

24/2

# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES ACATLAN



## EVALUACION DE UN PROYECTO EN CONSTRUCCION PARA EXPORTACION DE ENERGIA ELECTRICA

### T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:  
A C T U A R I O  
P R E S E N T A :

OFELIA GUADALUPE CHAVEZ TELLO

**TESIS CON FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



## **UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso**

### **DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

**EVALUACION DE UN PROYECTO EN CONSTRUCCION PARA EXPORTACION  
DE ENERGIA ELECTRICA**

<b>I N D I C E</b>	<b>página</b>
<b>Introducción.</b>	<b>1</b>
<b>Objetivos</b>	<b>4</b>
<b>I. Antecedentes del Contrato de Compra-Venta de Capacidad y Energía asociada entre CFE-SDG&amp;E/SCE.</b>	<b>6</b>
<b>II. Evaluación de Proyectos.</b>	<b>14</b>
<b>II.1. Flujo de Efectivo.</b>	<b>18</b>
<b>II.1.1 Valor Futuro.</b>	<b>18</b>
<b>II.1.2 Valor Presente.</b>	<b>19</b>
<b>II.1.3 Análisis de Inversiones.</b>	<b>22</b>
<b>II.1.4 Relación entre tasas de Interés.</b>	<b>28</b>
<b>II.2. Métodos de Beneficios Financieros en la Evaluación de Proyectos .</b>	<b>33</b>
<b>II.2.1 Valor Presente Neto.</b>	<b>35</b>
<b>II.2.2 Relación Beneficio Costo.</b>	<b>36</b>
<b>II.2.3 Valor Anual Equivalente.</b>	<b>38</b>
<b>II.2.4 Periodo de Recuperación.</b>	<b>39</b>
<b>II.2.5 Rentabilidad Media.</b>	<b>40</b>

II.3.	Tasa Interna de Rentabilidad.	42
II.3.1	Ejemplo de aplicación	43
II.4.	Medidas de Evaluación Financiera.	47
III.	Evaluación Económica y Financiera del Contrato de - Compra-Venta.	50
III.1.	Evaluación del Contrato.	51
III.2.	Terminología y conceptos que intervienen en la evaluación.	54
III.3.	Gráficas que muestra el intercambio de energía.	71
IV.	Diseño del modelo de evaluación del proyecto en construcción para exportación de energía eléctrica.	
IV.1	Modelo que analiza la rentabilidad del proyecto de compra venta de energía eléctrica.	72
IV.2	Modelo de computadora elaborado en el paquete financiero Interactive Financial Planning System (IFPS).	75
IV.2.1	Descripción de los programas.	77
IV.2.2	Descripción del archivo de datos.	78
IV.2.3	Ejemplo de una corrida del modelo de computadora.	79
IV.2.4	Cuadro que muestra algunos casos analizados.	84

IV.2.5	Diagrama del modelo de computadora.	85
IV.3.	Programas de Computo para el proyecto.	86
V.	Análisis de Resultados Económico-Financieros Obtenidos.	100
VI.	Conclusiones.	105
	Comentarios.	106
	Bibliografía	107

## I N T R O D U C C I O N

Las áreas geotérmicas son fuentes de calor y energía, que resultan de gran interés a pesar de que presentan importantes problemas para la ingeniería. La energía producida en esta área es una manifestación de los trabajos de una máquina de calor interno que maneja el proceso de cambio geológico.

Se considera que una planta geotérmica, proporciona un óptimo uso cuando sirve como base de carga de servicio. Idealmente, debe ser un soporte para otro tipo de plantas en sistemas interconectados. La razón por la que este tipo de plantas no se restringe en base a la carga es que el costo de producción resulta muy bajo, ya que no considera el costo de servicio y la incidencia de costo de capital es reducido, si se produce el mayor número de KWh que sea posible.

Una planta geotérmica, utiliza vapor como fluido de trabajo, y éste puede generar energía geotérmica que puede ser considerada como una de las fuentes de calor más baratas del mundo sin perjudicar otras componentes de costo que cuenten para el costo final o el de generación de energía; por ejemplo el costo de capital necesario para la planta y el equipo. A pesar de que los costos de perforación son altos, después de que el campo sea puesto en uso, los costos de perforación pueden ser absorbidos.

Debido a que en el Valle de Mexicali en México, existe un

área geotérmica que cumple con las condiciones necesarias para abastecer sus requerimientos de energía eléctrica, además de un excedente que pudiera ser utilizado para la exportación de energía, se elaboró un contrato de compra-venta de energía eléctrica entre Comisión Federal de Electricidad y las compañías estadounidenses San Diego Gas & Electric Co. y Southern California Edison Co., por lo que fue necesario desarrollar un modelo que analizara la rentabilidad del proyecto, considerando los perfiles de Evaluación Económica y Financiera, tanto para el periodo de construcción como el de vida útil. Este modelo, también analiza a fondo los costos y beneficios que en él intervienen, así como los parámetros internos y externos que afectan al proyecto.

Una vez identificados los conceptos que se involucran en la evaluación del proyecto de compra-venta de energía eléctrica, se establece la metodología empleada en la determinación del precio de venta de energía eléctrica a SDGE y SCE. Para ello, se decide realizar una serie de programas de computadores que mediante el uso de un paquete financiero llamado IFPS (Interactive Financial Planning System), se hace posible establecer la tasa de rentabilidad adecuada que indica si el proyecto es o no rentable a corto y mediano plazo, para dos casos propuestos, uno de los cuales se denominó caso base, con datos de costos (operación y mantenimiento, reemplazo de pozos) e inversiones (vaporductos, terreno, planta, líneas de transmisión, pozos, mantenimiento de desechos, etc.) obteni-

dos en las memorias de 1979 (CFE), con opciones de factores de carga de 1.0 y 0.75, costos e inversiones a precios de 1979. El segundo se denominó caso original, el cual incluye datos reales actualizados a precios de 1984 del caso base, con opciones de valor de rescate, costos indirectos de Oficinas Nacionales, factor de carga y financiamiento. Además se elabora un análisis de sensibilidad que permite determinar de manera más precisa la tasa de rentabilidad adecuada.

Una vez demostrada la rentabilidad del proyecto, en diciembre de 1984, se determina que a partir de 1985 es posible exportar energía eléctrica con un valor aproximado, a precios corrientes, de 90 millones de dólares de ese año.

Es conveniente hacer notar que los cálculos realizados a lo largo de la evaluación económica y financiera del proyecto, son de 1984, y no juzqué conveniente actualizarlos debido a que el proyecto es real, y a la fecha se encuentra en operación. El actualizarla en moneda corriente de este año o bien de uno posterior a 1984 puede cambiar de alguna manera el estado que en el momento de la evaluación guardaba el proyecto ya que los criterios para considerar variables se han modificado desde entonces.



## O B J E T I V O S

- a) Probar si es viable o no comercializar la energía eléctrica, debido a que el sector público maneja una serie de proyectos de uso interno.
- b) Cuantificar los beneficios que genera un proceso comercial, como el de Compra-Venta de Energía Eléctrica a compañías extranjeras.
- c) Establecer las condiciones que determinen el desarrollo del proyecto y los conceptos que intervienen en su evaluación.
- d) Definir la metodología a seguir y las herramientas que se deben emplear para determinar de manera ágil y rápida si el proyecto es o no rentable para la empresa vendedora.
- e) Las ventajas que representa el utilizar como herramienta una computadora y el software especializado en modelos financieros.
- f) Determinar siguiendo la metodología propuesta la rentabilidad de un proyecto de intercambio de energía.
- h) La importancia que tiene para nuestro país el poder

vender recursos como en este caso la energía eléctrica, a  
compañías norteamericanas.

## CAPITULO I

### A N T E C E D E N T E S

Desde hace 25 años aproximadamente, se ha tenido gran interés en la exploración de campos geotérmicos y la obtención de vapor a partir de ellos. En la actualidad, se han podido instalar centrales generadoras de electricidad mediante el uso de ese vapor.

Existen campos geotérmicos de dos tipos: los de rendimiento de vapor seco, como los de Larderello en Italia y los Geysers en EEUU, y los de vapor húmedo probado, formado con una mezcla de agua hirviendo y vapor, como el de Waireki Islandia, el Salvador y Cerro Prieto en Baja California Norte, México. Estas plantas difieren de otras, en que no se sobrecalientan con vapor saturado. El tamaño de una planta de energía geotérmica depende de los pozos construidos para transportar el vapor o el agua caliente de donde se obtiene energía eléctrica.

El vapor geotérmico puede producirse por medio de inyección en una turbina de control en caso de que sea vapor seco o limpio, o bien, por medio de vapor mezclado con agua caliente con bajo contenido de sal, en este caso, se utiliza un separador simple que es reemplazado antes de entrar a la turbina.

En una planta geotérmica, el promedio inicial de producción de cada pozo, es de cerca de 15 000 lb/hr de vapor, lo que hace necesarios 67 pozos para producir 1 000 000 lb/hr de vapor, que se necesitan para operar unidades de 55 MW en el conjunto de generadores de turbina.

La planta geotermoeléctrica a la que nos referiremos desde este momento, es el complejo geotermoeléctrico Cerro Prieto, el cual, se encuentra ubicado en Baja California Norte, a 35 Kms. de Mexicali Baja California, México, próximo a la frontera con Estados Unidos de Norteamérica. Este complejo geotermoeléctrico, tiene en la central I 180 MW en operación distribuidos en 5 unidades, dos de 37.5 MW puestos en operación en 1973; otras dos con la misma generación, operan a partir de 1979, una quinta unidad entra en función en 1981. Las cuatro primeras utilizan vapor de alta presión, lo que significa que es producto de una sola separación de agua de un grupo de pozos. La quinta utiliza vapor de baja presión, producto de una segunda separación del 'agua separada'. Al analizar el comportamiento de la central y del campo en operación, así como el haber realizado las exploraciones geofísica, geoquímica y de pozos, se pudo apreciar que se contaba sin duda con un potencial mayor al necesario para abastecer la zona. La existencia de campos geotérmicos entre el Valle de Norteamérica (EEUU) y el Valle de Mexicali, así como la semejanza de las características geológicas, condujo a realizar un estudio que ayudara a establecer un convenio de cooperación técnica para el análisis de las características

del campo de Cerro Prieto. Se determina que además de satisfacer la demanda de Baja California Norte y la interconexión con el Sistema Noroeste (Sonora-Sinaloa), era factible exportar energía eléctrica.

Para poder llevar a cabo el proyecto de exportación de energía eléctrica, se plantea la construcción de otras dos centrales, cada una de las cuales cuenta con dos unidades de 110 MW, destinando la energía producida en parte para la exportación de energía eléctrica y otra para uso interno. En adelante, sólo nos referiremos a la compra-venta de energía eléctrica.

En 1978, durante el periodo de estudio, se considera por vez primera la posible interconexión con la San Diego Gas & Electric, Co., (SDGE) del Sur de California, EEUU. Una vez aceptada la proposición de intercambiar energía eléctrica y para manejar de manera adecuada el intercambio de la misma. La SDGE y Southern California Edison, Co., (SCE), proponen a CFE instalar unidades geotérmicas adicionales en Cerro Prieto, para exportar desde aquí energía a los Estados Unidos. No es sino hasta 1981, cuando se inicia la construcción de la Central II, para que una vez terminado el periodo de construcción, de 40 meses, se iniciara el de operación y que al finalizar el periodo de conexión, de 16 meses, se garantizará una venta de 220 MW de capacidad firme y energía asociada para un periodo de 10 años.

En 1979, ya habían comenzado los primeros estudios para analizar la factibilidad de un proyecto para generar 220 MW firmes de energía eléctrica, se determina que la capacidad instalada debería duplicarse.

Al evaluar el campo geotérmico, se calcula que el potencial mínimo probado en él es de 790 MW; esto sin considerar pérdidas de carga, ni factor de planta  $V$ , y basándose en el calor recuperable del yacimiento.

