^6 kWh / año de generación neta anual de energía; el ahorro en combustible cubre los costos fijos y además el costo variable de operación y mantenimiento.

A) PUNTO DE EQUILIBRIO SIN CONSIDERAR LA INVERSION.

- Costos de operación y mantenimiento ciclo combinado

$$CFOM = \frac{N\$14.259 / kW - año}{f.p. \times 8790}$$

$$CVOM = N\$ 0.01426 / Kwh$$

- Ahorro de combustible

$$AC = \frac{Dif . Reg . Térmico}{Poder calorífico} \times CC$$

$$AC = \frac{666.7 \text{ kcal} / kWh}{8460 \text{ kcal} / m^3} \times 0.28045 \text{ N \$} / kWh$$

$$= N\$ 0.0221011 / kWh$$

1.- Ecuaciones

Ecuación de ahorro

$$AC / año = 0.0221011 \times GNA$$

Ecuación de costo

$$COM / año = 0.01426 \times GNA + 14.259 \times C$$

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

2.- Punto de equilibrio

$$0.0221011 \times GNA = 0.01426 \times GNA + 14.259 \times C$$

$$GNA = \frac{14.259 \times 90,000 \text{ kW}}{0.078411} = 163.664 \times 10^6 \text{ kWh} / año$$

$$fp = \frac{163.664 \times 10^6}{90,000 \times 8760} \times 100 = 20.76 \%$$

Notas:

Sin incluir el costo de la inversión (N\$ 20'468,390) ni el costo de inversión adicional (N\$ 3'200,000)

B) PUNTO DE EQUILIBRIO Y PUNTO MINIMO DE GENERACION NETA ANUAL DE ENERGIA CONSIDERANDO LA INVERSION TOTAL

1.- Ecuaciones

$$\text{COMI} = 0.01426 \times \text{GNA} + 14.259 \times \text{capacidad} + \text{Inversión total}$$

$$\text{AC} = 0.022101 \times \text{GNA}$$

2.- Punto de equilibrio

$$\text{COMI} = \text{AC}$$

$$0.01426 \times \text{GNA} + 14.259 \times 90,000 + 3'111,683 = 0.022101 \times \text{GNA}$$

$$\text{GNA} = 560.507 \times 10^6 \text{ kWh / año}$$

$$\text{fp} = 71.09 \%$$

3.- Punto mínimo de GNA

$$\text{AC} = \text{Fijos de mantenimiento} + \text{inversión anual equivalente}$$

$$0.022101 \times \text{GNA} = 14.259 \times 90,000 + 3'111,683$$

$$\text{GNA} = \frac{4'394,993}{0.022101} = 198.86 \times 10^6 \text{ kWh / año}$$

$$\text{fp} = \frac{198.86 \times 10^6}{90,000 \times 8760} \times 100 = 25.22 \%$$

TABLA 9.4

TABULADOR DE COSTOS ANUALES
DE OPERACION, MANTENIMIENTO E INVERSIÓN.

tp %	GNA kWh / año	Costo Variable de O. y Mto. Ns / Año	Costo fijo de O. y Mto. Ns / Año	Inversión Anual Equivalente Ns / Año	Ahorro Combustible Ns / Año
85	670.14 x 10 ⁶	9'556,196	1'283,310	3111683	14'810,831
75	591.46 x 10 ⁶	8'431,938	1'283,310	3111683	13'068,321
65	512.30 x 10 ⁶	7'307,680	1'283,310	3111683	11'325,929
55	433.62 x 10 ⁶	6'183,421	1'283,310	3111683	9'583,480
35	275.94 x 10 ⁶	3'934,904	1'283,310	3111683	6'088,677
25	197.10 x 10 ⁶	2'810,646	1'283,310	3111683	4'356,127
15	118.26 x 10 ⁶	1'686,378	1'283,310	3111683	2'813,670

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

$$CFOM_{\text{anual}} = CF_{\text{unitario}} \times GNA$$

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

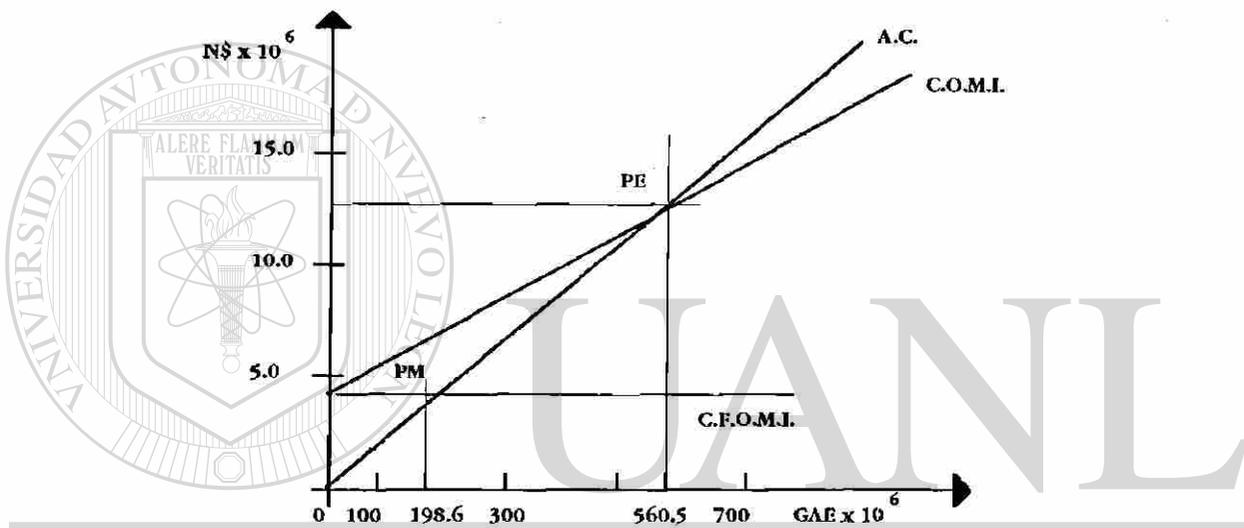
$$CVOM_{\text{anual}} = CV_{\text{unitario}} \times GNA$$

$$IAE = I \times frc \times fvp$$

$$AC_{\text{anual}} = AC_{\text{unitario}} \times GNA$$

GRAFICA 11.1

GENERACION NETA ANUAL MINIMA Y PUNTO DE EQUILIBRIO



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



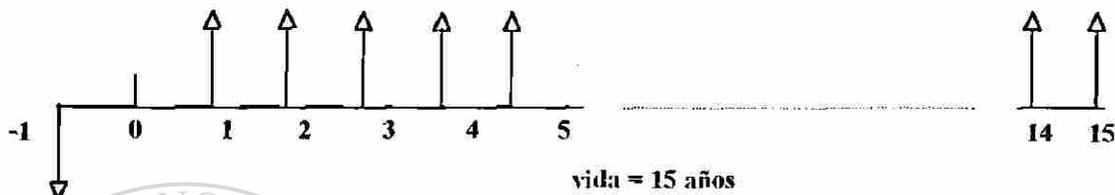
DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

- PM** Punto mínimo de generación neta anual de energía (GNA). Si la unidad de ciclo combinado genera menos de esta cantidad al año no es recomendable la inversión.
- PE** Punto de equilibrio de generación neta anual de energía (GNA). El ahorro en combustible paga la inversión y los costos fijos y variables de operación y mantenimiento.

TASA INTERNA DE RENDIMIENTO SOBRE LA INVERSION TOTAL DEL PROYECTO.

a) Sin considerar depreciación e impuestos.

$$AC / \text{año} = N\$ 0.022101 \times \text{GNA}$$



Inversión de N\$ 23.666839 x 10⁶

$$23.6683 \times 10^6 (1.10) = \text{frc} (i,n) \times 0.022101 \times \text{GNA}$$

TABLA 11.5

TABULADOR DE LA TASA INTERNA DE RENDIMIENTO PARA DIFERENTE GNA

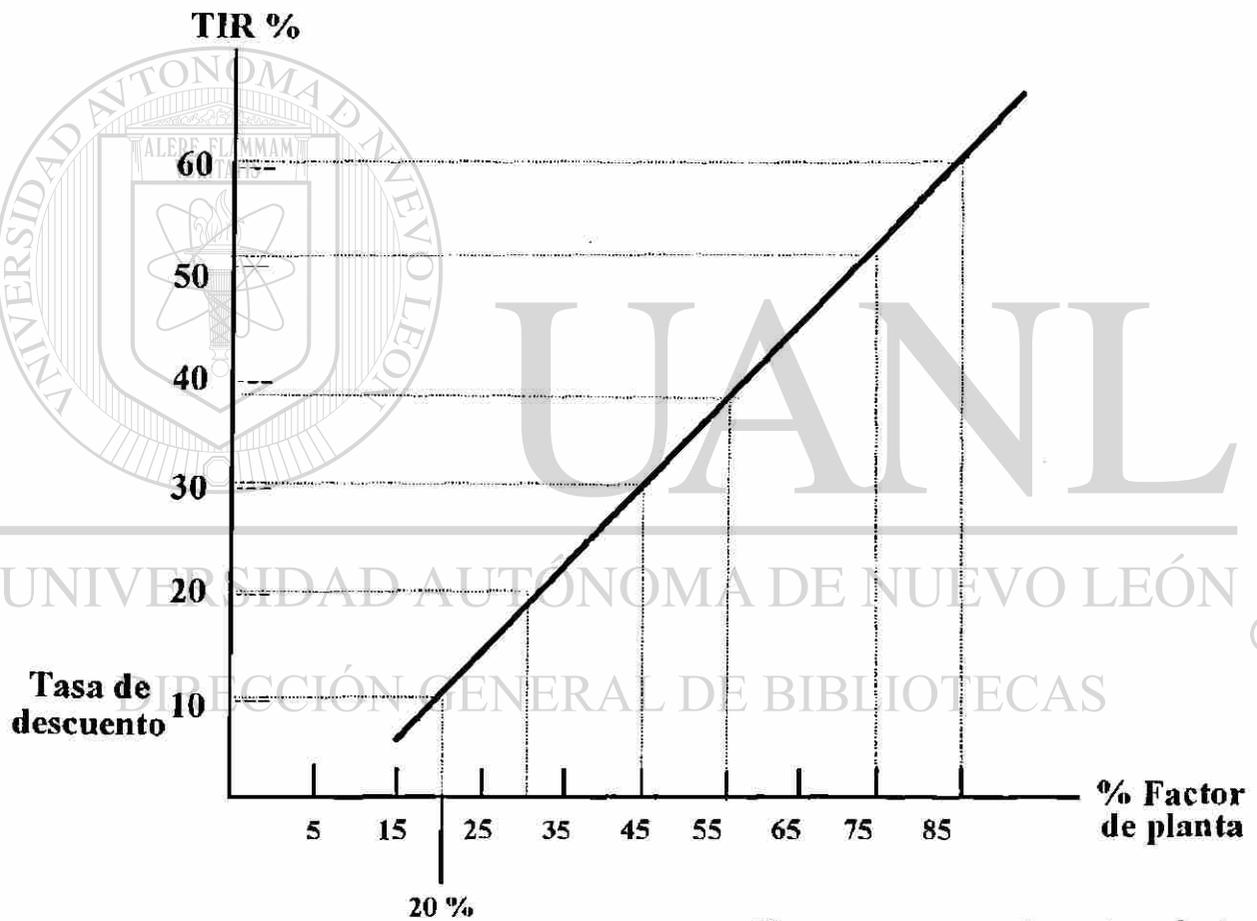
ip %	GNA neta kWh / año	Ahorro Combustible N\$ / Año	Tasa interna de rendimiento sobre la inversión *TIR %
15	118.26 x 10 ⁶	2.6137 x 10 ⁶	5.42
20	157.68 x 10 ⁶	3.4849 x 10 ⁶	10.50
25	197.10 x 10 ⁶	4.3561 x 10 ⁶	14.41
35	275.94 x 10 ⁶	6.0986 x 10 ⁶	22.50
45	354.78 x 10 ⁶	7.8411 x 10 ⁶	29.47
55	433.62 x 10 ⁶	9.5835 x 10 ⁶	36.45
65	512.46 x 10 ⁶	11.3260 x 10 ⁶	43.50
75	591.30 x 10 ⁶	13.0684 x 10 ⁶	50.20