La primera fase del proyecto utiliza únicamente las reservas geotérmicas existentes en 1979, por lo que CFE puede cumplir con la venta de capacidad firme a las empresas SDGE y SCE, pudiendo ampliar la capacidad de acuerdo a evaluaciones futuras del campo geotérmico. CFE considera que para suministrar los 220 MW de capacidad firme de base, es necesario instalar 5 máquinas de 55 MW cada una que suman un total de 275 MW, cantidad suficiente para cubrir la venta después de haber tomado en cuenta una pérdida de aproximadamente 7% en la transmisión de energía y auxiliares, dejando una capacidad de planta de 236.5 MW  $V$ , pudiendo disponer de una reserva 16.25% de la capacidad total. Se determina, que lo anterior sería cubierto, de acuerdo a un programa adecuado de mantenimiento, donde las máquinas salieran de servicio en los meses de demanda mínima del sistema. Las máquinas restantes, respaldan

- 
- 1/ Es la razón promedio de carga (KW) sobre un periodo de tiempo por la capacidad neta en el mismo periodo.
  - 2/ Es la máxima carga que una unidad de generación puede cargar bajo condiciones específicas de tiempo.

con el suministro de consumo en los auxiliares y en las pérdidas de la red. De esta manera, se determina que el proyecto se integra de los siguientes componentes:

- Planta generadora de 5 unidades geotérmicas
- 8 pozos de desarrollo
- 24 pozos productores iniciales y vaporductos
- 24 pozos productores de reemplazo y sus vaporductos complementarios
- Subestación elevadora de 230 KV.
- Línea de transmisión de 230 KV.
- 22 hectáreas de terreno
- Canal de conducción de desechos

con un punto de suministro de energía en un lugar conocido

Tanto CFE como SDGE y SCE, acordaron establecer tarifas por capacidad y carga de energía, que involucran un cargo por demanda y consideran un factor de planta mayor o igual al 80%, un cargo por operación y mantenimiento, de energía entregada y un cargo por regalía de recurso geotérmico entregado.

Para el programa de obras e inversiones, los pozos necesarios son equivalentes a los utilizados en las primeras unidades de la planta geotérmica. Se determina que para lograr una capacidad de 237 MWe <sup>1/</sup>, se necesitan 24 pozos productores para

---

<sup>1/</sup> MWe .- Es un Megawatt eléctrico neto

iniciar la operación, 24 pozos productores adicionales durante la vida útil de la planta, 8 pozos de desarrollo para los pozos productores originales y sustitutos.

En los vaporductos, concepto que involucra: plataformas, separador, silenciador, conductores y válvulas, se considera una inversión similar a la de las unidades iniciales. La vida útil para cada pozo es de 20 años; con una inversión superior a la inicial debido a que la distancia entre los nuevos pozos y los colapsados fue mayor. La inversión que se considera para los vaporductos se realiza durante los dos años previos a la operación.

Los costos que intervienen en el proyecto, involucran principalmente la adquisición de terrenos para la explotación del campo, la instalación de nuevas unidades, el turbogenerador, sistemas de condensación, vacío, sellos y enfriamiento; materiales, mano de obra, gastos involucrados en la elaboración del contrato y otros gastos, incluyendo al de operación y mantenimiento.

El valor del vapor geotérmico se determina tomando en cuenta que existe un mercado para la venta de energía eléctrica, que satisface en forma alternativa a plantas térmicas convencionales, o bien, a plantas geotérmicas. Al vapor geotérmico se asigna un valor o precio base en función del costo de generación del KWh, con una planta térmica convencional de referencia que resulte ser el más eficiente en el sistema. El valor



del vapor geotérmico se asignó tomando en cuenta que los costos por KWh generado en una planta geotérmica son iguales a los costos por KWh generado en la planta térmica convencional más eficiente del sistema. Estos se compararon entre sí asumiendo un periodo igual para ambas plantas.

Debido que la vida útil de una planta térmica convencional es de 30 años, mientras que la de una geotérmica es de 20 años, la vida útil de ambas se ajusta, para poder compararlas sin truncarlas a un periodo común de 60 años.

En el análisis inicial, el periodo de entrada en operación estimado para cada planta es de un año, tomando en cuenta que el de inicio es el año 0.

Para llevar a cabo la operación de las plantas durante el periodo común de 60 años, se establecen varias fechas de entrada en operación.

Dado un programa inicial de fechas de entrada en operación, el primer programa de inversión que resulta adecuado para generar 220 MW firmes se utiliza para comparar ambas plantas, utilizando anualidades equivalentes. Esto significa, que se actualizaron las inversiones por medio de su factor de recuperación de capital  $1/$ , que implica un costo anual de inversión igual para los 60 años involucrados en la vida del

---

$1/$  Se representa por la expresión  $frc(i,n) = \frac{i(1+i)^n}{((1+i)^n - 1)}$

proyecto. La tasa de interés que se utiliza al iniciar la inversión, es de 12.25%.

Para satisfacer una demanda de 220 MW, se utiliza un factor de carga de 100% con un costo de inversión por KWh en el momento de la entrega.

Se establece un precio base y un financiamiento, a partir del precio de la energía obtenido en el cálculo de ingresos requeridos que cubren los costos de energía más un margen de utilidad. Estos costos contemplan: la inversión anual, la operación y el valor de vapor. El margen de utilidad se determina a través de un rendimiento sobre la inversión.

En 1980, las compañías CFE, SDGE y SCE, establecen convenios pertinentes para los cargos que están involucrados en el intercambio de energía, decidieron que debería ubicarse una subestación en EEUU y otra en México, a través de las cuales, se lleva a cabo la conexión para la compra-venta de energía eléctrica.

Debido a que se acordó realizar operaciones en dólares, y ya que en 1982 se estableció en México un sistema de tasas de cambio dual, convinieron las compañías utilizar en la conversión de pesos mexicanos a dólares de EEUU, el tipo de cambio controlado<sup>1/</sup>, en todos los componentes internos, tanto para

<sup>1/</sup> Fuente: Tipos de Cambio Representativos del Mercado, publicados por el Banco de México en su reporte "Indicadores Económicos".

el cargo por demanda, como para el cargo por operación y mantenimiento. Se decide utilizar la Tasa Libor<sup>1/</sup> con duración de 6 meses para el cálculo del cargo por demanda.

En 1984, se revisó el estado del proyecto, y se elaboró un análisis financiero y económico del mismo, con una estructura del financiamiento del 20% de la inversión total a través de proveedores con una tasa de interés nominal del 7.5% y otra del 0.5% sobre saldos no dispuestos; el 80% restante de la inversión, se obtiene del exterior aplicando la tasa Libor histórica hasta 1983, y pronosticada de 1984 en adelante.

Se estimó, que el valor de rescate se obtendría en 1994, siendo equivalente a la mitad de las inversiones contempladas en el proyecto.

Debido a que el proyecto no coincide con la vida útil de la planta, se considera un valor de recuperación de capital al término de la vida del proyecto, correspondiente al 50% de la inversión inicial.

Para este proyecto, se supuso que la inversión inicial sería financiada en su totalidad por fuentes externas de crédito. El financiamiento del mismo, contempla un periodo de gracia igual al periodo de construcción, el periodo de amortización ocurrirá durante el periodo de operación del proyecto, el

---

<sup>1/</sup> London Interbank best Offered Rate (LIBOR), considerada en la actualidad una de las tasas mundiales más estables.

refinanciamiento por los intereses acumulados durante el periodo de construcción será sumado a los pagos de amortización.

Un análisis de evaluación de proyectos como el citado, puede plantearse de diversas formas, mediante el uso de distintos métodos que determinan la factibilidad y rentabilidad de los mismos. En los siguientes capítulos se plantean algunos de ellos, los cuales hacen énfasis en el de Tasa Interna de Retorno, ya que es el utilizado en la evaluación de Compra-Venta de Energía Eléctrica. Posteriormente se plantea el desarrollo del proyecto.

## CAPITULO II

### Evaluación de un Proyecto

La evaluación de un proyecto, así como la decisión de aceptarlo o rechazarlo, depende de diversos factores, tales como la magnitud de beneficios esperados, el tiempo en que éstos ocurrirán y la incertidumbre asociada con su obtención. Cuando nos referimos específicamente a proyectos de inversión, tenemos que visualizar plenamente las inversiones que se identifican por flujos de efectivo.

En un proyecto, un flujo de efectivo se define como el conjunto de cantidades de dinero especificadas en el tiempo, que se generan o erogan durante la vida útil o económica del mismo. Dichos componentes pueden ser continuos o discretos en el tiempo, pero un proyecto puede tener componentes de ambos tipos en diferentes periodos.

Cuando el tiempo es considerado como una variable discreta, todas las transacciones por representar son llevadas a puntos específicos del tiempo. Por convención, en el tratamiento de proyectos de inversión como el citado, el flujo de un proyecto se inicia al final del periodo cero ( $t=0$ ), y termina al final del periodo ( $t=n$ ).

Un proyecto de inversión se define como una secuencia de  $(n+1)$  números reales:  $a_0, a_1, a_2, \dots, a_n$ , que representan com-

ponentes netos del flujo de efectivo, de tal forma que  $a_0 < 0$  y las demás componentes son irrestrictas en signo. Por otro lado, un proyecto financiero se define como una secuencia de  $(n+1)$  números reales  $a_0, a_1, a_2, \dots, a_n$  que representan componentes netos del flujo de efectivo, de tal forma que  $a_0 > 0$  y las demás variables son irrestrictas en signo.

Dentro de un sistema, ya sea individuo, empresa o gobierno, para todo  $t \in (0, n)$

Si  $a_t < 0$  significa que el componente del flujo no forma parte del sistema. En este caso, adquiere forma de erogación o egreso.

Si  $a_t > 0$  significa que el componente del flujo está en el sistema. En este caso, adquiere forma de ingreso.

Los componentes del flujo de efectivo pueden establecer relaciones de equivalencia, que se derivan de la aplicación del método de descuento, ya sea con tasa de interés (mercado de dinero) o con tasa de descuento o tasa de actualización (preferencias del sistema que se está manejando). Tales equivalencias reflejan el valor decreciente y variable del dinero en el tiempo. Además, permiten evaluar proyectos de inversión, no sólo por la magnitud de los componentes del flujo, sino también por su distribución durante la vida del proyec-

to. A partir de estas relaciones y con la ayuda de las definiciones de valor presente y valor futuro, será posible definir una ecuación de valor.

### Valor Futuro

Al adquirir una obligación al principio de un periodo por una cantidad "P", que considera una tasa de interés que incrementa dicha cantidad durante el periodo "t", se obtiene:

$$S(t) = P(1+i)^t$$

donde

- S Es el Valor Futuro de la obligación.
- P Es la cantidad que será prestada o invertida.
- i Es la tasa de interés o porcentaje de P que deberá ser pagado por unidad de tiempo.

Si la obligación genera ingresos a una tasa  $i_2$ , durante un periodo  $t=2$ , su valor durante este periodo será:

$$\begin{aligned} S_2(i_1, i_2) &= S_1(i_1)(1+i_2) \\ &= P(1+i_1)(1+i_2) \end{aligned}$$

generalizando tenemos :

$$S_n(i_1, \dots, i_n) = S_{n-1}(i_1, \dots, i_{n-1})(1+i_n)$$

to. A partir de estas relaciones y con la ayuda de las definiciones de valor presente y valor futuro, será posible definir una ecuación de valor.

### Valor Futuro

Al adquirir una obligación al principio de un periodo por una cantidad "P", que considera una tasa de interés que incrementa dicha cantidad durante el periodo "t", se obtiene:

$$S(i) = P(1+i)^t$$

donde

- S Es el Valor Futuro de la obligación.
- P Es la cantidad que será prestada o invertida.
- i Es la tasa de interés o porcentaje de P que deberá ser pagado por unidad de tiempo.