* Sin considerar la depreciación de la inversión y los impuestos

GRAFICA 11.2

LA TASA INTERNA DE RENDIMIENTO
SOBRE LA INVERSION DEL PROYECTO

(SIN CONSIDERAR IMPUESTOS NI DEPRECIACION)



Si se genera anualmente más de
 157.68×10^6 kWh/año el proyecto
es rentable

b) Considerando depreciación e impuestos del 50 %

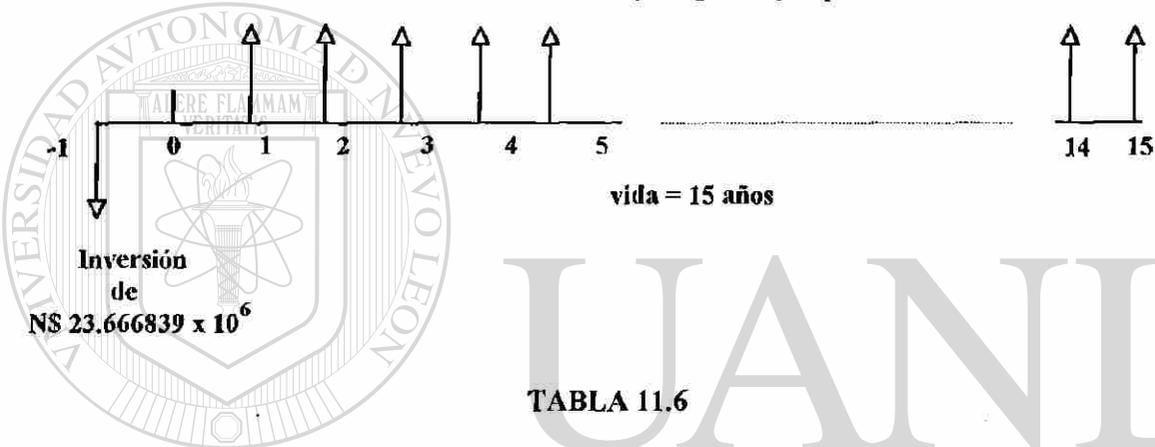
Depreciación anual en línea recta:

$$\text{Dep / año} = I - VR / n$$

Valor de rescate de la inversión al término de 15 años se considera cero.

$$\text{Dep / año} = \text{N\$ } 26.0352 \times 10^6 / 15 = \text{N\$ } 1.73568 \times 10^6$$

Ahorro de combustible incluye impuesto y depreciación



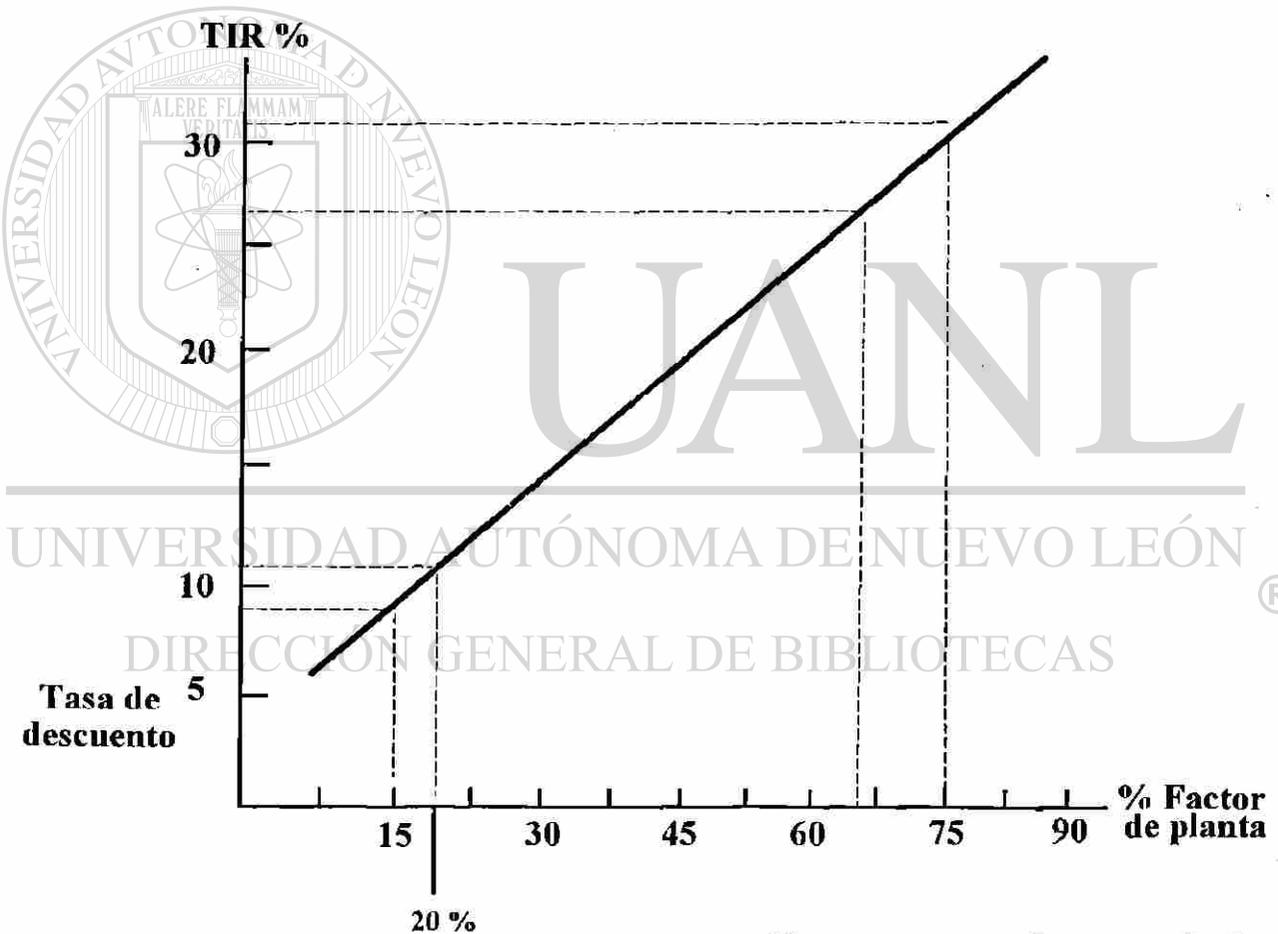
TABULADOR DE "LA TASA INTERNA DE RENDIMIENTO"
INCLUYENDO DEPRECIACION E IMPUESTO

tp %	GNA neto kWh / año	Ahorro Combustible después de impuestos N\$ / Año	Depreciación anual de la inversión	Ahorro neto por año N\$ / Año	Tasa interna de rendimiento sobre la inversión *TIR %
15	118.26 x 10 ⁶	1.30685 x 10 ⁶	1.73568 x 10 ⁶	3.0425 x 10 ⁶	7.98
20	157.68 x 10 ⁶	1.74245 x 10 ⁶	1.73568 x 10 ⁶	3.4781 x 10 ⁶	10.40
25	197.10 x 10 ⁶	2.17805 x 10 ⁶	1.73568 x 10 ⁶	3.9137 x 10 ⁶	12.50
35	275.94 x 10 ⁶	3.04930 x 10 ⁶	1.73568 x 10 ⁶	4.7850 x 10 ⁶	16.78
45	354.78 x 10 ⁶	3.92055 x 10 ⁶	1.73568 x 10 ⁶	5.6562 x 10 ⁶	20.50
55	433.62 x 10 ⁶	4.79175 x 10 ⁶	1.73568 x 10 ⁶	6.5274 x 10 ⁶	24.35
65	512.46 x 10 ⁶	5.66300 x 10 ⁶	1.73568 x 10 ⁶	7.3987 x 10 ⁶	27.92

GRAFICA 11.3

LA TASA INTERNA DE RENDIMIENTO
SOBRE LA INVERSION DEL PROYECTO

(CONSIDERANDO IMPUESTOS Y DEPRECIACION)



Si se genera anualmente más de
 157.68×10^6 kWh/año el proyecto
es rentable

METODO PRACTICO COMUN PARA OBTENER LA TASA INTERNA DE RENDIMIENTO APROXIMADA

$$A = \frac{\text{Suma de "entradas de efectivo" por año} \times \text{Vida del proyecto} - \text{Inversión Total}}{\text{Vida del proyecto}}$$

$$\text{TIR} = \frac{A}{\text{Inversión total}} \times 100 \times \text{FC} ; \text{FC} = 1.18 \sim 1.20$$

EJEMPLO:

$$AC = \text{N}\$9.5835 \times 10^6$$

$$f.p. = 55 \%$$

$$I = \text{N}\$26.5835 \times 10^6$$

Vida del ciclo combinado = 15 años

$$A = \frac{(9.5835 \times 10^6) \times 15 - 26.5835 \times 10^6}{15}$$

$$A = 7.84782 \times 10^6$$

$$\text{TIR} = \frac{7.84782 \times 10^6}{26.5835} \times 100 \times 1.20 = 36.47$$

* Nota : Debe utilizarse el factor de recuperación del capital para diferente "i"

CONCLUSIONES DEL CASO PRACTICO

Definitivamente un proyecto de inversión de esta magnitud y con la amplia perspectiva de convertir una central existente que genera 30,000 kW en una central que genere 90,000 kW requiere de un análisis cuidadoso, detallado y específico, como el que se realizó anteriormente.

Primeramente, antes de realizar cualquier proyecto de inversión es necesario analizar y determinar las necesidades de generación en todo el país y de ahí seleccionar los más importantes y convenientes. Una vez hecho lo anterior se debe especificar qué es lo que se va a hacer, cómo se va a hacer, cuándo se va a hacer y qué se espera obtener.

En este caso de la central Río Bravo, primeramente se definió que se iba a hacer, como se iba a hacer este proyecto y que se buscaba obtener. Con esto se procedió a juntar y especificar la información técnica de los equipos eléctricos involucrados.

Después, se presentaron técnicamente dos opciones para recuperar el calor de escape de las unidades turbogás y utilizarlo para calentar el agua en el generador de vapor. Ambas opciones se analizaron desde el punto de vista térmico para determinar cual de ellas presentaba una mayor eficiencia en el intercambio de calor, obteniéndose como el mejor resultado la opción de utilizar el "HRSG" (Heat Recovery Steam Gas).

Cabe hacer la aclaración que los datos y cálculos térmicos presentados fueron obtenidos de un estudio elaborado por la C.F.E. y no fueron calculados para este trabajo. Además, la explicación de la teoría térmica utilizada no se incluye ni se trata en este trabajo, ya que no es tema ni objetivo de la tesis presentada; solo se verificó que los conceptos y cálculos indicados fueran correctos.

Una vez hecho lo anterior se procedió a analizar el proyecto desde un punto de vista económico. Lo primero que se obtuvo fueron los costos de inversión del proyecto, posteriormente se calcularon los costos de ahorro de combustible, ya que el combustible de la caldera ya no sería consumido, solo el de las 2 turbinas de gas, obteniéndose un ahorro de 0.0221011 N\$/kWh generado.

Con estos datos se elaboró la tabla 11.3 de tabuladores de costos unitarios nivelados, en la cual se obtuvo para diferentes factores de planta la generación neta anual; los costos fijos de operación, mantenimiento e inversión; costo fijo, variable y nivelado de inversión y el ahorro de combustible. De esta tabla se concluyó que el punto de equilibrio se obtenía a un f.p.= 71.09 % que era cuando los costos se igualaban con el ahorro de combustible. Además, también se obtuvo el punto mínimo de GNA que significa que el ahorro de combustible al menos iguala los costos fijos de operación, mantenimiento e inversión, que para este caso era con un f.p.=25.22 %.

Con el análisis anterior se procedió a analizar el proyecto en base a la tasa interna de rendimiento (TIR), considerando la influencia de los impuestos y la depreciación del equipo, dando como resultado la tabla 11.6 y al gráfica 11.3 de donde concluimos finalmente que el proyecto "Ciclo Combinado Río Bravo" resulta muy atractivo pues en tan solo 5 años generando 197.10×10^6 kWh/año con un factor de planta muy bajo de 25 % se recupera la inversión realizada de N\$23'668,900 con una TIR de 12.50 % ; por lo tanto, si la demanda de energía eléctrica en esta región es superior a 197.10×10^6 kWh/año en los próximos 5 años, este proyecto debe merecer una especial atención y consideración dentro del puesto de inversiones de la C.F.E.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

CAPITULO XII

CONCLUSIONES

Después de haber analizado cada uno de los capítulos presentados podemos concluir en esencia que el evaluar un proyecto de inversión en el Sector Eléctrico, como lo es la Comisión Federal de Electricidad (C.F.E.), es realmente muy amplio y su metodología de evaluación debe estar fundamentada en ciertos parámetros de referencia.

Dichos parámetros, tanto técnicos como financieros, deben de estar medidos con credibilidad y reflejar lo más apegado a la realidad el comportamiento de los mismos. Además, estos deben de mantenerse actualizados y revisados periódicamente para evitar utilizar datos erróneos y obsoletos, ya que las situaciones económicas, sociales y tecnológicas del país están constantemente en cambios.

Como ejemplos típicos de proyectos de inversión en el Sector Eléctrico podríamos mencionar los siguientes:

- Construcción de una nueva central generadora de electricidad.
- Ampliación de una central generadora ya existente, debido a el aumento en la demanda de energía.
- Remodelación de una central generadora ya existente, como:
Sustitución de equipos viejos, obsoletos o descompuestos por nuevos de tecnologías avanzadas y más eficientes; adecuación de equipos para control de emisiones atmosféricas y desechos residuales; inclusión de equipos y sistemas para obtener un mejor aprovechamiento y control de los procesos.
- Cierres parciales y totales de centrales generadoras ya existentes, debido a sus altos costos de operación y mantenimiento, obsolescencia de los equipos, disminución en la demanda de generación, tendencias tecnológicas mundiales por cambios de combustibles "sucios" por "limpios", aumentos indiscriminados en los costos de los energéticos no renovables, etc.

Tomando en cuenta lo anterior y habiendo analizado las muchas y diversas tecnologías, procesos y combustibles utilizados para formar una

central generadora nos da como resultado que para realizar un estudio de evaluación de proyectos, los parámetros utilizados de referencia deben de obtenerse en forma particular para cada tipo y tamaño de la central generadora, es decir, que se debe de analizar por separado cada tipo de central involucrada.

Cabe hacer una aclaración muy importante: "Los resultados obtenidos en este estudio *no* jerarquizan en forma definitiva las tecnologías, combustibles y tipos de centrales generadoras analizadas; sino por el contrario solo reflejan una situación particular del presente, la cual seguramente permanecerá constantemente cambiando en función de parámetros: económicos, financieros, políticos, sociales, tecnológicos, etc.

Cuando se estudian y analizan proyectos en los que intervienen diversas condiciones de funcionamiento es de gran ayuda el utilizar una condición en particular como referencia, recomendándose utilizar aquella condición que sea la más usual, frecuente y/o sencilla. Para el estudio de los parámetros de las centrales generadoras presentado se decidió tomar como base de referencia los datos de una central termoeléctrica construida con dos unidades generadoras de 350 Megawatts cada una (2 x 350 MW), esto por las razones anteriormente mencionadas. Y en base a dicha central se analizaron los cambios y evoluciones de los parámetros del resto de las centrales generadoras, como una relación en porciento con la unidad de referencia.

En un proyecto de inversión de este tipo, en el cual se involucra a una central generadora se obtuvo que el parámetro básico y de mayor peso e importancia para comparar dos proyectos de centrales generadoras era el costo del kilowatt-hora neto generado ó costo nivelado (\$/ kwh), es decir el costo total incurrido para producir un kilowatt-hora (kwh). El kilowatt-hora es la unidad de medición bajo la cual la energía eléctrica es vendida, y significa que durante una hora se consumen constantemente 1 kilowatt (1000 watts) de potencia eléctrica.

El costo total neto generado (N\$/kwh) es la herramienta básica para comparar este tipo de proyectos de inversión y en dicho costo influyen ciertos parámetros que pueden clasificarse según el esquema 12.1.

De los tres tipos de costos encontrados podemos concluir que consisten básicamente de lo siguiente:

A) Costo unitario de inversión: El cual a su vez se subdivide en costos directos, que son las erogaciones entre la capacidad de la central y refleja materiales, equipos, mano de obra, etc; costos directos más indirectos¹ que incluye además de lo anterior los costos de estudios, administración, ingeniería, control y actividades de oficinas relacionadas con la obra; y por último los costos actualizados al inicio de la operación que es el resultado de asignar con una tasa de descuento (interés) un valor al tiempo, tomando en cuenta el plazo de construcción y el cronograma de inversiones.

B) Costos de los combustibles: Tal y como su nombre lo dice es el costo del energético utilizado para producir la energía en la central, tomando en cuenta la eficiencia de conversión de la energía² .

C) Costos de operación y mantenimiento: Se subdividen en costos fijos que incluyen salarios, prestaciones, seguro social, etc; y costos variables que tienen relación directa con la generación como materiales, servicios, gastos generales, etc.

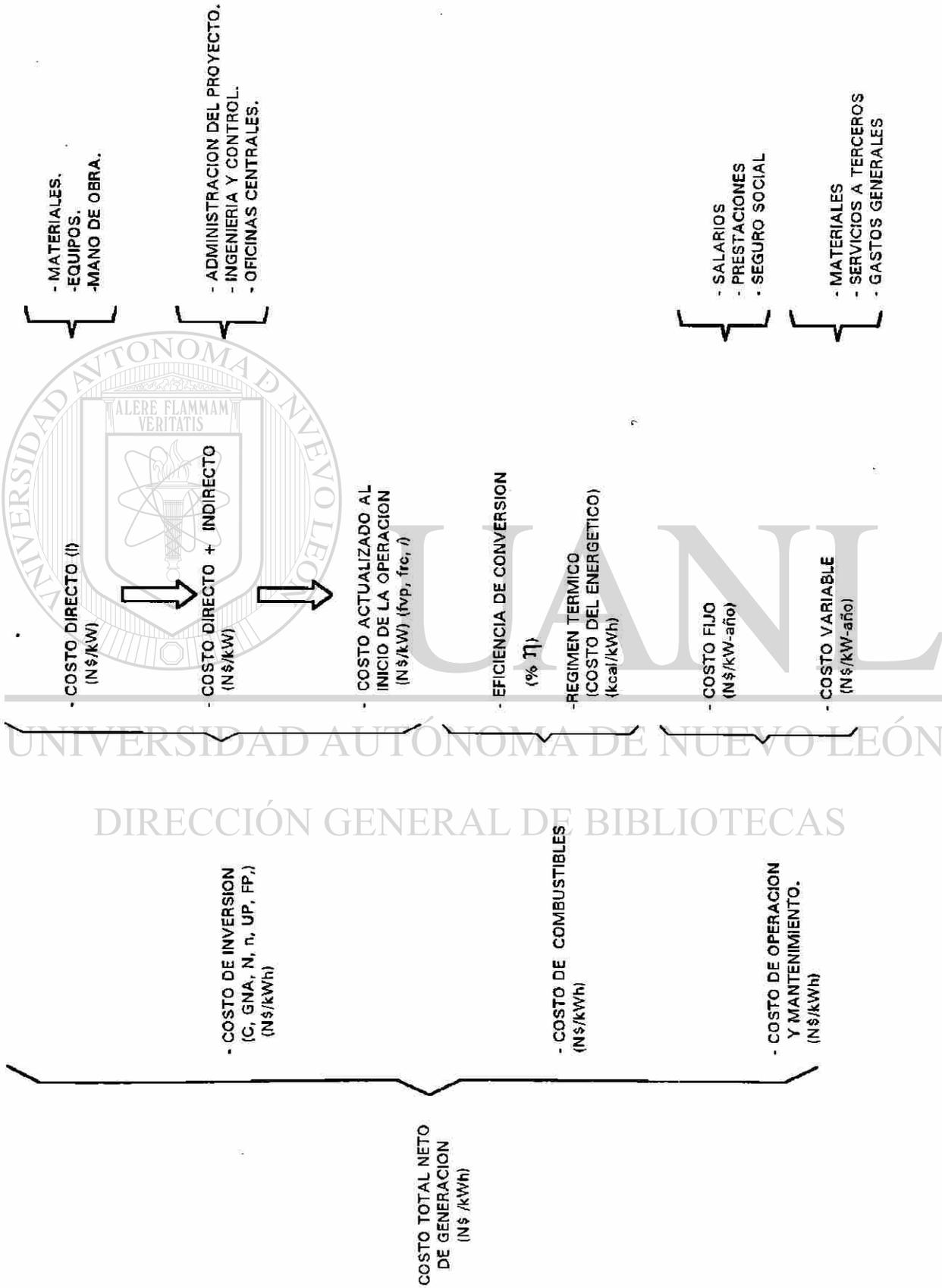
Estos costos pueden variar en función de :

- Tipo de energético : Finito o infinito (Renovable).
- Avances tecnológicos (Explotación y procesos industriales)
- Factores ambientales y ecológicos. Actualmente lo que se hace es utilizar equipos para el control de emisiones, pero la tendencia hacia el futuro es sustituir los combustibles "sucios" por "limpios".
- Factores políticos mundiales, etc.

¹ Sin embargo la aportación de los costos indirectos en general es muy pequeña, ya que los costos directos son del orden de 5 a 8 veces mayores que los indirectos.

² Es muy importante el calcular correctamente y mantener actualizados estos costos ya que pueden variar considerablemente en períodos de tiempo tan grandes, como lo son los períodos de operación (vida útil) de una central generadora, que son desde 15 a 30 años y hasta 50 años en el caso de las centrales hidroeléctricas.

ESQUEMA 12.1



Por tales motivos, un estudio de este tipo debe incluir las expectativas de evolución de los precios de los combustibles.