Si la obligación genera ingresos a una tasa  $i_2$ , durante un periodo  $t=2$ , su valor durante este periodo será:

$$\begin{aligned} B_2(i_1, i_2) &= S_1(i_1)(1+i_2)^2 \\ &= P(1+i_1)(1+i_2)^2 \end{aligned}$$

generalizando tenemos :

$$S_n(i_1, \dots, i_n) = S_{n-1}(i_1, \dots, i_{n-1})(1+i_n)$$



$$= P \sum_{t=1}^n (1+i_t)$$

en caso de que los intereses sean uniformes durante los  $n$  periodos,  $i = i_1 = \dots = i_n$ , se tiene que:

$$S_n(i) = P(1+i)^n$$

El Valor Futuro al final de un periodo se convierte en el principal al inicio del siguiente.

#### Valor Presente

El valor del dinero considerado en un plazo determinado y validado en la actualidad, es llamado Valor Presente de una obligación; dicho de otra manera, es el capital inicial del Valor Futuro. El tiempo de la obligación es el periodo durante el cual se conserva todo o parte del dinero involucrado en la operación. Partiendo de la fórmula:

$$S_1 = P(1+i)$$

Si el valor futuro es conocido y se desea obtener el principal, del despeje resulta la siguiente fórmula:

$$P = \frac{S}{1+i}$$

A esta expresión se le conoce como el valor presente de una obligación en el año 1.

Si el valor presente se considera para un período de n años, la fórmula es la siguiente:

$$P = \frac{S}{(1+i)^n} = S(1+i)^{-n}$$

donde

- n Número de periodos.
- i Es la tasa de interés que será pagado por unidad de tiempo.
- S Es el valor futuro de la obligación.
- P Cantidad que será pagada o invertida.

## Relación Algebraica entre Valor Futuro y Valor Presente

Dadas las variables definidas en las expresiones anteriores tenemos :

$$S_1 = P(1+i)$$

====>

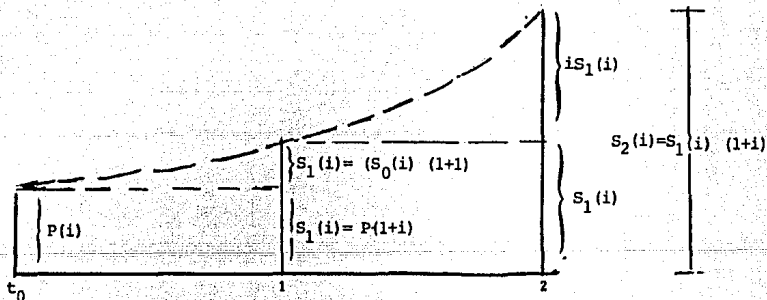
$$S_2 = P(1+i)^2$$

⋮

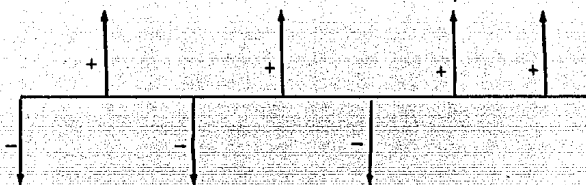
$$S_n = P(1+i)^n$$

la tasa de interés  $i$  se supone constante para todos los periodos.

Gráficamente se tiene:



En problemas donde es necesario mover grandes cantidades de dinero, o bien acumularlo o descontarlo, es conveniente elaborar un diagrama que muestre el valor monetario de cada ingreso o egreso durante cada periodo de tiempo donde ocurra el flujo.



### Análisis de Inversiones

Las ecuaciones de valor son comúnmente utilizadas en la valuación de bienes. El obtener un bien significa un desembolso de gastos inmediatos para el costo de adquisición de la inversión, seguida por una sucesión de ganancias y costos en el tiempo. Las ganancias inmediatas y las subsecuentes son llamadas ingresos, los costos son llamados egresos.

### Relación de equivalencia entre Flujos de Efectivo

Dado un vector de dimensión  $(n+1)$ , que representa el flujo de efectivo de un proyecto, y partiendo de que la equivalencia entre el valor presente y el valor futuro es una función de

una tasa  $i$ , que mide el valor del dinero a lo largo del tiempo, decimos que dada la tasa de descuento  $i$ , se considera que:

$A_1$  es un vector tal que  $A_1 = (0, a_1)$  y si existe  $A_0$  tal que  $A_0 = (a_0, 0)$ ,  $A_0$  es un flujo equivalente al flujo  $A_1$

$$\langle \text{---} \rangle \quad a_0 = a_1(1+i)^{-1}$$

para una tasa de interés ' $i$ '. Además cualquier vector  $V = (v_0, v_1)$  es equivalente al vector  $A_0$  si:

$$a_0 = v_0 + v_1(1+i)^{-1} \dots (1)$$

Es decir que cualquier flujo de efectivo es equivalente a su valor presente. Un vector  $V = (v_0, v_1)$  es equivalente al vector  $A_1$ . Si

$$a_1 = v_0(1+i) + v_1 \dots (2)$$

De igual forma, un flujo de efectivo es equivalente a su valor futuro.

De las relaciones (1) y (2) se tiene que:

Dos vectores  $A_0 = (a_0, 0)$  y  $A_1 = (0, a_1)$  son equivalentes a  $V = (v_0, v_1)$ , si es posible expresarlos como combinación convexa de  $A_0$  y  $A_1$ .

$$V = \lambda A_0 + (1-\lambda)A_1 \quad \text{para} \quad \lambda \in (0,1)$$

Así, el tener una cantidad de efectivo  $v_0$  en este momento y  $v_1$  un año después, equivale a tener una cantidad  $a_0$  ahora y  $a_1$  dentro de un año, o bien, una combinación convexa de  $a_0$  y  $a_1$ .

Generalizando, cualquier vector  $A_t$  donde  $t \in \{1, n\}$  es equivalente a un vector  $A_0 = (a_0, 0, \dots, 0)$  si  $a_0 = a_t(1+i)^{-t}$ . Si se suman los vectores  $A_1, \dots, A_n$ , se obtiene un vector que representa un flujo de efectivo a lo largo de  $n$  periodos.

Puesto que para cada  $A^t$  existe un vector  $A_0^t$  equivalente, entonces un vector equivalente a la suma de dos vectores  $A^t, \dots, A_n^t$  esta determinado por la suma de dos vectores  $A_0$  equivalentes, Es decir:

$$P(i) = \sum_{t=1}^n A^t$$

$$P(i) = \sum_{t=1}^n a_t(1+i)^{-t}$$

donde

$P(i)$  Es el valor presente del flujo de efectivo en el intervalo  $\{1, n\}$ .

$i$  Es la tasa de interés con que se actualiza en un intervalo  $\{1, n\}$ .

Si los componentes del flujo de efectivo son iguales en todos los periodos, se dice que es un flujo uniforme de efectivo, es posible obtener una fórmula para el valor presente o valor futuro de este flujo.

Esto ocurre si  $a_t = a \quad \forall t = 1, \dots, n$ . Es decir, que los componentes del flujo de efectivo son uniformes. De la relación anterior se obtiene:

$$P(i) = a \sum_{t=1}^n q^t$$

donde

$$q = \frac{1}{1+i}$$

Esta relación involucra una serie geométrica que genera

$$P(i) = a \left[ \frac{1-q^n}{1-q} \right]$$

y que al considerar 'a' con valor unitario, surge el factor

de valor presente de un flujo uniforme

$$P(i) = a \left[ \frac{1 - (1+i)^{-n}}{i} \right]$$

de la misma forma, se obtiene el factor de valor futuro de un flujo uniforme

$$S_n(i) = a \left[ \frac{(1+i)^n - 1}{i} \right]$$

de los factores anteriores es posible obtener un flujo uniforme de efectivo en el periodo equivalente a su valor presente  $P(i)$  o a su valor futuro  $S_n(i)$ .

La expresión que se obtiene con el valor futuro, se llama Fondo de Amortización :

$$a = S_n(i) \left[ \frac{i}{(1+i)^n - 1} \right]$$

El factor que multiplica a  $S_n(i)$  se conoce como Factor del Fondo de Amortización. Por otro lado, la expresión:

$$a = P(i) \left[ \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$$



contiene al factor que multiplica a  $P(i)$ , llamado Factor de Recuperación de Capital, y es igual a la suma del factor del fondo de amortización más la tasa de interés.

## Relación entre Tasas de Interés

Ya que los periodos de tiempo en un flujo de efectivo se consideran anuales; cuando el análisis del valor del dinero se refiere a fracciones de un año, hacemos uso de la tasa de interés nominal que es el resultado de multiplicar la tasa de interés periódica por el número de periodos en un año. Se representa como  $i_a/m = q_n \rightarrow q = i_a/m$ , y se considera una tasa efectiva de interés anual equivalente  $i_n = q$ . La relación entre el interés efectivo y el nominal se obtiene a partir de los siguientes conceptos :

$P(0)$  Es el valor de la obligación en el año cero.

$i_a$  Es la tasa de interés nominal compuesta.

$i$  Es la tasa anual de interés efectivo.

A partir de estos conceptos, decimos que una tasa semestral

será  $q = \frac{i_a}{2}$ . Así, el valor futuro en un año será:

$$S_1(q) = P(0) (1+q)$$

$$S_2(q) = P(0)(1+q)^2$$

o bien

$$S_2(i_a/2) = P(0)(1 + i_a/2)^2$$

Para obtener una tasa de interés efectiva anual, se tiene:

$$S_1(i) = S_2(i_a/2)$$

es decir

$$P(0)(1+i) = P(0)(1 + i_a/2)^2$$

De aquí se tiene que

$$i = (1 + i_a/2)^2 - 1$$

Generalizando a 'm' intervalos tenemos:

$$i = (1 + i_a/m)^m - 1$$

Para flujos de efectivo con variables continuas, existen las tasas de interés instantáneas. Estas ocurren cuando un periodo se reduce a una cifra infinitesimal, en este caso el valor futuro de un peso a una tasa de interés nominal 'i' será:

$$\lim_{m \rightarrow \infty} S_m(i_a/m) = \lim_{m \rightarrow \infty} (1 + i_a/m)^m$$

$$\text{si } k = \frac{i}{m} \quad \rightarrow \quad \lim_{m \rightarrow \infty} S_m(1/k) = \lim_{m \rightarrow \infty} (1 + 1/k)^{k(i)} = e^{i\alpha}$$

Dado que 'm' es el número de intervalos contenidos en un año, la expresión:

$$S_1(i\alpha) = e^{i\alpha}$$

representa el valor futuro de un peso incrementado continuamente durante un año. En tal caso, la tasa nominal 'i' se conoce como la tasa de interés instantánea.

El valor presente de un peso devengable a n años, se determina como :

$$\lim_{m \rightarrow \infty} P(i\alpha/m) = \lim_{m \rightarrow \infty} (1 + i\alpha/m)^{-m}$$

-->

$$P(h) = e^{-h}$$

donde

$$h = i\alpha/m$$

Esto representa el valor presente de un peso descontado a una tasa de interés instantánea 'h' durante n años.

Dado un flujo de efectivo f(t) en un tiempo Δt infinitesimal, el flujo se interpreta como :

$f(t)\Delta t$  en el intervalo  $(t, t+\Delta t)$   $\forall 0 \leq t \leq n$   
 $0 \leq \Delta t \leq 1$

Al cabo de  $n$  periodos, el valor futuro del flujo  $f(t)$  se determina por:

$$S_n(h) = \sum_t f(t)e^{ht} \Delta t \quad \forall t \in (0, n)$$

Así, al hacer que  $\Delta t \rightarrow 0$ , el valor futuro de la serie es:

$$S_n(h) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} f(t)e^{ht} \Delta t$$

$$= \int_0^n f(t)e^{ht} dt$$

De igual forma, el valor presente de un flujo de efectivo continuo durante  $n$  periodos es:

$$P(h) = \int_0^n f(t)e^{-ht} dt$$

la relación entre la tasa de interés efectivo y la tasa de interés instantáneo para un año, es el valor futuro de la obligación:

$$S_1(i) = P(0)(1+i) \quad \text{Con tasa efectiva } i.$$

$$S_1(h) = P(0)e^h$$

Con tasa de interés instantánea.

La relación entre "i" y "h" se obtiene a partir de:

$$S_1(i) = S_1(h)$$

$$P(0)(1+i) = P(0)e^h$$

$$(1+i) = e^h$$

$$i = e^h - 1$$

$$h = \ln(1+i)$$

Esto significa que la relación entre tasas de interés positivas para obtener el mismo valor futuro de una cantidad, es que la tasa efectiva siempre resulta ser mayor a la tasa instantánea.

## Métodos de Beneficios Financieros en la Evaluación de Proyectos

La evaluación de proyectos representa sus valores esperados en inversiones a largo plazo como: inversión en equipo de capital, adquisición o pérdida de edificios, etc. Existen varias técnicas que se utilizan en la evaluación de proyectos.

Un método o técnica de evaluación de proyectos es un algoritmo que permite al tomador de decisiones determinar cuáles son los proyectos que más conviene llevar a cabo. Al evaluar un conjunto de inversiones alternativas se tiene por objeto determinar una medida para cada una de ellas, que permitirá saber cuál merece mayor consideración.

Desafortunadamente, no existe sólo una característica del proyecto que proporcione una simple determinación del beneficio. Las alternativas pueden requerir de diferentes gastos iniciales como las rentas al contado, que pueden variar en monto y tiempo. También puede variar la vida económica entre alternativas, por lo tanto, una medida de beneficio es una necesidad que facilita la comparación de alternativas a pesar de sus diferentes características. Muchas de las medidas mencionadas se utilizan con frecuencia; entre las más comunes se encuentran: El Valor Presente Neto, La Relación Costo-Beneficio y La Tasa Interna de Rentabilidad. Estas medidas o

métodos parten de la característica de que los flujos de efectivo futuros son normalizados a un valor actual, donde se toma en consideración el valor del dinero en el tiempo. Así, el valor presente equivalente también se determina por una serie de flujos de efectivo desplazados en el tiempo.

La relación Costo-Beneficio y la Tasa Interna de Rentabilidad, son métodos que utilizan en su análisis al valor presente neto. La relación costo-beneficio es calculada de la diferencia entre el valor presente de los costos y el valor presente de los beneficios, y de aquí se busca una relación mayor, menor o igual a uno.

Para la tasa interna de rentabilidad se utiliza una serie de flujos de efectivo para determinar la tasa de descuento que hace que el valor presente de los egresos sea igual al valor presente de los ingresos. Se busca una tasa que haga la relación costo-beneficio igual a 1.

Además de los métodos antes mencionados, existe el valor terminal neto. En este caso, los flujos de efectivo son calculados al final de la vida de la inversión. El descuento inicial, obtiene una medida que cuando el proyecto concluya, un valor terminal podrá ser convertido en valor presente aplicando un factor de descuento adecuado.



## Valor Presente Neto

Una medida dominante de los beneficios equivalentes es el valor presente neto de una inversión, donde todos los ingresos y todos los egresos son normalizados a sus valores equivalentes actuales utilizando una tasa de descuento específica, la cual frecuentemente representa el costo del capital estimado. El método del valor presente neto requiere esencialmente comparar el valor presente de los beneficios futuros esperados, con el valor presente de los costos esperados del proyecto. Así, el valor presente del proyecto es la diferencia entre el valor presente de los beneficios y el de los costos. Para algún proyecto de inversión, un valor presente neto menor que cero, significa que al agregar el valor presente a los egresos con una tasa de descuento específica, excede al de los ingresos. El proyecto por lo tanto, no se paga por sí mismo y ordinariamente tendría que ser sometido a consideración o bien ser rechazado (desde el punto de vista económico). Un valor presente mayor que cero, indica que el proyecto recupera sus costos. Esto puede ser atractivo, dependiendo de qué tan favorable es, si se compara con otras alternativas de inversión, y la facilidad de disponer de recursos de capital.

La expresión del valor presente neto será:

$$VPN_0(k) = \sum_{t=0}^n \frac{s_t}{(1+k)^t}$$

donde

$k$  Es la tasa de descuento.

$s_t$  Es el flujo de efectivo en el periodo  $t$ .

#### Método de la Relación Beneficio-Costo

La relación beneficio-costo es una medida adicional del costo de capital, que se encuentra relacionada con valor presente de una inversión. Dicha relación se calcula como la relación de valor presente de los beneficios con respecto al costo de la inversión; esquemáticamente se presenta como:

$$\text{Beneficio-Costo} = \frac{\text{Valor Presente de los Beneficios}}{\text{Valor Presente de los Costos}}$$

Se determina como sigue:

$VPN_0(k)$  Es el valor presente de los beneficios obtenidos del proyecto con una

tasa de descuento K.

$$VPN_B(K) = \sum_{t=1}^n b_t (1+K)^{-t}$$

$$VPN_C(K) = \sum_{t=1}^n c_t (1+K)^{-t}$$

La regla de decisión consiste en aceptar aquel proyecto cuya relación Beneficio-Costo sea mayor que uno. En caso contrario se rechaza.

$$VPN_A = VPN_B - VPN_C$$

---->

$$1 = \frac{VPN_B}{VPN_A + VPN_C}$$

De tal manera que

$$VPN_A = 0 \text{ ----> } VP_B / VP_C = 1$$

$$VPN_A > 0 \text{ ----> } VP_B / VP_C > 1$$

$$VPN_A < 0 \text{ ----> } VP_B / VP_C < 1$$

Esta medida es muy útil cuando es necesario hacer una comparación directa entre los proyectos en términos del valor presente de los beneficios por unidad de costo. En muchos casos, el proyecto que tiene la relación con valor más alta, es el aceptado.

Existen otros métodos que se utilizan con menor frecuencia. En seguida se enumeran algunos de ellos:

#### Método del Valor Anual Equivalente

En este método, los ingresos y egresos que ocurren en un periodo son convertidos en una anualidad equivalente. Para seleccionar una alternativa de inversión, se debe tomar en cuenta que dicha anualidad sea positiva, en caso contrario, la alternativa de inversión se rechaza, pero podría probarse con una tasa de recuperación mínima más baja. En este caso la anualidad equivalente es una manera de poder expresar el ingreso requerido en una cantidad constante anual durante la vida del proyecto. A esta anualidad también se le conoce como factor de recuperación de capital.

la fórmula que se utiliza en este método es:

$$A = P \left[ \frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n - 1} \right]$$

donde

n Es el periodo de recuperación de la inversión que se esta considerando.

P Es el cargo fijo anual equivalente al

valor de la inversión.

S Es el valor de la anualidad equivalente.

#### Método del Periodo de Recuperación

Este método consiste en medir el tiempo que tarda un inversionista en recuperar mediante los ingresos que produce el proyecto, la cantidad invertida inicialmente. El criterio puede definirse como:

$$P = \left\{ \min_{t=0}^n n / \sum a_t \geq 0 \right\}$$

donde

P Es el periodo de recuperación.

$a_t$  Es una anualidad en el periodo t.

La regla de decisión la establece el inversionista, si P es menor que un determinado periodo mínimo dado por la política del inversionista, en este caso, el proyecto es aceptable. Este método, presenta serias anomalías, entre las que se

encuentran:

a) El período de recuperación es una medida de liquidez y no de rentabilidad. El objetivo principal de un proyecto, no es de ninguna manera recuperar el desembolso inicial en el menor tiempo, sino hacerlo rentable.

b) El criterio que determina la aceptación del proyecto, es subjetivo.

c) No se consideran cambios en el valor del dinero a través del tiempo.

d) No se consideran la magnitud, ni la distribución de desembolsos posteriores al período de recuperación.

A pesar de lo anterior, el método es muy útil cuando el proyecto implica un alto grado de riesgo de obsolescencia, o cuando el inversionista carece de fondos suficientes.

#### Método de Rentabilidad Media

En este método, todas las rentas durante la vida económica del proyecto son tomadas en cuenta. El valor medio de la rentabilidad es expresado como una tasa de rentabilidad sobre la inversión original. La expresión es la siguiente:

$$G = \frac{\sum_{t=k}^n A_t}{n \sum_{t=0}^{k-1} C_t}$$

donde

$$k = \min_i \{ 0 \leq i \leq n / B_i > 0 \}$$

el periodo inicial es 0, k-1.

n Es la vida útil del proyecto.

$B_t$  Beneficios netos del proyecto.

$C_t$  Es la suma de los costos netos asociados.

$A_t$  Es la suma de flujos incluidos en el proyecto.

El criterio de decisión consiste en que el proyecto es aceptado si tiene una rentabilidad media superior al valor prefijado. Desgraciadamente, el método no considera la posibilidad de reinvertir a futuro las rentas generadas. Tampoco se consideran cambios en el valor del dinero con el tiempo.

## Tasa Interna de Rentabilidad (Tasa Interna de Retorno)

Dentro de la teoría de Capital, el uso de la Tasa Interna de Rentabilidad adquiere importancia conforme lo hace más complejo el sistema económico del que forma parte la inversión. Esto se debe, a que dicha tasa proporciona criterios para reconsiderar y modificar el programa de inversión de cada período.

La Tasa Interna de Rentabilidad (TIR), se define como la rentabilidad que sobre la inversión no recuperada debe generar el proyecto en cada período, para lograr la plena recuperación de la inversión al final de la vida económica del proyecto. Es también la tasa que hace el valor presente de los ingresos igual al valor presente de los egresos.

En primer lugar se determinan dos tasas de interés que proporcionen resultados positivos y negativos. El procedimiento usual es aproximar la tasa de rentabilidad por interpolación lineal. Para ello establecemos de antemano una tasa mínima de descuento aceptable (TMA) con la cual se interpolará, si resulta la relación  $TIR > TMA$  indica que la opción es aceptada. Resulta obvio suponer que la solución es más rápida mediante el uso de una computadora.

El cuadro 'A' es un ejemplo de aplicación para obtener la tasa interna de retorno.



Algebráicamente, la TIR "r", se define como la tasa que satisface:

$$\sum_{t=0}^n A_t(1+r)^{-t} = 0 \quad (1)$$

Esta tasa se refiere a la renta interna que genera un proyecto como resultado del flujo de efectivo.

Un proyecto que genera flujos netos positivos durante su vida económica, va reduciendo el monto de la inversión no recuperada. El método de la TIR indica que si la tasa interna de rentabilidad de un proyecto es mayor que la tasa mínima de descuento (que garantiza algún beneficio esperado) establecida por el inversionista, el proyecto será aceptado.

En el caso de múltiples tasas de retorno, los flujos de efectivo dan más de una tasa de interés que satisfacen la ecuación (1) donde los flujos de efectivo cambian de signo. Pero dado que la ecuación es un polinomio de grado n, existen n raíces las cuáles pueden ser complejas, negativas o positivas. Cuando ocurren las dos primeras posibilidades, no se toman en cuenta las raíces, ya que carecen de significado económico. Sin embargo, en el tercer caso, la ecuación tiene dos o más raíces diferentes, reales y positivas y se asume que el proyecto será aceptado con la tasa más alta. El pro-

yecto podrá ser analizado haciendo consideraciones sobre el uso externo del flujo de efectivo y definiendo una tasa seudo-interna de rentabilidad, que se describe a continuación.

El método de Seudo-tasa Interna de Retorno, se define de manera similar a la tasa interna de retorno, pero en este caso se consideran los financiamientos como inversiones en el proyecto. Intervienen dos tasas de interés:

$k$  La tasa de interés que se utiliza en el financiamiento.

$r$  La tasa de interés que se utiliza en la inversión del proyecto.

La evaluación es

$$S_t(k, r) = \begin{cases} a_0 & \text{si } t=0 \\ (1+r) * S_{t-1}(k, r) + a_t & \text{si } S_{t-1}(k, r) > 0 \\ (1+k) * S_{t-1}(k, r) + a_t & \text{si } S_{t-1}(k, r) < 0 \\ a_t & \text{si } S_{t-1}(k, r) = 0 \end{cases} \quad 0 \leq t \leq n$$

El proyecto es aceptado si  $S_n(k, r) > 0$

donde

$a_0$  Anualidad en el año cero.