En general, podríamos concluir que estos tres tipos de costos se dividen comunmente de la siguiente manera para cada tipo de central generadora :

**DIVISION DE COSTOS
(%)**

TIPO DE CENTRAL	INVERSION	COMBUSTIBLE	OPERACION Y MANTENIMIENTO
- Termoeléctrica	30	60	10
- Turbogás (gas)	50	40	10
- Turbogás (diesel)	30	60	10
- C. Combinado (gas)	35	52	13
- C. Combinado (diesel)	20	70	10
- Diesel	50	45	5
- Carboeléctrica	50	30	20
- Nucleoeléctrica	65-80	12-25	10
- Geotermoeléctrica	50	40	10
- Hidroeléctrica	90-95	4-5	1-5

Como resultado de lo anterior podemos ver que los costos son dependientes de cada tipo de central lo cual obliga a analizar los costos en forma separada e individual para cada tipo y tamaño de central generadora, obteniendo un parámetro de referencia en particular dependiendo de lo anterior y por lo tanto no es posible el determinar o utilizar un costo general independiente del tipo de central.

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Además, como se vió en el capítulo IX el costo total neto generado (\$/kwh) esta en función estrecha con los tres costos ya mencionados, los cuales pueden variar causando los siguientes resultados:

A) Costos de inversión:

Existen ciertos parámetros que afectan los costos de inversión y estas variaciones afectan a su vez el costo total neto generado. Como es de esperarse las variaciones en estos costos de inversión afectarán en mayor escala a las centrales hidroeléctricas y en segundo lugar a las nucleares, ya

que en ellas los costos de inversión tienen un mayor peso (90% y 65 % del costo total respectivamente). Estos parámetros son los siguientes:

A.1 - Inversión total: Se considera que puede variar entre $\pm 30 \%$ e influye de una manera directamente proporcional en los costos de inversión.

A.2 - Factor de usos propios: Su rango de variación no está definido e influye en forma inversa no proporcional en los costos de inversión. Debido a que las centrales hidroeléctricas y turbogás utilizan un factor de usos propios muy pequeño ($< 1 \%$) sus efectos serán mínimos.

A.3 - Capacidad de la central: El cambio en los kW generados afecta en forma directamente proporcional al costo de inversión.

A.4 - Factor de planta: Este factor puede variar entre $- 30 \%$ y $+ 10 \%$ (excepto hidroeléctricas $+ 30 \%$) influyendo de manera inversa no proporcional en el costo de inversión.

A.5 - Calendario de inversión: Los períodos de construcción normales y sus variaciones son como sigue

<u>CENTRAL</u>	<u>PERIODO NORMAL</u>	<u>VARIACION</u>
-TURBOGAS, DIESEL, GEOTÉRMICAS	2-3 años	-1 - +1 año
-TERMICAS, C.COMBINADO, CARBOELÉCTRICAS, HIDROELÉCTRICAS	4-5 años	-1 - +2 años
-NUCLEARES	7 años o más	-1 - +3 años

A.6 - Vida económica: Se considera que puede variar entre $\pm 30 \%$ afectando directamente el factor de recuperación de capital.

A.7 - Tasa de descuento (interés): Definitivamente la tasa de descuento influye directamente en los costos de inversión.

B) Costos de combustibles:

Existen parámetros que afectan estos costos y a su vez el costo total neto generado. Como es de esperarse una variación en estos parámetros afectarán en mayor escala a las centrales térmicas y a las que utilicen diesel, ya que en éstas los costos de los combustibles tienen un mayor peso (aproximadamente 60 %). Los parámetros que influyen en estos costos son :

B.1 - Eficiencia conversión (η): Este parámetro afecta inversamente en los costos de combustibles.

B-2 - Costo de la kilocaloría (kcal): El cual depende de el escenario de comportamiento de los combustibles en el futuro (escenario bajo, medio o alto).

C) Costos de operación y mantenimiento: Estos costos influyen en forma directamente proporcional de sus costos variables, los cuales se verán afectados en mayor proporción en las centrales carboeléctricas principalmente, ya que estos costos son casi el 20 % del costo total neto generado.

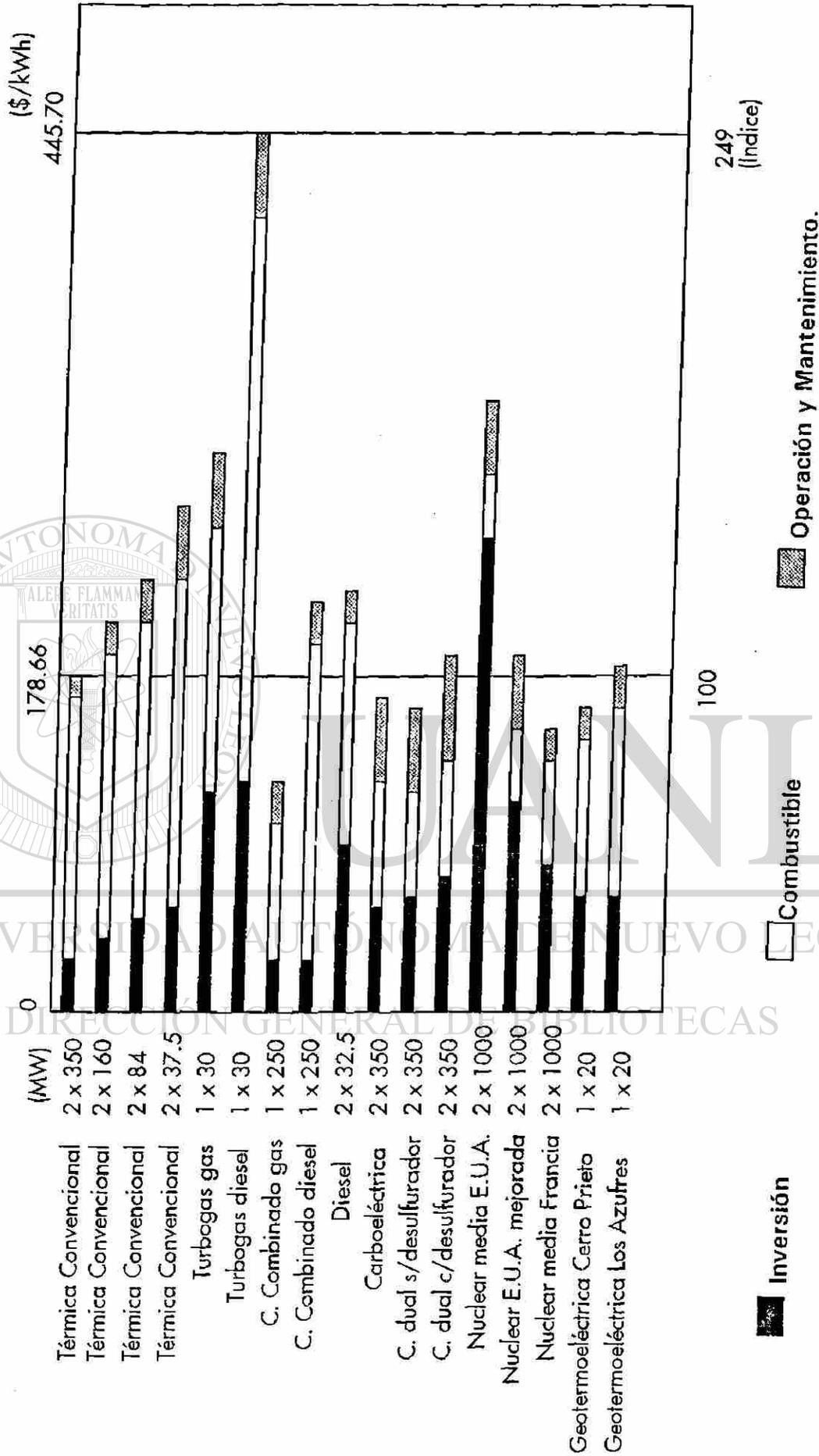
Con los resultados obtenidos en los capítulos 4, 5 y 6 podemos definir una clasificación para cada una de las tres divisiones de costos hecha, sin embargo el objetivo no es jerarquizar, sino dar una forma visual rápida, general y global del comportamiento de los costos dependiendo del tipo de central. (ver gráficas 12.1 y 12.2).

Lo anterior nos da una idea de la forma en que varían estos costos y su resultado en el costo total del kwh neto generado comparado con el resto de las centrales generadoras analizadas, con esto llegamos a la conclusión de que es necesario el hacer un estudio detallado, profundo y preciso para determinar la mejor alternativa en un proyecto de inversión en el sector eléctrico (CFE).

Como parte adicional de este estudio, se decidió incluir costos de equipos para control de emisiones en centrales térmicas y carboeléctricas por considerarse que son las que generan una mayor cantidad de contaminantes (SO_2 , NO_x y partículas sólidas).

CUADRO 12.1

COSTO UNITARIO DE GENERACION



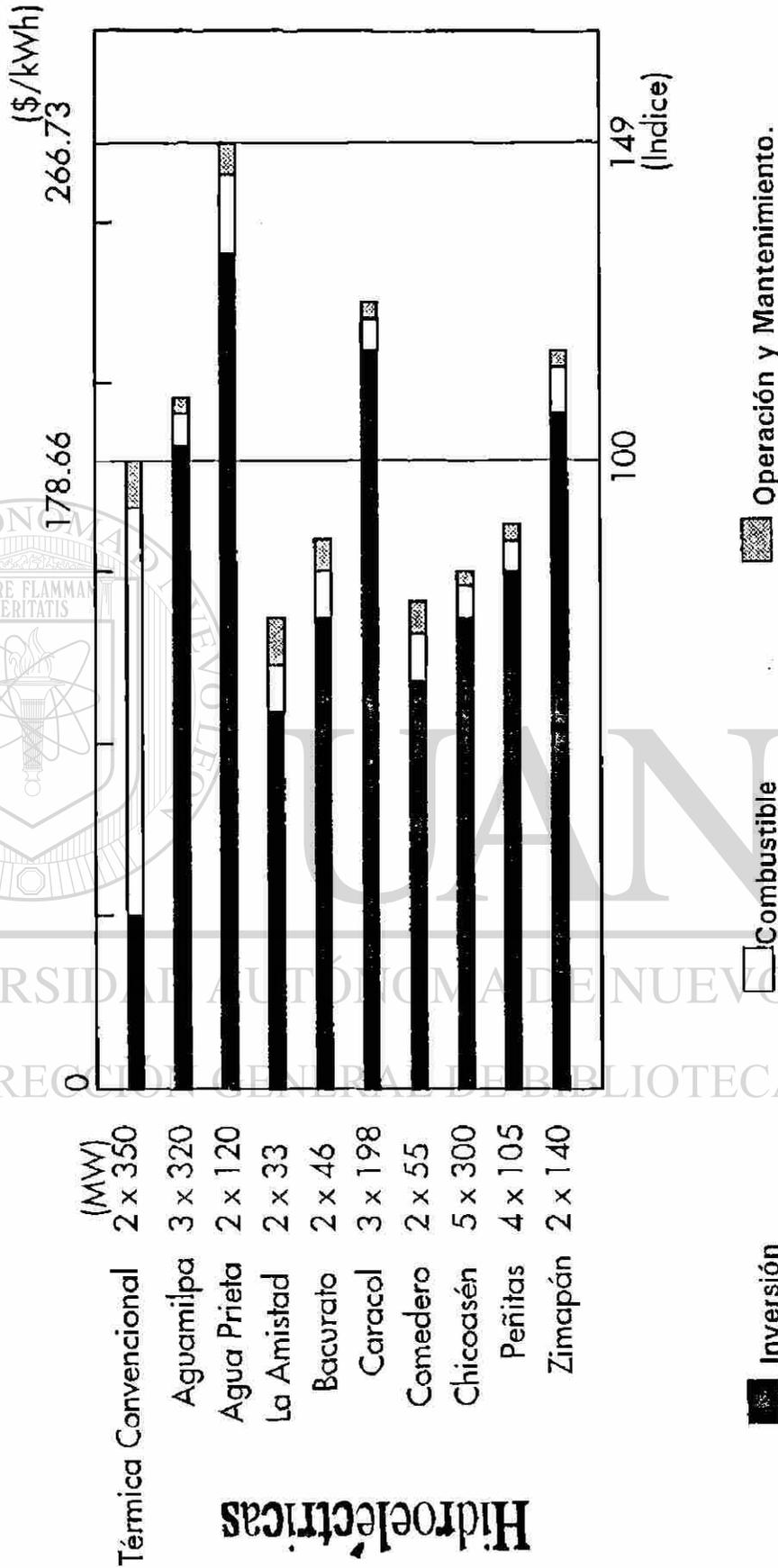
Inversión

Combustible

Operación y Mantenimiento.

CUADRO 12.2

COSTO UNITARIO DE GENERACION



Hidroeléctricas

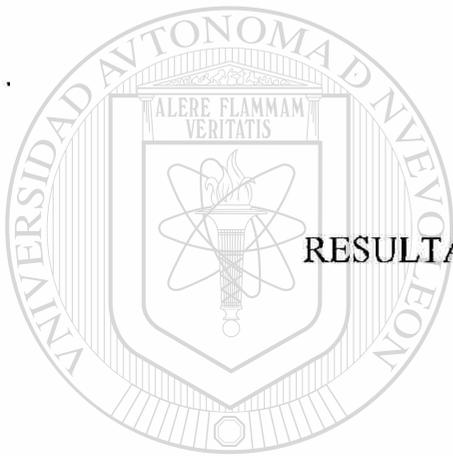
Por lo general el incluir estos equipos aumenta el costo total del Kilowatt - hora neto generado, sin embargo dicho aumento es mayor si se trata de una unidad ya existente que en una nueva, esto debido principalmente a los costos de inversión incurridos para modificar una central existente. Sin embargo, el incluir o no un equipo de estos no depende en gran parte de su costo y/o aumento del costo total, sino de los objetivos y controles sobre el ambiente que se desee obtener.

Después de haber analizado todos los conceptos anteriores, se decidió incluir un caso práctico por medio del cual se ilustraron los métodos bajo los cuales se aplican todos estos parámetros. Este caso práctico nos muestra la forma bajo la cual se hace un estudio para evaluar un proyecto de inversión en el Sector Eléctrico.

En resumen, en el caso práctico se vió el estudio realizado para analizar la factibilidad económica de reubicar un equipo ya existente o utilizarlo junto con otro equipo en otra central también en operación, esto con el fin de obtener mayor capacidad de generación y mejor aprovechamiento de los recursos en esa zona, al utilizar una mejor tecnología (Ciclo Combinado). Además, se presentó este estudio en función de varios parámetros de operación y funcionamiento, mostrando hasta que puntos de operación era recomendable el proyecto.

Al final del análisis hecho, se vió que al operar la central " Río Bravo " como ciclo combinado se obtenía una mayor eficiencia de conversión y por tanto un ahorro muy significativo en combustible de N\$ 0.22101/ kWh. Con este ahorro de combustible, el costo de la inversión y los costos de operación y mantenimiento del proyecto se obtuvo un resultado muy atractivo, ya que la inversión de N\$ 23'668,390 se recuperaba en 5 años generando únicamente 197.10×10^6 kWh/ año a un factor de planta del 25 %, y obteniéndose una TIR de 12.5 %. Obviamente, si el factor de planta es mayor debido a una mayor demanda de generación de energía, la inversión del proyecto es recuperada en menor tiempo.

Concluyendo lo anterior, si la demanda de energía en la región es superior a 197.10×10^6 kWh/ año en los próximos 5 años este proyecto merece prioridad y una especial atención para ser considerado dentro de los presupuestos de inversión de el Sector Eléctrico (C.F.E.).



APENDICE A :

RESULTADOS EN DOLARES DE EUA

UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

En este apéndice se presenta un resumen de los costos de inversión, costos de combustible y costos de operación y mantenimiento expresados en dólares de EUA para las centrales analizadas en los capítulos anteriores.

Para convertir un costo en pesos mexicanos a dólares de EUA, fué necesario utilizar dos paridades para el año 1992: La paridad para solventar obligaciones en moneda extranjera en la República Mexicana ¹, cuya estimación es de 3,101.1 pesos por dólar que se aplica a los componentes importados, y la paridad técnica en 3,413.2 pesos por dólar, para los insumos de origen nacional.

COSTOS TOTALES DE GENERACION

En el cuadro A.1 se presenta el resumen del costo total de generación por kWh neto generado para las diferentes tecnologías al considerar una tasa real de descuento de 10 %.

COSTOS DE INVERSION

En relación con los costos de inversión, que es donde inciden principalmente el componente importado de los insumos, se calcula una paridad de conversión dada por la siguiente expresión:

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

donde :

P Paridad de conversión

PT Paridad técnica

PL Paridad para solventar obligaciones en moneda extranjera en la República Mexicana

f Fracción importada de la inversión

¹ A partir del 11 de Noviembre de 1991 desaparece la paridad controlada, por lo que en este estudio se ha substituido por la paridad para solventar operaciones denominadas en moneda extranjera, pagaderas en la República Mexicana.

En el cuadro A.2 se presenta la paridad de conversión para los diferentes tipos de centrales, y en el cuadro A.3 Se muestran los valores de los tres elementos del costo unitario de inversión.

COSTOS DE LOS COMBUSTIBLES

Para convertir los costos de los combustibles de pesos a dólares se emplea la paridad para solventar obligaciones en moneda extranjera en la República Mexicana, excepto para el vapor geotérmico, en este caso se toma el costo en dólares que resulta al considerar los rubros que integran el costo el vapor geotérmico en cada tipo de central.

COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO

Estos costos en pesos se convierten a dólares, con una paridad de 3,383.57 pesos por dólar; esta paridad supone una fracción importada de 8.7% que corresponde a la relación promedio para todas las tecnologías.

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

CUADRO A.1
COSTO UNITARIO DE GENERACION
(dólares de EUA)

(precios medios de 1992)

Central	Potencia (MW)	Inversión		Combustible ²		Operación y Mantenimiento		T o t a l	
		(MS/Kw)	Indice	(MS/Kw)	Indice	(MS/Kw)	Indice	(MS/Kw)	Indice
Térmica Convencional ²	2 x 350	14.75	100	38.83	100	2.97	100	56.55	100
	2 x 160	17.80	121	42.36	109	4.68	158	64.84	115
	2 x 84	20.76	141	45.02	116	6.82	230	72.60	128
	2 x 37.5	24.68	167	48.85	126	10.93	368	84.46	149
Turbogás gas	1 x 30	43.92	298	38.82	100	9.72	327	92.46	164
Turbogás diesel	1 x 30	45.18	306	87.55	225	9.72	327	142.45	252
C. Combinado gas	1 x 250	15.24	103	23.06	59	5.09	171	43.39	77
C. Combinado diesel	1 x 250	15.39	104	47.13	121	5.23	176	67.75	120
Diesel	2 x 32.5	35.70	242	30.65	79	3.87	130	70.22	124
Carboeléctrica ³	2 x 350	23.52	159	20.17	52	10.43	351	54.12	96
C. dual s/desulfurador ³	2 x 350	24.69	167	17.33	45	10.43	351	52.45	93
C. dual c/desulfurador ³	2 x 350	29.55	200	16.56	43	12.26	413	58.37	103
Nuclear media EUA	2 x 1000	79.29	538	12.74	33	7.81	263	99.84	177
Nuclear EUA mejorada	2 x 1000	39.68	269	12.74	33	7.81	263	60.23	107
Nuclear media Francia	2 x 1000	32.48	220	12.74	33	5.05	170	50.27	89
Geotermoeléctrica ⁴									
Cerro Prieto	1 x 20	28.32	192	21.87	56	4.73	159	54.92	97
Los Azufres	1 x 20	28.32	192	24.49	63	4.73	159	57.54	102
Hidroeléctricas ⁵									
Aguamilpa	3 x 320	54.97	373	1.83	5	0.43	14	57.23	101
Agua Prieta	2 x 120	73.29	497	5.35	14	1.47	49	80.11	142
La Amistad	2 x 33	33.01	224	3.74	10	3.79	128	40.54	72
Bacurato	2 x 46	40.69	276	3.74	10	2.47	83	46.90	83
Caracol	3 x 198	64.85	440	1.83	5	0.66	22	67.34	119
Comedero	2 x 55	35.56	241	3.75	10	2.21	74	41.51	73
Chicoasén	5 x 300	40.94	278	1.83	5	0.29	10	43.06	76
Peñitas	4 x 105	43.56	295	1.83	5	0.82	28	46.21	82
Zimapán	2 x 140	57.44	389	2.71	7	0.61	21	60.76	107

² El costo del combustible se deriva del escenario medio de evolución de sus precios.

³ La central "Carboeléctrica" opera con carbón doméstico, las restantes con carbón importado.

⁴ El costo del combustible se refiere a la inversión, operación y mantenimiento del campo geotérmico.

⁵ El costo del combustible corresponde al uso del agua.

CUADRO A.2

**PARIDAD DE CONVERSION PARA EL COSTO DE INVERSION
(dólares de EUA)**

(precios medios de 1992)

Central	Potencia (MW)	Fracción importada	Paridad de conversión
Térmica Convencional		0.441	3,268.1
Turbogás	1 x 30	0.905	3,128.2
C. Combinado	1 x 250	0.629	3,210.1
Diesel	2 x 32.5	0.915	3,125.3
Carboeléctrica	2 x 350	0.568	3,228.6
C. dual s/desulfurador	2 x 350	0.568	3,228.6
C. dual c/desulfurador	2 x 350	0.421	3,274.6
Nuclear	2 x 1000	0.425	3,273.3
Geotermoeléctrica	1 x 20	0.492	3,252.1
Hidroeléctrica		0.270	3,322.8

CUADRO A.3
COSTO UNITARIO DE INVERSION
(dólares de EUA)

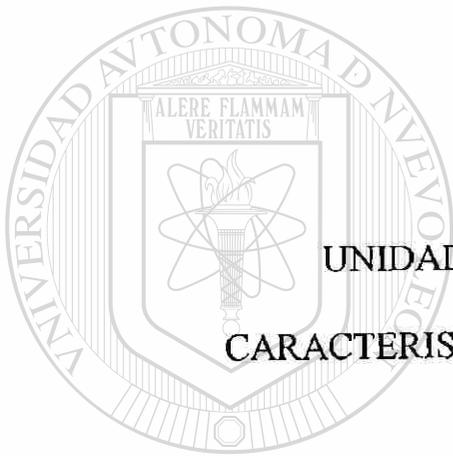
(precios medios de 1992)