$B_{t-1}(K,r)$  Monto de la inversión en el año  $t-1$ .

$a_t$  Anualidad en el año  $t$ .

$B_t(K,r)$  Monto de la inversión en el año  $t$ .

CUADRO A

EJEMPLO DE APLICACION DEL METODO DE TASA INTERNA DE RETORNO

Flujos Descontados al Contado con  $i_1=11.1\%$  e  $i_2=13\%$

año	flujo neto	$1/(1+i_1)^N$		$1/(1+i_2)^N$	
0	-509,00	1,0000	-509,00	1,0000	-509,00
1	-3122,00	0,9001	-2810,08	0,8850	-2742,83
2	-5736,00	0,8102	-4647,09	0,7831	-4492,13
3	-4226,00	0,7292	-3081,68	0,6931	-2928,83
4	-2333,00	0,6564	-1531,29	0,6133	-1430,87
5	-913,00	0,5908	-539,39	0,5428	-495,54
6	2845,00	0,5318	1512,86	0,4803	1366,51
7	4843,00	0,4786	2318,01	0,4251	2058,57
8	5033,00	0,4308	2168,28	0,3762	1893,21
9	4657,00	0,3878	1805,84	0,3329	1550,24
10	4202,00	0,3490	1466,61	0,2946	1237,86
11	3231,00	0,3142	1015,04	0,2607	842,31
12	2654,00	0,2828	750,47	0,2307	612,29
13	10373,00	0,2545	2640,11	0,2042	2117,80
14	946,00	0,2291	216,72	0,1807	170,92
SUMA			775,40		-749,49

por medio de la fórmula de interpolación lineal  $i = \frac{i_1 + (i_2 - i_1)(A_1 - A)}{(A_1 - A_2)}$   
 la tasa que resulta es 12,00%

(se considera una tasa de interés del 12%)

Financiamiento en el año	Flujo Neto	Capital no recuperado		Recuperación del Capital no recobrado		Capital recuperado	
		cálculo	valor	cálculo	valor	cálculo	valor
0	- 509						
1	- 3122	- 509,00 - 3183,08	-3692,08	12% * (- 509,00)	-61,08	- 3122 - 61,08	-3183,08
2	- 5736	- 3692,08 - 6179,05	-9871,13	12% * (- 3692,08)	-443,05	- 5736 - 443,05	-6179,05
3	- 4226	- 9871,13 - 5410,54	-15281,67	12% * (- 9871,13)	-1184,54	- 4226 - 1184,54	-5410,54
4	- 2333	-15281,67 + 4166,80	-19448,46	12% * (-15281,67)	-1833,80	- 2333 - 1833,00	-4166,80
5	- 913	-19448,46 + 3246,82	-22695,28	12% * (-19448,46)	-2333,82	- 913 - 2333,82	-3246,82
6	2845	-22695,28 + 121,57	-22573,71	12% * (-22695,28)	-2723,43	2845 - 2723,43	121,57
7	4843	-22573,71 + 2134,15	-20439,56	12% * (-22573,71)	-2708,85	4843 - 2708,85	2134,15
8	5033	-20439,56 + 2580,25	-17859,31	12% * (-20439,56)	-2452,75	5033 - 2452,75	2580,25
9	4657	-17859,31 + 2513,88	-15345,42	12% * (-17859,31)	-2143,12	4657 - 2143,12	2513,88
10	4202	-15345,42 + 2360,55	-12984,88	12% * (-15345,42)	-1841,45	4202 - 1841,45	2360,55
11	3231	-12984,88 + 1672,81	-11312,06	12% * (-12984,88)	-1558,19	3231 - 1588,19	1672,81
12	2654	-11312,06 + 1296,55	-10015,51	12% * (-11312,06)	-1357,45	2654 - 1357,45	1296,55
13	10373	-10015,51 + 9171,14	-844,37	12% * (-10015,51)	-1201,86	10373 - 1201,86	9171,14
14	946	- 844,37 + 844,68	0,31	12% * (- 844,37)	-101,32	946 - 101,32	844,68

Oct-68

## Medidas de Evaluación Financiera

A la evaluación financiera se le asigna una estructura financiera con un costo para cada tipo de financiamiento, por lo que resulta conveniente evaluar en moneda corriente. Cuando un proyecto se financia con fuentes externas, se le otorga un periodo de gracia igual al periodo de construcción estableciendo que la amortización de capital ocurrirá en el periodo de operación del proyecto. Durante el periodo de construcción se cargan intereses al crédito otorgado. Se considera que estos serán refinanciados. Al término del periodo de gracia, se efectúan los pagos de amortización de la deuda contraída más el refinanciamiento de los intereses acumulados durante el periodo de construcción.

La estructura del servicio de la deuda es como sigue:

$$D_t = iS_{t-1} + C$$

donde

$D_t$	Pago de la deuda en el periodo $t$ .
$i$	Tasa de interés sobre el crédito otorgado.
$C$	Amortización de la deuda (pago de principal).

$S_t$  Balance de la deuda en el periodo t.

De tal manera que:

$$C = S_0 / N$$

$$S_t = S_{t-1} - C$$

N Número de periodos en que se amortiza la deuda.

$S_0$  Balance de la deuda en el periodo cero.

En el diagrama 1, se muestra esquemáticamente la estructura de la deuda.

Por lo que respecta a las medidas anuales de evaluación financiera pueden presentar tres tipos de tasas de rendimiento financiero.

a) Para el proyecto en su conjunto, la relación de beneficios netos totales del mismo al valor de los recursos empleados en él.

$$\text{Rendimiento Sobre Activos} = \frac{\text{Rendimiento Neto} + \text{Costo Financiero}}{\text{Activo Medio Total}}$$

b) Para los inversionistas indirectos que aportan créditos

$$\text{Costo de los Financiamientos} = \frac{\text{Costo Financiero}}{\text{Pasivo Medio}}$$

c) Para los inversionistas directos que aportan capital

$$\text{Rendimiento al Patrimonio} = \frac{\text{Rendimiento Neto}}{\text{Patrimonio Medio}}$$

Este último método resultó ser el más adecuado para llevar a cabo el análisis del contrato de Compra-Venta de Energía Eléctrica, ya que se juzgó que era el mejor indicador para apreciar la rentabilidad de un proyecto. En los siguientes capítulos, hacemos una descripción del desarrollo del proyecto.

DIAGRAMA 1  
CONFIGURACION DEL SERVICIO DE LA DEUDA

	...	d1	d2	....	PG	PG+i	....	P	P + i	....
1) Disposiciones		d1	d2							0
2) Disposición Acumulada	0	d1	d1+d2		PG/i					
3) Disposición Acumulada corrida en el periodo de gracia	0	0	0	0	d1	d1 + d2	....	$\sum_{i=1}^p d1$	d1	
4) Disposición Acumulada corrida al periodo crédito								d1	d1+d2	....
5) Amortización (3) + 4) / PA	0	0	0	0	d1/PA	(d1+d2)/PA		$\sum_{i=1}^p d1/PA$		
6) Amortización Acumulada	0	0	0	0	d1/PA	(2d1+d2)/PA	....			
7) Interés i (2) + 4)	0	d1 <i>i</i>	(d1+d2) <i>i</i>	....						
B) Servicio de la Deuda (5) + 7)										

PA = Plazo - Período de gracia  
i = Tasa de interés

fUente : Chávez O., Morales L., CFE.



### CAPITULO III

#### Evaluación Económica y Financiera del Contrato de Compra-Venta de Energía Eléctrica.

La evaluación económica y financiera de una planta eléctrica consta de diversos factores que determinan los costos de energía eléctrica, teniendo como propósito suministrar energía eléctrica a un costo mínimo para el consumidor. En este sentido, una medida económica de la planta es el cálculo del costo por  $KWh_{\text{neto}}^{1/}$ . Este considera principalmente los siguientes costos:

a) Costos Fijos

- Depreciación.
- Gastos de seguro.
- Costos de construcción en las plantas incluyendo el del terreno.

b) Costos de Operación y Mantenimiento

- Costos semifijos.
- Cobertura de salarios.
- Reparaciones y partes.

---

<sup>1/</sup> Unidad básica de energía eléctrica igual a un Kilowatt de energía suministrada.

- Agua.
- Gastos miscelaneos.

c) Costos variables, dependen del monto de electricidad generada.

d) KWh vendido por año.

Tomando en cuenta los costos mencionados, tanto CFE como las compañías SDGE y SCE acuerdan realizar el análisis respectivo sobre los conceptos que se involucran en los cargos por Demanda, Operación y Mantenimiento, y Energía.

Para determinar el financiamiento del proyecto, se realiza un análisis de sensibilidad del componente interno de inversión mientras que las condiciones de financiamiento para el componente externo se mantienen fijas. Tanto para el componente interno y durante el periodo de construcción, se aplican tasas Libor históricas hasta concluir el proyecto. Se consideran distintos escenarios de tasas de interés, algunos de los cuales utilizan proyecciones correspondientes a la tasa Prime Rate<sup>1/</sup>, realizadas por Wharton hasta 1991, y para los años 1992 a 1994 se utiliza el valor originalmente proyectado. Al cálculo del componente externo de inversión, se aplica una tasa de interés del 7.75%<sup>2/</sup> para los periodos de construcción y de amortización respectivamente.

---

<sup>1/</sup> Es una tasa de EEUU que supone ser una de las más estables  
<sup>2/</sup> Es la tasa de proveedores que se estimó, según aparece en documentos elaborados en CFE.

Para cada uno de los componentes de inversión se obtienen anualidades que representan el compromiso que CFE debe enfrentar periódicamente. Para cumplir con este compromiso mediante el cargo por demanda, se consideran dos casos extremos de compra de energía asociada por parte de SDGE y SCE; el primero contempla la venta de 165 MWh y el otro de 220 MWh, cada uno constante para 10 años.

La evaluación del proyecto se elabora considerando todos los conceptos que a juicio de las tres compañías deben intervenir en el proceso de puesta en marcha.

Por lo que respecta al cálculo del cargo por demanda, éste se obtiene de dividir la anualidad resultante por la energía asociada vendida por 12 meses del año. En cuanto al componente externo se determina que independientemente de la definición de paridad que se utilice, la venta del mínimo de energía y el costo promedio de financiamiento es mayor al 10% del total, lo que implica que CFE no cubre sus compromisos contraídos por financiamiento vía cargo por demanda únicamente. Por otro lado, en el caso extremo de que no se compre el mínimo de energía, y las inversiones realizadas en la planta geotérmica sean menores que las estimadas, se da un amplio margen de seguridad para cumplir con dichos compromisos.

Para plantear de manera más clara el desarrollo del proyecto, definimos algunos términos involucrados en el mismo:

Se determina que energía asociada es la energía involucrada con la demanda contratada.

La capacidad (MW), se define como la medida (KW) que sostiene la carga en forma confiable, determinada de acuerdo a las condiciones de operación que prevalecen en el tiempo aplicable.

La operación comercial para cada unidad, es el periodo que se inicia en la fecha de operación comercial de dicha unidad.

La demanda contratada es la cantidad de capacidad firme (KW) que CFE debe proporcionar y que el comprador comprará a CFE. Las entregas de energía se hacen a SDGE por cuenta de CFE en los puntos de interconexión entre México y Estados Unidos. Durante el periodo de conexión, la demanda contratada (KW) debe cambiarse en la fecha de operación comercial de cada unidad y es una cantidad no mayor que el resultado de la siguiente expresión:

$((\text{número de unidades en operación comercial}) * 110000 * 70) / 275$  1/

Pero que no excederá a 70 MW. CFE se encarga de informar cuándo entra en operación cada unidad.

Durante los periodos normal y de extensión, la demanda con-

---

1/ Por acuerdo de las compañías se utiliza esta fórmula para la demanda contratada.

tratada es de 70000 KW. Durante el periodo de desconexión, la demanda contratada se determinará de común acuerdo por todas las compañías.

La fecha de operación comercial, es la fecha a partir de la cual, cada unidad está disponible para operación comercial ya que ha operado en forma continua con una generación bruta de 110 MW durante un mínimo de 730 hrs, ha operado bajo cargas intermedias de tiempo suficiente para permitir las pruebas y la calibración de controles, sistemas de protección y equipo auxiliar, y no tiene ningún problema conocido que pueda causar un paro que requiera más de tres días consecutivos para ser corregido.

El cargo por demanda, es la cantidad en dólares de EEUU/KW-mes, que SDGE paga a CFE por la capacidad asociada con la demanda contratada calculada de acuerdo a una base de 22.10 dólares de EEUU por KW de demanda contratada por mes<sup>1/</sup>. Esto, basándose en precios de Julio de 1979, y habiendo tomado en consideración los componentes, interno e importado de inversión, que se requieren para instalar una unidad geotérmica que les proporcione vapor.

El cargo por demanda se determina de tal manera que los pagos por este concepto permitan amortizar totalmente los créditos

---

<sup>1/</sup>Valores del cargo adoptados estando de acuerdo las compañías.

<sup>2/</sup>Se establecen las tasas de interés de acuerdo a una metodología convenida por las compañías.

y pagar sus intereses durante el periodo convenido de 10 años. Para establecer el cargo por demanda, se considera una tasa de interés anual del 12%<sup>1/2</sup> para financiar el proyecto durante el periodo de construcción. La tasa financiera de rendimiento neto sobre la inversión que resulta de aplicar el cargo por demanda es de 7.5%. El cargo es ajustado por la inflación y financiamiento en el componente importado de la inversión, y por cambios de paridad y financiamiento en el componente interno de la inversión, de acuerdo al flujo de efectivo (dólares de EEUU) del componente interno de inversión:

$$d_t \quad \text{donde } t = -3, -2, -1, 0$$

El flujo de efectivo (dis. de EEUU) del componente importado de la inversión es:

$$e_t \quad \text{donde } t = -3, -2, -1, 0$$

El periodo -3 coincide con la fecha en la que se llevaron a cabo todas estas disposiciones. El fin del periodo 0, se considera la fecha de operación comercial de la primera unidad geotérmica. La duración de cada uno de estos periodos es de:

periodo -3	: 12 meses
periodo -2	: 12 meses
periodo -1	: 12 meses
periodo 0	: 4 meses
	-----
total	40 meses

En el ajuste del cargo por demanda, se aplican índices de inflación al flujo de efectivo del componente interno y del componente importado de la inversión. El índice que se aplica al componente interno de inversión es el "Índice General de Materiales de Construcción y del Costo de Mano de Obra", publicado por el Banco de México en su reporte mensual "Información Económica: Precios". El índice que se aplica al componente importado de inversión, es el referente a "Turbogenerators" en la línea 26, tabla M-1 publicado por Whitman, Requart and Associates, en su boletín semestral the Handy-Whitman Index & Public Utility Construction Costs.

El ajuste de inflación para el componente interno de inversión es:

$$d_t^* = (I_{dt}/I_{db})d_t, \quad t=-3,-2,-1,0$$

donde

$d_t$	Componente interno de inversión durante el periodo $t$ .
$d_t^*$	Componente interno de inversión ajustado por inflación durante el periodo $t$ .
$I_{db}$	Índice de inflación para el componente interno de inversión para el mes de Julio de 1979.
$I_{dt}$	Índice promedio de inflación para el componente interno de inversión

para el periodo t.

El índice promedio de inflación para cualquier periodo, será determinado como la media aritmética del índice mensual para el componente interno de inversión, donde desde el principio del periodo hasta el final del mismo, en el componente importado de inversión ( $e_t^*$ ), el ajuste por inflación es:

$$e_t^* = (I_{et} / I_{eb}) e_t, \quad t = -3, -2, -1, 0$$

donde

$e_t$	Componente importado de inversión durante el periodo t.
$e_t^*$	Componente de importación de la inversión ajustado por inflación durante el periodo t
$I_{eb}$	Índice de inflación para el componente importado de inversión para julio de 1979.
$I_{et}$	Índice promedio de inflación para el componente importado de inversión para el periodo t.

El índice promedio de inflación es el promedio aritmético del índice mensual para el componente importado de la inversión durante todo el periodo. El índice para ajustar el componente de importación de la inversión cada 6 meses, se establece mensualmente, de octubre a marzo, con el índice del primero



de enero y el resto con el índice del primero de julio. El ajuste del componente interno de inversión, se lleva a cabo por cambios en la paridad del dólar de EEUU con respecto al peso mexicano.

$$d_t^{**} = (P_t/P_b)d_t^*, t = -3, -2, -1, 0$$

donde

$d_t^*$	Componente interno ajustado de inversión durante el periodo t.
$d_t^{**}$	Componente interno de inversión ajustado por la inflación y por cambios de paridad durante el periodo t.
$P_b$	Tipo de cambio promedio del dólar de EEUU por pesos mexicanos en julio de 1979.
$P_t$	Tipo de cambio promedio de dólar de EEUU por pesos mexicanos durante el periodo t.

El tipo de cambio promedio se determina como la media aritmética del promedio mensual del tipo de cambio del dólar de EEUU/Pesos Mexicanos, durante todo el periodo.

El promedio mensual del tipo de cambio del dólar de EEUU por

pesos, se obtiene de 'Tipos de Cambio Representativo del Mercado', publicado por el Banco de México, en su reporte 'Indicadores Económicos' cuadro iv-8.

Para determinar el cargo por demanda ajustado por inflación, se utilizan cambios de paridad y tasas de interés, mediante la fórmula:

$$D = Y / (220000 * 12)$$

donde

D	Cargo por demanda.
Y	Ingresos requeridos, menos el costo de Operación y Mantenimiento y el Costo por Energía.

En la determinación de los cargos por demanda se usan dos tasas de interés, que combinadas, sirven para desarrollar dos tasas efectivas de interés que se aplicarán en la inversión agregada ( $i_t$ ) durante el periodo -3,-2,-1,0. La primera tasa se refiere a la porción aplicable del componente importado de inversión. La segunda tasa se refiere a la porción restante del componente importado de inversión y el componente interno de inversión.

Con el propósito de determinar una tasa efectiva de interés, se considera que la inversión agregada a CFE para el proyecto, está distribuida en los créditos C1 y C2. Donde C1 co-

responde a la porción de la componente importada de inversión, C2 a la parte que resta de la inversión total.

		C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>
Periodo	-3	0%	100%
'	-2	20%	80%
'	-1	20%	80%
'	0	20%	80%

El crédito C<sub>1</sub>, tendrá una tasa de interés fija <sup>1</sup>/<sub>1</sub>, dicha tasa será igual a la tasa mensual de interés que CFE paga por el equipo a instituciones de crédito para financiar la compra de equipo principal importado para las unidades generadoras.

Para cada uno de los cuatro periodos correspondientes a los 40 meses establecidos, el crédito C<sub>2</sub> tendrá un interés anual basado en el "London Interbank Best Offered Rate" (LIBOR) a 6 meses. Calculado como el promedio aritmético de todas las tasas mensuales obtenidas de las cotizaciones Libor proporcionadas por los Bancos: Bank of America, Credit Lyonnais y Swiss Bank Corporation.

Las dos tasas de interés se aplican al programa de inversión.

-----  
1/ Es la tasa que se asigna a proveedores.  
La primera se refiere, al crédito aplicable a una porción del componente importado de inversión. La segunda tasa, se refiere a un crédito aplicable a la porción restante.

El cargo por demanda calculado anteriormente, tendrá aplicación durante el periodo de conexión normal y de extensión.

En cuanto a definición de los distintos periodos que se involucran en la evaluación, podemos definir:

El periodo de desconexión, es el periodo posterior al normal, durante el cual, las partes pueden extender sus acuerdos.

El periodo de conexión, sera aquél que principia cuando la primera de las 5 unidades es puesta en operación comercial. Este periodo comprende el tiempo transcurrido entre las fechas de operación comercial de la primera y la quinta unidad, y no será mayor de 16 meses. Durante este tiempo, CFE establece periodicamente los niveles de energía no firme y capacidad firme, así como energía asociada disponible a SDGE.

El periodo normal de operación, principia en la fecha de entrada en operación comercial de la quinta unidad. Este, tiene un plazo de 10 años y puede extenderse por un tiempo mayor.

El periodo normal de extensión, se sujeta al acuerdo de las compañías, en lo que se refiere al cargo por Demanda, Cargo por Energía y Cargo por Operación y Mantenimiento durante el periodo de extensión. La demanda contratada y todas las estipulaciones acordadas, permanecerán constantes durante el

periodo de extensión.

La interconexión se refiere a cualquier arreglo de una o varias líneas de transmisión, interruptores, medidores, dispositivos de control y otras instalaciones similares que directamente se conectan y permiten intercambio de energía eléctrica entre los sistemas de CFE y SDGE. Esta consistirá, en parte, de una línea de transmisión de 230 KV con puntos terminales en las subestaciones.

El cargo por operación y mantenimiento es la cantidad en dólares de EEUU que SDGE pagará a CFE por gastos incurridos por parte de CFE, por concepto de operación y mantenimiento. El cual se calcula como la suma del cargo componente de salarios basado en 0.0747 <sup>1/</sup> pesos mexicanos por KWh, más el cargo del componente de material basado en 0.042 Pesos/KWh <sup>2/</sup>, ambos a precios de Julio de 1979.

El cargo componente de salarios y el cargo componente de material, serán ajustados de acuerdo a la fórmula de ajuste del cargo componente de salarios.

$$S_t = S_0 * F_1 * F_2 * \dots * F_t$$

- 
- 1/ El cálculo de este componente se obtuvo para el año base aplicando el cargo de componente de salarios.  
2/ El cálculo se obtuvo para el año base aplicando la fórmula de ajuste del cargo de componente de materiales.

donde

$S_t$	Cargo componente de salarios en el año $t$ .
$S_0$	0.0747 Pesos/KWh.
$F_1$	Factor de ajuste anual de salarios de 1979 al mes de Julio de este año expresado como 1, más la fracción decimal equivalente al porcentaje de ajuste salarial de CFE.
$F_2$	Igual a $F_1$ , pero de Julio de 1980 a Julio de 1981.
$F_t$	Factor de ajuste anual de salarios para el año $t$ .
$t$	año (a partir de Julio).

La fórmula de ajuste del cargo del componente de materiales es:

$$M_t = (I_{t-1} / I_0) * M_0$$

donde

$M_0$	0.402 Pesos mexicanos/KWh al primero de julio de 1979.
$M_t$	Componente de materiales en el año $t$ .
$I_t$	Indice del deflactor implícito del

PIB de México al 1ro. de enero de 1978.

Periodo de doce meses, que se inicia el primero de julio.

La fórmula del cargo por operación y mantenimiento es:

$$O_t = S_t + M_t$$

donde

$O_t$	Cargo por operación y mantenimiento en el año t.
$S_t$	Cargo componente de salarios en el año t.
$M_t$	Cargo componente de material en el año t.

La fuente del factor de ajuste anual de salarios y el índice de inflación implícito del PNB será:

$F_t$	CFE
$I_t$	Índice implícito de inflación de precios de producción doméstica bruta de México, publicado por el Banco de México.

El cargo por operación y mantenimiento base, será de 0.1149 <sup>1/</sup> pesos mexicanos por KWh a partir del primero de Julio de 1979.

Se denomina un punto de interconexión al lugar geográfico en el cual, las líneas de transmisión que son parte de la interconexión, cruzan la frontera de México con EEUU.

La energía asociada solicitada es la parte de energía asociada, que SDGE desea que sea programada durante cualquier período del mes.

Mantenimiento Programado se define como la puesta fuera de servicio de una unidad, generalmente planeada con mucha anticipación, para la inspección o reparación general de uno o más grupos del equipo principal.