Central	Potencia (MW)	Directo		Directo más Indirecto ⁶		Actualizado al inicio de operación 10% ⁷	
		(MS/Kw)	Índice	(MS/Kw)	Índice	(MS/Kw)	Índice
Térmica Convencional	2 x 350	560.1	100	610.4	100	815.8	100
	2 x 160	682.0	122	743.6	122	984.7	121
	2 x 84	801.6	143	873.9	143	1,148.7	141
	2 x 37.5	981.8	175	1,070.0	175	1,365.6	167
Turbogás gas	1 x 30	319.2	57	335.0	55	398.6	49
Turbogás diesel	1 x 30	328.3	59	344.6	56	410.1	50
C. Combinado gas	1 x 250	487.8	87	541.4	89	710.9	87
C. Combinado diesel	1 x 250	492.8	88	547.0	90	718.4	88
Diesel	2 x 32.5	1,443.7	258	1,516.0	248	1,804.3	221
Carboeléctrica	2 x 350	821.5	147	912.8	150	1,283.2	157
C. dual s/desulfurador	2 x 350	862.5	154	958.3	157	1,347.3	165
C. dual c/desulfurador	2 x 350	1,012.9	181	1,125.3	184	1,535.1	188
Nuclear media EUA	2 x 1000	2,195.6	392	2,412.9	395	4,471.0	548
Nuclear EUA mejorada	2 x 1000	1,362.9	243	1,497.9	245	2,237.2	274
Nuclear media Francia	2 x 1000	1,115.8	199	1,226.3	201	1,831.8	225
Geotermoelectrica ⁸							
Cerro Prieto	1 x 20	1,277.5	228	1,536.9	252	1,755.2	218
Los Azufres	1 x 20	1,277.5	228	1,536.9	252	1,755.2	218
Hidroeléctricas							
Aguamilpa	3 x 320	829.4	148	920.6	151	1,322.1	162
Agua Prieta	2 x 120	958.8	171	1,064.2	174	1,456.0	178
La Amistad	2 x 33	619.9	111	688.0	113	897.4	110
Bacurato	2 x 46	979.9	175	981.7	161	1,280.5	157
Caracol	3 x 198	1,036.4	185	1,150.5	188	1,775.6	218
Comedero	2 x 55	728.6	130	808.7	132	1,054.8	129
Chicoasén	5 x 300	1,036.7	185	1,150.8	189	1,654.0	203
Peñitas	4 x 105	1,310.2	234	1,454.2	238	2,153.0	264
Zimapán	2 x 140	1,840.9	329	2,043.5	335	2,877.4	353

⁶ Comprende ingeniería y administración.

⁷ Incluye intereses durante la construcción.

⁸ Se refiere exclusivamente a la central.



APENDICE B :

UNIDADES DE EQUIVALENCIA Y
CARACTERÍSTICAS DE LOS COMBUSTIBLES

UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

®

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

CUADRO B.1

EQUIVALENCIAS ENTRE UNIDADES CALORIFICAS

Unidades	Joule	kWh	BTU ¹	kcal
1 Joule	1	2.778×10^{-7}	9.478×10^{-4}	2.388×10^{-4}
1 kWh	3,600,000	1	3,412.15	860
1 BTU	1,055.06	2.931×10^{-4}	1	0.25
1 kcal	4,186.80	1.163×10^{-3}	3.97	1

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

¹ British Thermal Unit

CARACTERISTICAS DE LOS COMBUSTIBLES

En el cuadro B.2 se consigan los valores extremos de las principales características del combustóleo doméstico consumido en las centrales de C.F.E., y en el cuadro B.3 se anotan los valores de las principales características del diesel para máquinas turbogás y ciclos combinados.

CUADRO B.2

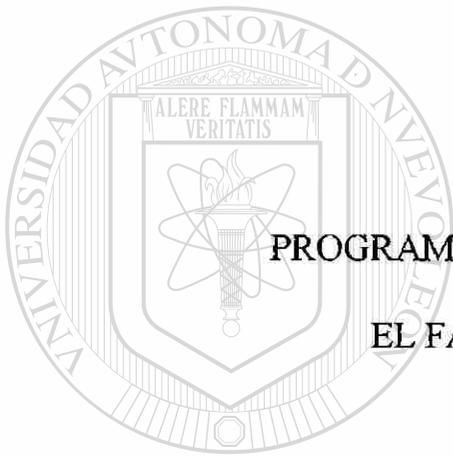
VALORES DE LOS PARAMETROS DEL COMBUSTOLEO MEXICANO CONSUMIDO POR C.F.E.

Parámetros	Unidad	Máximo	Mínimo
Agua y sedimentos	%	2.761	0.100
Asfaltenos	%	21.420	17.500
Azúfres	%	4.800	3.750
Cenizas	%	0.0075	0.005
Gravedad	API	12.950	10.340
Poder Calorífico	kcal / kg	18.300	10.005.0
Sodio	ppm	40.0	16.0
Temperatura de inflamación	° C	96.0	54.0
Vanadio	ppm	350.0	150.0
Viscosidad SSF	50° C	670.0	480.0

CUADRO B.3

**PRINCIPALES CARACTERISTICAS DEL DIESEL NUM. 2
UTILIZADO EN UNIDADES TURBOGAS**

Propiedad	Unidades	Límite aceptado
Viscosidad cinemática a 100 ° F (37.8 ° C)	SUS	36 - 45
Punto de inflamación	° C	mín. 52.00
Residuo de carbón	% en peso	máx. 0.35
Azufre	% en peso	máx. 0.50
Color	ASTM	máx. 3.0
Metales en cenizas	ppm	máx. 3.0
Sodio	ppm	máx. 0.50
Potasio	ppm	máx. 0.50
Vanadio	ppm	máx. 0.50
Calcio	ppm	máx. 2.00
Plomo	ppm	máx. 1.00
Agua y sedimentos	% en volumen	máx 0.10
Número de cetano	mín	40 - 45
Temperatura de ignición	° C	85 - 105



APENDICE C :

PROGRAMA EN BASIC PARA CALCULAR
EL FACTOR DE AJUSTE (FA)

UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

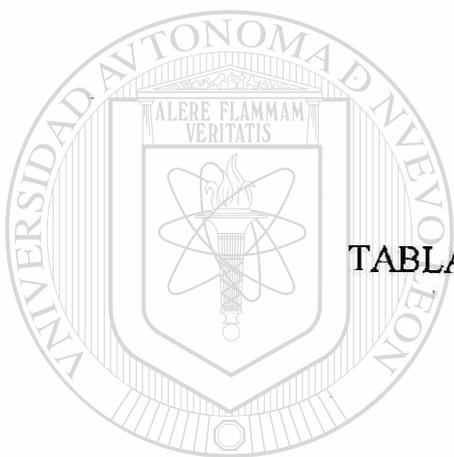
DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



```

COLOR 1,7,3
CLS
0 PRINT"
5 PRINT
PROGRAMA PARA CALCULAR EL FACTOR DE AJUSTE"
0 INPUT"DAME EL INTERES DEL PRIMER PERIODO EN % ";R1
2 I1=R1/100
0 INPUT"DAME EL INTERES DEL SEGUNDO PERIODO EN % ";R2
2 I2=R2/100
0 INPUT"DAME EL DESCUENTO EN % ";R3
2 IT=R3/100
0 INPUT"EL PRIMER PERIODO ES: 0 <= J <= ";J1
0 PRINT"EL SEGUNDO PERIODO ES :";J1;"< J <= ";
5 INPUT J2
0 B=0
5 X=J2-1
0 FOR I=1 TO X
0 A=B+((IT+1)^(-I))
5 B=A
00 NEXT I
10 A=B+1
20 B=0
30 FOR J=1 TO X
40 IF J<=J1 THEN 150 ELSE 170
50 C=(1+I1)^J
60 GOTO 180
70 C=((1+I1)^J1)*((1+I2)^(J-J1))
80 D=C*((1+IT)^(-J))+B
90 B=D
95 NEXT J
100 C=B+1
110 FA=((C/A)-1)*100
20 PRINT"EL FACTOR DE AJUSTE ES .....";
25 PRINT USING "##.##";FA;
28 PRINT" %"
29 PRINT
30 INPUT"DESEAS IMPRIMIR LOS RESULTADOS (S/N) ";R$
32 LPRINT
34 LPRINT"RESULTADOS : "
35 IF R$="S" THEN 238 ELSE 257
38 LPRINT
40 LPRINT"PRIMER PERIODO : 0 <= J <=";J1;" CON INTERES DEL ";R1;" %"
42 LPRINT"SEGUNDO PERIODO :";J1;"< J <=";J2;" CON INTERES DEL ";R2;" %"
46 LPRINT"DESCUENTO DEL PERIODO = ";R3;" %"
50 LPRINT"FACTOR DE AJUSTE..... FA= ";
52 LPRINT USING "##.##";FA;
54 LPRINT" %"
57 COLOR 27
58 PRINT"FIN DEL PROGRAMA....."
60 END

```



APENDICE D :

TABLAS TERMODINAMICAS

UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN



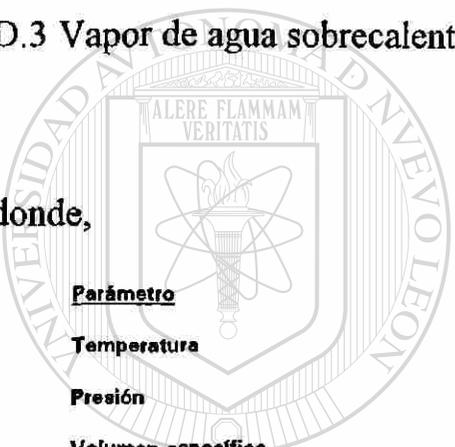
DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

D.1 Vapor de agua saturado T vs p

D.2 Vapor de agua saturado p vs T

D.3 Vapor de agua sobrecalentado

donde,



<u>Parámetro</u>	<u>Símbolo</u>	<u>Unidades</u>
Temperatura	T	° C
Presión	p	bar
Volumen específico	v	cm ³ / gr
Energía interna	u	joules / gr
Entalpía	h	joules / gr
Entropía	s	joules / gr ° K