Una unidad geotérmica, es aquella que genera energía eléctrica y equipo asociado de 55 MW de capacidad bruta en la planta generadora existente. CFE pone a disposición de SDGE cantidades de capacidad, y esta última paga a CFE un cargo por demanda por tal capacidad, comprometiéndose CFE a entregar a SDGE la energía asociada con dicha capacidad, la cual recibirá y pagará a CFE un cargo por operación y mantenimiento, además de un cargo por energía.

---

<sup>1/</sup> Resultado del cargo base, que aparece en documentos de CFE.



El compromiso por parte de CFE fué instalar 5 unidades de 55 MW de capacidad bruta cada una. En total, la capacidad instalada es de 275 MW y junto con el abastecimiento de vapor, puede entregar a SDGE y a SCE 220 MW de capacidad firme y energía asociada en los puntos de interconexión entre los sistemas de CFE y SDGE entre las fronteras de México y EUA. Se acuerda que la fecha de operación comercial de la primera unidad debería efectuarse en 1986 en los puntos de interconexión, a razones de entrega hasta de 220 MWh. El mínimo de compra de energía asociada por parte de SDGE, tiene que ser de 113 MWh. Y el programa mensual de compra de energía asociada cada mes calendario durante el periodo normal, es como mínimo:

Energía Asociada Programada =  $0.6 * (150 * \text{días en el mes} * 24)$   
(MWh)

en un periodo de hasta siete horas consecutivas durante cualquier día calendario. SDGE tiene derecho a programar y comprar energía asociada con una entrega entre 113 MWh y 75 MWh. Las instalaciones adicionales construidas por CFE y SDGE, entraron en operación en 1986.

En lo que a tarifas se refiere, SDGE paga a CFE por cada KW de demanda contratada, el cargo por demanda. A su vez, por cada KWh de energía asociada programada por parte de SDGE, éste paga una cantidad igual a la suma de cantidades establecidas de antemano.

El cálculo de cargos, se lleva a cabo con el procedimiento siguiente:

- El cargo por demanda disminuido, será reducido de acuerdo a

$$D' = \frac{A \times B - (E-P)}{A \times B} D$$

donde

D'	Cargo por demanda reducido (dólar/KW).
A	Número de horas en el mes.
B	Demanda contratada (KW).
P	Energía asociada solicitada (KWh).
D	Cargo por demanda establecido (dólar/KWh).
E	Energía asociada Solicitada (KWh).

Cuando SDGE decida programar y comprar energía asociada en una cantidad menor a 150 MWh, el cargo por demanda será aumentado de acuerdo a

$$D' = D + 0(1 - P/150)$$

donde

D'	Cargo por demanda aumentado (\$/KW).
P	Energía asociada programada (KWh).
Q	730 Qt.
Qt	Cargo por operación y mantenimiento.
D	Cargo por demanda (\$/KW).

El cargo por energía es de 0.01012 dólares de EUA<sup>1/</sup> por KWh, que será ajustado proporcionalmente, de acuerdo al precio internacional del crudo mexicano (Tipo Maya), tomando como base 24.60<sup>2/</sup> dólares de EEUU/barril. El cargo se ajusta periódicamente mediante la fórmula:

$$V_n = (I_n/I_0)V_0$$

donde

$V_n$	Cargo por energía revisado (al día).
$n$	Cada periodo definido.
$I_n$	Precio revisado (al día) del crudo tipo Maya.
$V_0$	10.12 milésimos/KWh.

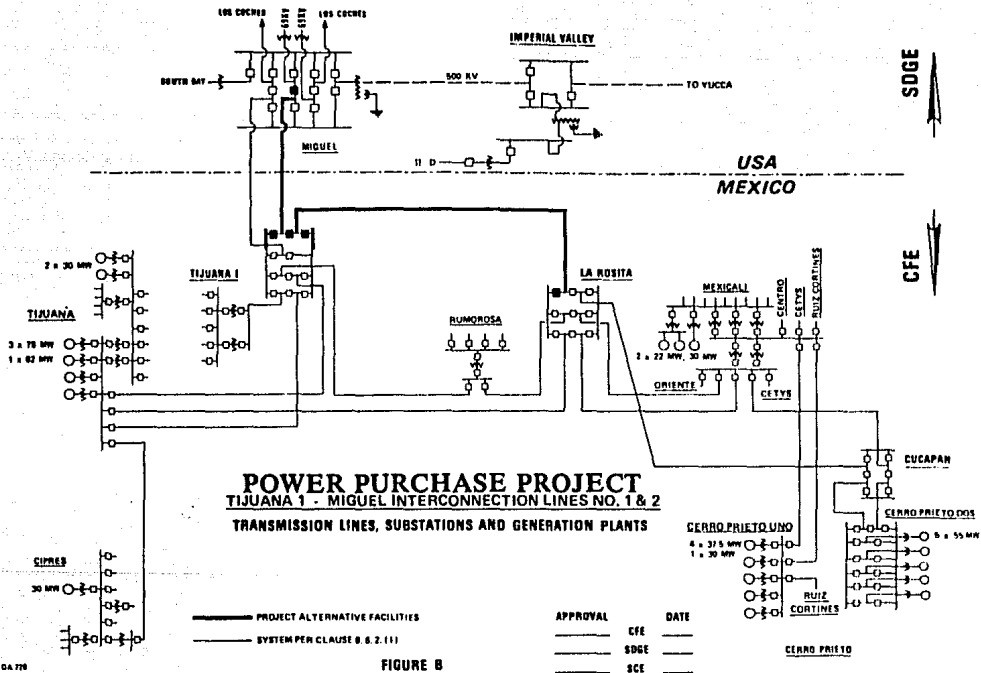
Cada uno de los conceptos, fórmulas y cifras contempladas en este capítulo, fueron vaciadas a los programas de computadora en el modelo de Evaluación Económica y Financiera del Proyec-

<sup>1/</sup> De acuerdo a cálculos realizados en CFE

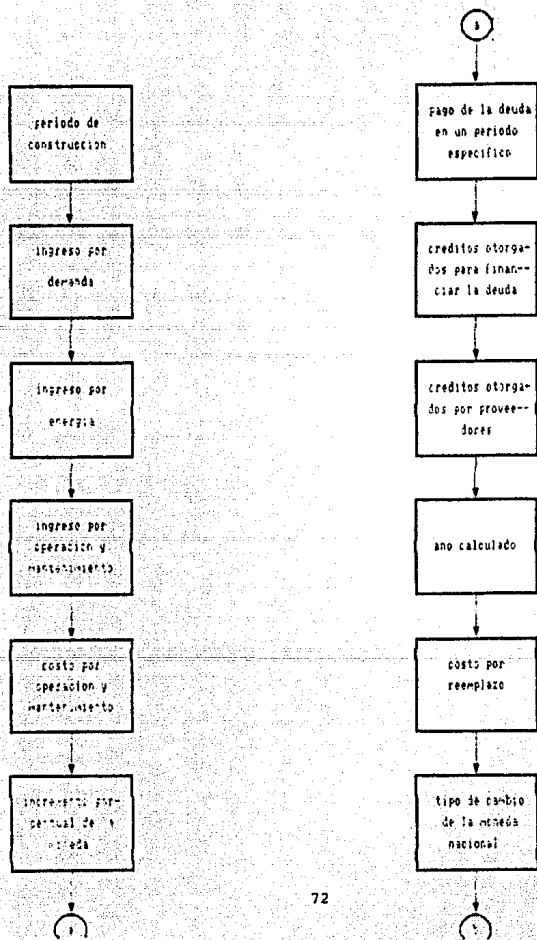
<sup>2/</sup> Precio medio del barril de petróleo en 1979.

to de Compra-Venta de Energía Eléctrica para calcular las tasas, interna de retorno y financiera de retorno.

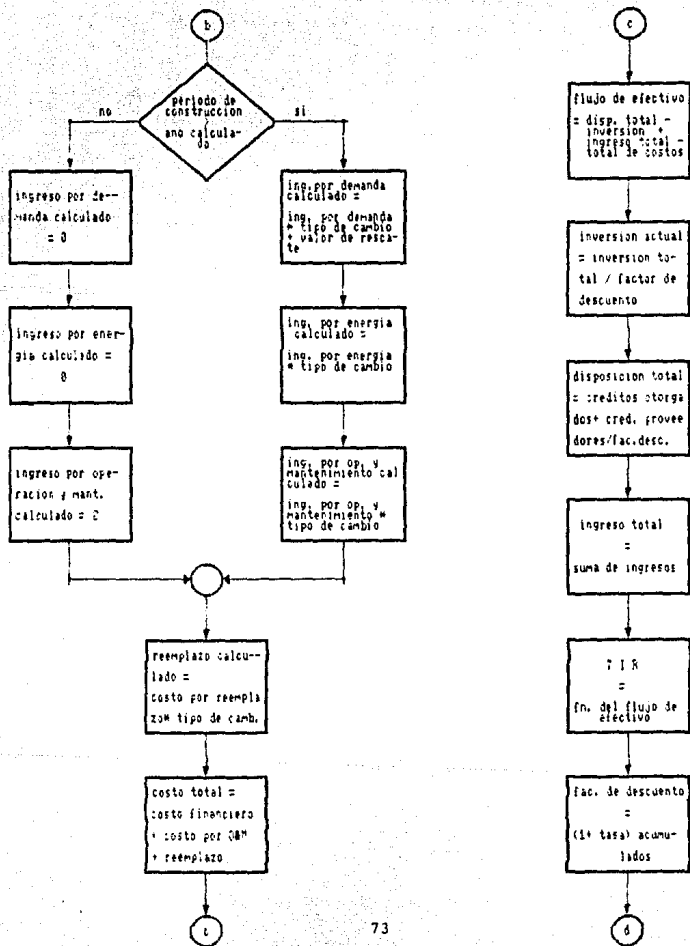
El siguiente diagrama es una muestra gráfica de las subestaciones que intervienen en el proyecto de intercambio de energía eléctrica.



MODELO QUE ANALIZA LA RENTABILIDAD DEL  
PROYECTO DE COMPRAS MENSA DE ENERGIA ELECTRICA



MODELO QUE ANALIZA LA FERTILIDAD DEL  
 PROYECTO DE COMPRA VENTA DE ENERGIA ELECTRICA  
 parte II



MODELO QUE ANALIZA LA RENTABILIDAD DEL  
PROYECTO DE COMPRA VENTA DE ENERGIA ELECTRIC-

parte II:





## Modelo de Computadora de la Evaluación Económica y Financiera del Contrato de Compra-Venta de Energía Eléctrica.

Se elaboró una estructura de análisis financiero, para lo que se utilizó un paquete financiero instalado en un equipo de cómputo UNIVAC 2100. Todos los conceptos considerados en el capítulo anterior, fueron modificados a una estructura de programa de cómputo, para llevar a cabo el análisis económico y financiero, y poder sensibilizar el mismo, con el fin de encontrar la tasa interna de rentabilidad que haga factible la realización del proyecto.

El modelo de análisis financiero del proyecto de Compra-Venta de Energía Eléctrica, esta formado por una serie de programas de computadora (modelos y reportes) elaborados en un paquete financiero de computadora denominado IFPS (Interactive Financial Planning System).

En la elaboración del modelo de computadora, se tomaron en cuenta todos los conceptos que forman parte del proyecto real. Se consideran 4 unidades de la central geotermoelectrica. En el programa de ingresos, se consideran dos factores de carga, capacidad disponible para cada unidad, energía programada para cada una, demanda contratada, ingresos por demanda, ingresos por operación y mantenimiento e ingreso por energía para cada unidad. En el programa que analiza la rentabilidad del proyecto se consideran: el periodo de -

construcción, ingreso por demanda, ingreso por operación y mantenimiento, ingreso por energía, costo por operación y mantenimiento, costo de reemplazo; incremento porcentual de la moneda en un año específico, promedio anual del tipo de cambio de la moneda nacional; créditos otorgados por proveedores (en moneda nacional o extranjera), indicador de la variabilidad de la moneda, inversión total. Calcula los siguientes conceptos para determinar la TIR: costos totales, flujo de efectivo, costo por concepto de la deuda en moneda nacional, pago de la deuda en un periodo determinado, créditos otorgados por fuentes externas para financiar la deuda, inversión total acumulada, suma de ingresos, pagos de la deuda acumulados, y la tir.