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

T	p	Volumen Específico		Energía Interna		Entalpía			Entropía		
		v_f	v_g	u_f	u_g	h_f	h_g	h_{fg}	s_f	s_{fg}	s_g
0.01	.006113	1.0002	206136	.00	2375.3	.01	2501.3	2501.4	.00	9.1562	9.1562
5	.008721	1.0001	147120	20.97	2382.3	20.98	2489.6	2510.6	.0761	8.9496	9.0257
10	.012276	1.0004	106379	42.00	2389.2	42.01	2477.7	2519.8	.1510	8.7498	8.9008
15	.017051	1.0009	77926	62.99	2396.1	62.99	2465.9	2528.9	.2245	8.5569	8.7814
20	.02339	1.0018	57791	83.95	2402.9	83.96	2454.1	2538.1	.2966	8.3706	8.6672
25	.03169	1.0029	43360	104.88	2409.8	104.89	2442.3	2547.2	.3674	8.1905	8.5580
30	.04246	1.0043	32894	125.78	2416.6	125.79	2430.5	2556.3	.4369	8.0164	8.4533
35	.05628	1.0060	25216	146.67	2423.4	146.68	2418.6	2565.3	.5030	7.8478	8.3531
40	.07384	1.0078	19523	167.56	2430.1	167.57	2406.7	2574.3	.5725	7.6845	8.2570
45	.09593	1.0099	15258	188.44	2436.8	188.45	2394.8	2583.2	.6387	7.5261	8.1618
50	.12349	1.0121	12032	209.32	2443.5	209.33	2382.7	2592.1	.7038	7.3725	8.0763
55	.15758	1.0146	9568	230.21	2450.1	230.23	2370.7	2600.9	.7679	7.2234	7.9913
60	.19940	1.0172	7671	251.11	2456.6	251.13	2358.5	2609.6	.8312	7.0784	7.9096
65	.2503	1.0199	6197	272.02	2463.1	272.06	2346.2	2618.3	.8935	6.9375	7.8310
70	.3119	1.0228	5042	292.95	2469.6	292.98	2333.8	2626.8	.4549	6.8004	7.7553
75	.3858	1.0259	4131	313.90	2475.9	313.93	2321.4	2635.3	1.0155	6.6669	7.6824
80	.4739	1.0291	3407	334.86	2482.2	334.91	2308.8	2643.7	1.0753	6.5369	7.6122
85	.5783	1.0325	2828	355.84	2488.4	355.90	2296.0	2651.9	1.1343	6.4102	7.5445
90	.7014	1.0360	2361	376.85	2494.5	376.92	2283.2	2660.1	1.1925	6.2866	7.4791
95	.8455	1.0397	1981.9	397.88	2500.6	397.96	2270.2	2668.1	1.2500	6.1659	7.4159
100	1.0135	1.0435	1672.9	418.94	2506.5	419.04	2257.0	2676.1	1.3069	6.0480	7.3549
120	1.9853	1.0603	891.9	503.50	2529.3	503.71	2202.6	2706.3	1.5276	5.6020	7.1296
140	3.613	1.0797	508.9	588.74	2550.0	589.13	2144.7	2733.9	1.7391	5.1908	6.9299
160	6.178	1.1020	307.1	674.87	2568.4	675.55	2082.6	2758.1	1.9427	4.8075	6.7502
180	10.021	1.1274	194.05	762.09	2583.7	763.22	2015.0	2778.2	2.1396	4.4461	6.5857
200	15.538	1.1565	127.36	850.65	2595.3	852.45	1940.7	2793.2	2.3309	4.1014	6.4323
220	23.18	1.1565	86.19	940.87	2602.4	943.62	1858.5	2802.1	2.5178	3.7683	6.2861
240	33.44	1.2291	59.76	1033.21	2604.0	1037.32	1766.5	2803.8	2.7015	3.4422	6.1437
260	46.88	1.2755	42.21	1128.39	2599.0	1134.37	1662.5	2796.9	2.8838	3.1181	6.0019
280	64.12	1.3321	30.17	1227.46	2586.1	1235.99	1543.6	2779.6	3.0668	2.7903	5.8571
300	85.81	1.4036	21.67	1332.0	2563.0	1344.0	1404.9	2749.0	3.2534	2.4511	5.7045
330	128.45	1.5607	12.996	1505.3	2498.9	1525.3	1140.6	2665.9	3.5507	1.8909	5.4417
360	186.51	1.8925	6.945	1725.2	2351.5	1760.5	720.5	2481.0	3.9147	1.1379	5.0526
374.136	220.9	3.155	3.155	2029.6	2029.6	2099.3	0	2099.3	4.4298	0	4.4298

Entropía

Entalpía

Energía Interna

Volumen Específico

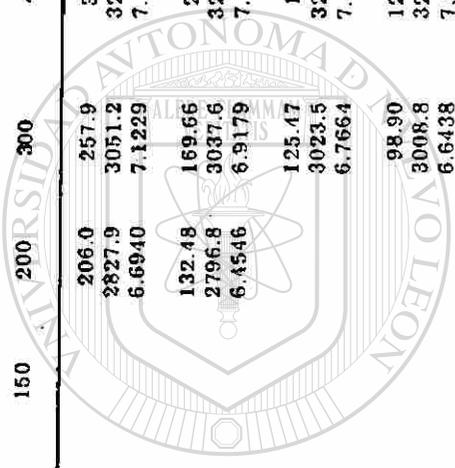
P	T	v_f	v_g	u_f	u_g	h_f	h_{fg}	h_g	s_f	s_{fg}	s_g
.006113	.01	1.0002	206136	.00	2375.3	.01	2501.3	2501.4	.00		9.1562
.010	6.94	1.0001	129208	29.30	2385.0	29.30	2484.9	2514.2	-.1059		8.9756
.015	13.03	1.0007	87940	51.71	2393.3	51.71	2470.6	2525.3	.1957		8.8222
.020	17.50	1.0013	67004	73.48	2399.5	73.48	2460.0	2533.5	.2607		8.7237
.025	21.08	1.0020	51254	88.48	2404.4	88.49	2451.6	2540.0	.3120		8.6432
.030	24.04	1.0027	45665	101.04	2408.5	101.05	2444.5	2545.5	.3545		8.5776
.040	28.96	1.0040	31800	121.15	2415.2	121.16	2432.9	2554.4	.4226		8.4746
.050	32.88	1.0053	28192	137.81	2420.5	137.82	2423.7	2561.5	.4764		8.3951
.075	40.29	1.0079	19238	168.78	2430.5	168.79	2406.0	2571.8	.5764		8.2515
.10	45.81	1.0102	14674	191.82	2437.9	191.83	2392.8	2584.7	.6493		8.1502
.15	53.97	1.0141	10022	225.92	2448.7	225.94	2373.1	2599.1	.7549		8.0085
.20	60.06	1.0172	7649	245.7	2456.7	251.40	2358.3	2609.7	.8320		7.9085
.25	64.97	1.0199	6204	271.90	2463.1	271.90	2346.3	2619.2	.8931		7.8314
.30	69.10	1.0223	5229	289.20	2468.4	289.23	2336.1	2625.3	.9439		7.7686
.40	75.87	1.0265	3993	317.53	2477.0	317.58	2319.2	2635.8	1.0259		7.6700
.50	81.33	1.0300	3210	340.44	2483.9	340.49	2305.4	2645.9	1.0910		7.5939
.75	91.74	1.0373	2217	384.31	2496.7	384.39	2278.6	2663.0	1.2130		7.4564
1.00	99.63	1.0432	1694.0	417.36	2506.1	417.46	2258.0	2675.5	1.3026		7.3594
1.50	111.37	1.0528	1159.3	466.91	2519.7	467.11	2226.5	2693.6	1.4336		7.2233
2.00	120.23	1.0605	885.7	504.49	2529.5	504.70	2201.9	2706.7	1.5301		7.1271
2.50	127.44	1.0672	718.7	535.10	2537.2	535.37	2181.5	2716.9	1.6072		7.0527
3.00	133.55	1.0732	605.8	561.15	2543.6	561.17	2163.8	2725.3	1.6718		6.9919
3.50	138.84	1.0786	524.3	583.95	2548.9	584.33	2148.1	2732.4	1.7275		6.9405
4.00	143.63	1.0836	462.5	604.31	2553.6	604.74	2133.8	2738.6	1.7666		6.8959
5.00	151.86	1.0926	374.9	639.68	2561.2	640.23	2108.5	2748.7	1.8607		6.8213
6.00	158.85	1.1006	315.7	669.90	2567.4	670.56	2086.3	2756.4	1.9312		6.7600
7.00	164.97	1.1080	272.9	695.44	2572.5	697.22	2066.3	2763.5	1.9922		6.7080
8.00	170.43	1.1148	240.1	720.22	2576.8	721.11	2048.0	2769.1	2.0462		6.6628
9.00	175.38	1.1212	215.0	741.83	2580.5	742.83	2031.1	2773.9	2.0946		6.6226
10.00	179.91	1.1273	194.14	761.68	2583.6	762.81	2015.3	2778.1	2.1387		6.5865
15.00	198.32	1.1539	131.77	843.16	2591.5	844.89	1947.3	2792.2	2.3150		6.4444
20.00	212.42	1.1767	99.83	906.41	2600.3	908.79	1890.7	2799.5	2.4474		6.3409
25.00	223.99	1.1973	79.98	959.11	2603.1	962.11	1811.0	2803.1	2.5547		6.2575
30.00	233.90	1.2165	66.88	1004.28	2604.1	1008.42	1795.7	2804.2	2.6457		6.1869
35.00	242.60	1.2347	57.07	1045.43	2603.7	1049.75	1753.7	2803.4	2.7253		6.1253
40.00	250.40	1.2522	49.78	1082.31	2602.3	1087.31	1714.1	2801.4	2.7964		6.0701
50.00	263.99	1.2859	39.44	1147.81	2597.1	1154.23	1640.1	2794.3	2.9202		5.9734
60.00	275.64	1.3187	32.44	1205.44	2589.7	1213.35	1571.0	2784.3	3.0267		5.8892
70.00	285.88	1.3513	27.37	1257.55	2580.5	1267.00	1505.1	2772.1	3.1211		5.8133
80.00	295.06	1.3842	23.52	1305.57	2569.8	1316.64	1441.3	2758.0	3.2068		5.7432
90.00	303.40	1.4178	20.18	1350.51	2557.8	1363.26	1378.9	2742.1	3.2858		5.6772
100.00	311.06	1.4524	18.026	1393.01	2544.4	1407.56	1317.1	2724.7	3.3596		5.6141
120.00	324.75	1.5267	14.263	1473.0	2513.7	1491.3	1193.6	2684.9	3.4962		5.4924
140.00	336.75	1.6107	11.485	1548.6	2476.8	1571.1	1066.5	2637.6	3.6232		5.3717
160.00	347.44	1.7107	9.306	1622.7	2431.7	1650.1	930.6	2580.6	3.7461		5.2455
180.00	357.06	1.8397	7.489	1698.9	2374.3	1732.0	777.1	2509.1	3.8715		5.1014
200.00	365.81	2.036	5.834	1785.6	2293.0	1826.3	583.4	2409.7	4.0159		4.9269
220.9	374.14	3.155	3.155	2029.6	2029.6	2099.3	0.0	2099.3	4.4298		4.4298

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS

Presión	20	45	70	100	150	200	300	400	500	750	1000	
.01 (6.98)	v	135228	146782	158332	172187	195272	218352	264508	310661	356814	472193	587571
	h	2538.5	2585.1	2632.0	2688.6	2783.6	2880.0	3076.8	3279.7	3489.2	4043.0	4640.6
	s	9.0603	9.2131	9.3550	9.5129	9.7520	9.9871	10.3443	10.6705	10.9605	11.5800	12.1019
.04 (28.96)	v		36660	39557	43028	48806	54580	66122	77662	89201	118047	146892
	h		2584.5	2631.5	2688.2	2783.4	2879.8	3076.7	3279.6	3489.2	4043.0	4640.6
	s		8.5716	8.7140	8.8724	9.1118	9.3271	9.7044	10.0307	10.3207	10.9402	11.4621
.1 (45.81)	v			15801	17196	19512	21825	26445	31063	35679	47218	58757
	h			2630.5	2687.5	2783.0	2879.5	3076.5	3279.6	3489.1	4043.0	4640.6
	s			8.2887	8.4479	8.6882	8.9038	9.2813	9.6077	9.8978	10.5174	11.0393
.2 (60.06)	v			7883	8585	9748	10907	13219	15529	17838	23609	29378
	h			2628.8	2686.2	2782.3	2879.1	3076.3	3279.4	3489.0	4043.0	4640.6
	s			7.9649	8.1255	8.3669	8.5831	8.9611	9.2876	9.5778	10.1975	10.7193
.3 (69.10)	v			5243	5715	6493	7267	8811	10351	11891	15739	19585
	h			2627.0	2685.0	2781.5	2878.6	3076.0	3279.2	3488.9	4042.9	4640.5
	s			7.7737	7.9357	8.1785	8.3952	8.7736	9.1003	9.3906	10.0103	10.5322
.4 (75.87)	v			4279	4779	4866	5448	6606	7763	8918	11804	14689
	h			2683.8	2750.8	2780.8	2878.1	3075.8	3279.1	3488.8	4042.8	4640.5
	s			7.8003	8.0044	8.0444	8.2617	8.6406	8.9674	9.2577	9.8775	10.3994
.5 (81.33)	v			3418	3889	3889	4356	5284	6209	7134	9443	11751
	h			2682.5	2780.1	2780.1	2877.7	3075.5	3278.9	3488.7	4042.8	4640.5
	s			7.6947	7.9401	7.9401	8.1580	8.5373	8.8642	9.1546	9.7744	10.2964
.6 (85.94)	v			2814	3238	3238	3628	4402	5171	5944	7869	9792
	h			2681.3	2779.4	2779.4	2877.2	3075.3	3278.8	3488.6	4042.7	4640.4
	s			7.6079	7.8546	7.8546	8.0731	8.4528	8.7799	9.0704	9.6903	10.2122
.7 (89.95)	v			2434	2773	2773	3108	3772	4434	5095	6744	8393
	h			2680.0	2778.6	2778.6	2876.7	3075.0	3278.6	3488.5	4042.7	4640.5
	s			7.5341	7.7821	7.7821	8.0012	8.3813	8.7086	8.9991	9.6191	10.1411
.8 (93.50)	v			2127	2425	2425	2718	3300	3879	4458	5901	7344
	h			2678.8	2777.9	2777.9	2876.2	3074.8	3278.5	3488.3	4042.6	4640.4
	s			7.4698	7.7191	7.7191	7.9388	8.3194	8.6468	8.9374	9.5574	10.0794

Presión	20	45	70	100	150	200	300	400	500	750	1000
.9 (96.71)	v			1887.3	2153	2415	2933	3418	3962	5245	6528
	h			2677.5	2777.1	2875.8	3074.6	3278.3	3488.2	4042.6	4640.3
	s			7.4128	7.6634	7.8837	8.2647	8.5923	8.8829	9.5030	10.0251
1.0 (99.63)	v			1695.8	1936.4	2172	2639	3103	3565	4721	5875
	h			2676.2	2776.4	2875.3	3074.3	3278.2	3488.1	4042.5	4640.3
	s			7.3614	7.6134	7.8343	8.2158	8.5435	8.8342	9.4544	9.9764
1.5 (111.37)	v			1285.3	1444.3	1577.0	2067	2376	276	3147	3917
	h			2772.6	2872.9	3073.1	3277.4	3487.6	3876	4042.3	4890.8
	s			7.4193	7.6433	8.0270	8.3555	8.6466	9.2670	9.7892	
2.0 (120.23)	v			959.6	1080.3	1316.2	1549.3	1781.4	1781.4	2360	2937
	h			2768.8	2870.5	3071.8	3276.6	3487.1	3487.1	4042.0	4640.0
	s			7.2795	7.5066	7.8926	8.2218	8.5133	8.5133	9.1341	9.6563
3.0 (133.55)	v			633.9	716.3	875.3	1031.5	1186.7	1186.7	1572.9	1958.1
	h			2761.0	2865.6	3069.3	3275.0	3486.0	3486.0	4041.6	4639.7
	s			7.0778	7.3115	7.7022	8.0330	8.3251	8.3251	8.9467	9.4690
4.0 (143.63)	v			470.8	534.2	654.8	772.6	889.3	889.3	1179.4	1486.5
	h			2752.8	2860.5	3066.8	3273.4	3484.9	3484.9	4041.0	4639.4
	s			6.9299	7.1706	7.5662	7.8985	8.1913	8.1913	8.8134	9.3360
5.0 (151.86)	v			424.9	424.9	522.6	617.3	710.9	710.9	943.3	1174.7
	h			2855.4	2855.4	3064.2	3271.9	3483.9	3483.9	4040.5	4639.1
	s			7.0592	7.0592	7.4599	7.7938	8.0873	8.0873	8.7101	9.2328
6.0 (158.85)	v			352.0	352.0	434.4	513.7	592.0	592.0	785.9	978.8
	h			2850.1	2850.1	3061.6	3270.3	3482.8	3482.8	4040.1	4889.6
	s			6.9665	6.9665	7.3724	7.7079	8.0021	8.0021	8.6256	9.1485
7.0 (164.97)	v			299.9	299.9	371.4	439.7	507.0	507.0	673.4	838.9
	h			2844.8	2844.8	3059.1	3268.7	3481.7	3481.7	4039.6	4638.5
	s			6.8865	6.8865	7.2979	7.6350	7.9299	7.9299	8.5541	9.0771
8.0 (170.43)	v			260.8	260.8	324.1	384.3	443.3	443.3	589.1	734.0
	h			2839.3	2839.3	3056.5	3267.1	3480.6	3480.6	4039.1	4638.2
	s			6.8158	6.8158	7.2328	7.5716	7.8673	7.8673	8.4921	9.0153
9.0 (175.38)	v			230.3	230.3	287.4	341.1	393.8	393.8	523.5	652.4
	h			2833.6	2833.6	3053.8	3265.5	3479.6	3479.6	4038.7	4637.9
	s			6.7522	6.7522	7.1750	7.5155	7.8119	7.8119	8.4374	8.9608

Presión	20	45	70	100	150	200	300	400	500	750	1000
10.0 (179.91)	v h s					206.0 2827.9 6.6940	257.9 3051.2 7.1229	306.6 3263.9 7.4651	354.1 3478.5 7.7622	471.1 4038.1 8.3883	587.1 4637.6 8.9119
15.0 (198.32)	v h s					132.48 2796.8 6.4546	169.66 3037.6 6.9179	203.0 3255.8 7.2690	235.2 3473.1 7.5698	313.7 4035.6 8.1993	391.3 4636.1 8.7238
20.0 (212.42)	v h s					125.47 3023.5 6.7664	151.2 3247.6 7.1271	175.68 3467.6 7.4317	234.95 4033.1 8.0646	293.3 4634.6 8.5901	
25.0 (223.99)	v h s					98.90 3008.8 6.6438	120.10 3239.3 7.0148	139.98 3462.1 7.3234	187.76 4030.7 7.9597	234.6 4633.1 8.4861	
30.0 (233.90)	v h s					81.14 2993.5 6.5390	99.36 3230.9 6.9212	116.19 3456.5 7.2338	155.85 4028.2 7.8737	195.41 4631.6 8.4009	
35.0 (242.60)	v h s					68.42 2977.5 6.4461	84.53 3222.3 6.8406	99.18 3450.9 7.1572	133.79 4025.6 7.8006	167.43 4630.1 8.3288	
40.0 (250.40)	v h s					58.84 2960.7 6.3615	73.41 3213.6 6.7690	86.43 3445.3 7.0301	116.93 4023.2 7.7371	146.45 4628.7 8.2662	
50.0 (263.99)	v h s					45.32 2924.5 6.2084	57.81 3196.7 6.6459	68.57 3433.8 6.9759	93.32 4018.1 7.6303	117.07 4625.7 8.1612	
60.0 (275.64)	v h s					36.16 2884.2 6.0674	47.39 3177.2 6.5408	56.65 3422.2 6.8803	77.58 4013.1 7.5423	97.49 4622.7 8.0751	
70.0 (285.88)	v h s					29.47 2838.4 5.9305	39.93 3158.1 6.4478	48.14 3410.3 6.7975	66.34 4007.9 7.4672	83.50 4619.8 8.0020	
80.0 (295.06)	v h s					24.26 2810.3 5.7906	34.32 3138.3 6.3634	41.75 3398.3 6.7240	57.91 4002.8 7.4017	73.01 4616.9 7.9384	



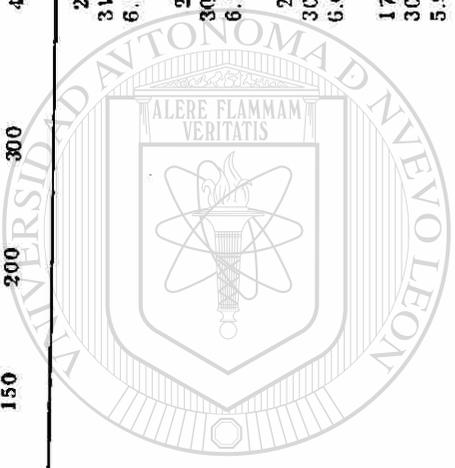
UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



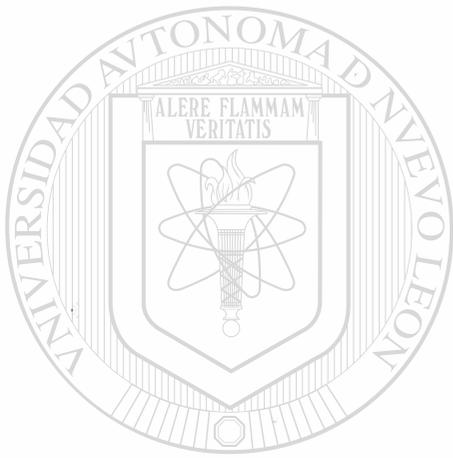
Presión	20	45	70	100	150	200	300	400	500	750	1000
90.0 (303.40)	v h s							29.93 3117.8 6.2854	36.77 3386.1 6.8576	51.35 3997.7 7.3434	64.85 4614.0 7.8821
100.0 (311.06)	v h s							26.41 3096.5 6.2120	32.79 3373.7 6.5966	46.11 3992.6 7.2909	58.32 4611.0 7.8315
120.0 (324.75)	v h s							21.08 3051.3 6.0747	26.80 3348.2 6.4871	38.24 3982.2 7.1988	48.53 4605.3 7.7435
140.0 (336.75)	v h s							17.216 3001.9 5.9448	22.52 3322.0 6.3897	32.62 3971.8 7.1196	41.54 4599.5 7.6685
160.0 (347.44)	v h s							14.262 2947.6 5.8175	19.296 3294.9 6.3007	28.41 3961.3 7.0499	36.30 4593.8 7.6031
180.0 (357.06)	v h s							11.901 2887.0 5.6887	16.784 3267.0 6.2181	25.13 3950.8 6.9874	32.23 4588.1 7.5449
200.0 (365.81)	v h s							9.942 2818.1 5.5540	14.768 3238.2 6.1401	22.51 3940.2 6.9306	28.97 4582.5 7.4925
250.0	v h s							6.004 2580.2 5.1418	11.123 3162.4 5.9592	17.800 3913.6 6.8069	23.10 4568.5 7.3802
300.0	v h s							2.790 2151.1 4.4728	10.168 3081.1 5.7905	14.664 3886.8 6.7019	19.196 4554.7 7.2867
400.0	v h s							1.977 1930.9 4.1135	5.622 2903.3 5.4700	10.755 3833.0 6.5269	14.324 4527.6 7.1356
500.0	v h s							1.7309 1874.6 4.0031	3.892 2720.1 5.1726	8.424 3779.4 6.3816	11.411 4501.1 7.0146



UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



APENDICE E :

ABREVIATURAS

UANL

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

DIRECCIÓN GENERAL DE BIBLIOTECAS



BIBLIOGRAFIA

Costos y Parámetros de referencia para la formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico.

Subdirección de Programación (Gerencia de Evaluación y Programación de Inversiones) C.F.E.

12ª edición, 1992.

Proyecto Ciclo Combinado Río Bravo (Estudio Económico)

Subgerencia Regional de Generación Noreste, C.F.E.

Septiembre , 1993.

Estudio Ciclo Combinado Río Bravo

Subgerencia Regional de Generación Noreste, C.F.E.

Junio, 1993.

Análisis y Evaluación de Proyectos de Inversión.

Raúl Coss Bu

Editorial Limusa (Noriega Editores)

2ª edición, 1986.

Evaluación de Proyectos, Análisis y Administración del Riesgo.

G. Baca Urbina

Editorial M^cGraw Hill

2ª edición, 1990.

Termodinámica.

José A. Manrique

Editorial HARLA

1981.