En el análisis, se establecen dos casos. El base, que utiliza datos obtenidos en las memorias de 1979, en lo que respecta a inversión (de todos los conceptos mencionados con anterioridad), operación y mantenimiento, además de reemplazo de pozos, opciones del factor de carga de 1.0 y 0.75, financiamiento y valor de rescate. El original utiliza datos reales, en moneda constante del caso base, con opciones de valor de rescate, costos indirectos de oficinas nacionales de CFE, factor de carga, financiamiento, etc.

El modelo de computadora consta de un grupo de programas y archivos de datos que son llamados para su ejecución por un archivo de comandos 'CERROP', el cual permite de manera interactiva realizar un detallado análisis de sensibilidad de

los diferentes casos expuestos para determinar la rentabilidad del proyecto. Es también posible llevar a cabo el proceso manualmente, y para ello es necesario seguir los pasos llamando a cada uno de los programas y archivos de datos. Los modelos son los siguientes:

MODELOS

DESCRIPCION

INGCP1

En este modelo, se calculan los ingresos por Demanda, Energía y Operación y Mantenimiento generados a partir de los cargos correspondientes, del factor de carga y los costos por operación y mantenimiento.

FINAN2

Dadas las disposiciones e inversión totales, se calculan los créditos y el servicio de deuda, necesarios para el financiamiento del proyecto.

FINAN5

Este programa calcula los créditos complementarios, necesarios para refinanciar la deuda contraída con bancos del extranjero.

CP2C1

Este programa permite llevar a cabo el análisis de rentabilidad del proyecto. Ya sea desde un punto de vista económico o financiero, dependiendo de la información conte-

nida en el archivo de datos finales "CPRES".

**REPORT CPC** Proporciona un reporte de los ingresos, egresos, flujo de efectivo y tasa interna de rentabilidad, para cada caso que se analice.

**REPORT FINAN1CP** Genera un reporte detallado del servicio de la deuda y del estado financiero del proyecto.

**REPORT CARGO** Genera un reporte de los ingresos por demanda, energía y por operación y mantenimiento.

**CMDFILE CERROP** Archivo de comandos que permite llevar a cabo de manera interactiva el análisis de rentabilidad de cada caso discutido.

#### ARCHIVOS DE DATOS

**INGCP\*** Contiene los datos de los cargos por demanda, energía y operación y mantenimiento, costo de operación y mantenimiento además del perfil de factor de carga.

**EXIMJAP** Contiene la información de inversión, créditos y tasas de interés que intervienen en el cálculo del financiamiento.

**CPCASO†** Almacena la información correspondiente a los resultados de ingresos, inversiones y costos.

**CPRESFIN** Almacena la misma información que CPCASO†, pero adiona las cifras correspondientes a servicio de la deuda, créditos y créditos complementarios.

Ejemplo de una corrida del modelo de computadora:

1.- En primer término, habrá que accederse al sistema operativo de UNIVAC (las instrucciones de entrada varían según el tipo de terminal). Siempre deberá aparecer el cursor antes de dar cualquier instrucción.

- a) En este pequeño manual de operación, marcaremos con \* \* los mensajes del sistema.
- b) El símbolo <TRANSMIT> indicará la ejecución de algún comando.

INSTRUCTIVO DE OPERACION PARA UNA COMPUTADORA UNIVAC  
UTILIZANDO EL PAQUETE FINANCIERO IFPS

i) Para introducirse al ambiente del sistema operativo  
EXEC-8.

> Oprimir <F1>

> " ENTER USER ID/PASSWORD "

ii) Para entrar al ambiente de IFPS.

> YIFPS/IFPS <TRANSMIT>

> "IFPS, VERSION 10.0 ...."

> "DATE ...."

> "ENTER MODELS AND REPORT FILE NAME"

> QUIT <TRANSMIT>

> "MODELS AND REPORTS FILE NOT EXIST...."

> QUIT <TRANSMIT>

2.- Existe un programa de ejecución que genera archivos de  
datos y procesa los de modelos y reportes que se utilizan

en el proyecto de Cerro Prieto.

> @ADD DDUDF.GCERROP <TRANSMIT>

> 'READY'

.

.

.

> .

> '@ FIN IGNORED'

3.- Después de haber generado los programas de computadora que evalúan la rentabilidad del proyecto, hacemos uso del paquete financiero 'IFPS' .

> @SD\*IFPSR10.IFPS <TRANSMIT>

> 'ENTER MODELS AND REPORTS FILE NAME'

> CERROP3 <TRANSMIT>

> 'READY FOR EXECUTIVE COMMAND'

4.- El siguiente paso es ejecutar el modelo que realiza el análisis de rentabilidad, manualmente.

5.- Para ejecutar el modelo financiero con financiamientos, se sigue el procedimiento normal.

6.- La ejecución del modelo con financiamiento, se lleva a cabo automáticamente, utilizando el 'command file'-CERROP3.

7.- Para imprimir el reporte que arroja los resultados o cualquier otra información del proyecto, es necesario reservar una área específica para almacenarla :

> SPOOL ARCHIVO <TRANSMIT>

8.- Una vez concluido el análisis, se cierra el área previamente abierta.

> SPOOL CLOSE <TRANSMIT>

> "READY FOR EJECUTIVE COMMAND"

9.- Para abandonar el ambiente de IFPS se teclea :

> QUIT <TRANSMIT>

10.- La impresión de los resultados generados, se obtiene haciendo uso del sistema operativo EXEC 8 .

> @EDIT ARCHIVO

> SITE



> !MSG:ID (MENSAJE DESEADO)

> !HDG:ID (ENCABEZADO DESEADO)

> EXIT

Nota.- El proceso terminó, sólo habrá que recoger el listado

11.- Para despedirse del sistema operativo, se teclea :

> QFIN

Los siguientes cuadros muestran algunas corridas del programa de computadora que hemos descrito con anterioridad. Es preciso hacer notar que los resultados que arrojan fueron obtenidos en 1984, esto se debe a que el haber sensibilizado los diversos casos propuestos, se pudo verificar que la puesta en marcha del proyecto resultó ser atractiva. En ese momento se determinó que la venta de energía eléctrica a Estados Unidos debería completar todo su proceso y en un futuro próximo expandirse.

El cuadro 1 es una sinopsis de los casos expuestos en este capítulo. No hay que olvidar que la rentabilidad de cada caso, es el porcentaje de ganancias por arriba de la inflación. Resulta fácil ver que en todos los casos expuestos la tasa es atractiva.

CUADRO 1

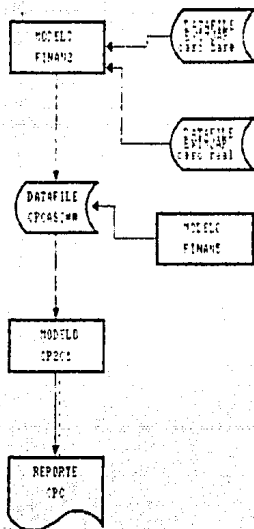
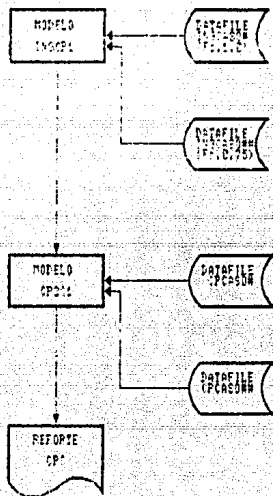
Algunos casos analizados en el cálculo de la TIR del  
del proyecto en construcción para exportación de  
energía eléctrica  
(se supone una inflación para 1984 del 8%)

	FC = 1.0	FC = .75
moneda constante de 1977	15%	13%
moneda constante de 1983 c/financiamiento	15%	12%
moneda constante de 1983 sin financiamientos	14%	14%

## MODELO DE COMPUTADORA

SIN FINANCIAMIENTOS

CON FINANCIAMIENTOS



**PROGRAMAS DE  
COMPUTO PARA**

**EL PROYECTO**







```

107120 MICRO EPUG JL
108130 MICRO EPL JL
109140 DISPP=115,1362,19014,5056,75550,50334,57655,35869,47744,U FON 6
109140 DISPACUM=DISPP ,PREVIOUS DISPP
109140 DISPACUMB = PREVIOUS EPL DISPACUM
109170 DISPACUMF = PREVIOUS EPC DISPACUMF
109180 AMORTIZACION=DISPACUMB-DISPACUMF/EPL
109180 AMORTIZACION = AMORTIZACION,PREVIOUS AMORTIZACION
109180 INTERESES = IPREVIOUS DISPACUM-PRVIOUS AMORTIZACION*PREVIOUS T
109110 SERVICIO DE DEUDA=(AMORTIZACION INTERESES)
107120 T57,108,9,308,9,408,15,088,19,208,15,208,13,19,136,15,88,12,78,15,24,
1091121 T1,98,10,98,10,98,10,10,10,48
1091110 T1P22,5,22,77,22,81,22,95,24,81,53,116,18,161,61,195,30,230,31,208,16
2011131 ,310,78,360,63,419,44,482,46
2011133 T5A=0,16,88,20,24,28,74,27,29,57,83,98,93,47,04,30,44,27,54,24,74,
2021135 25,88,25,88,26,04,26,44,0
2031140 SERVIDO =SERVICIO DE DELDA
2041150 FE=SERVIDO-DISSP
2051160 TIR=IRRI(FE,0)
2061170 FE1=FE+TIPC
2071180 TIR1=IRRI(FE1,0)
2081185 FACTDES3 =11 T5A1,PREVIOUS+11 T5A1
2091186 FACTDES =FACTDES3/4*PREVIOUSFACTDES3,41
2101190 REPORI CPC . 04/09/8411:1109
211110 COLUMNS 0-20
212120 PAGELNGTH 1,60,1,0,RL2DD THRU PL2DD
213130 COMMAS
214160 **DATE*
215170 **TIME*
216180 *
217190 *
218191 WIGHT 132,C,14,?
2191100 CENTFR ANALISIS FINANCIERO
2201110 UNDERLINE
2211120 CENTER CERO PRIETO
2221121 UNDERLINE
2231121.1 SPACE
2241122 CENTER KWONLAC
2251124 UNDERLINE
2261125 CENTER CASOL
2271124 UNDERLINE
2281127 SPACF 2
2291140 FORMAT 9999 LOC 999,999,993
2301142 SCALE 1000
2311193 INVERT MCMAP
2321198 COLUMN TITLES AND ,*
2331200 COLUMN TITLES INVERSION , FINANCTA , I N G , R F S O , S
2341205 , C O S , T O S , FLUJO DE
2351210 COLUMN TITLES , , MIENTO , DEMANDA ,COMBUSTIBLE, O L M
2361220 , TOTAL , DEUDA , O L M , TOTAL ,EFECTIVO
2371230 UNDERLINE
2381235 PERIODC ,
2391240 INVERSION ,DISPOSICION TOTAL,INGRESO DEMANDA,INGRESO ENERGIA,
2401245 INGRESO OYM, INGRESO TOTAL,COSTO FINANCIERO,COSTO OYM,TOTAL COSTOS,
2411250 FLUJO DE EFECTIVO
2421251 UNDERLINE
2431251.5 FORMAT .....LOC 999,999,993
2441252 COLUMN TITAL
2451253 INVERSION,DISPOSICION TOTAL,INGRESO DEMANDA,INGRESO ENERGIA,
2461254 INGRESO OYM, INGRESO TOTAL,COSTO FINANCIERO,COSTO OYM,TOTAL COSTOS,
2471254.1 FLUJO DE EFECTIVO
2481254.11 COLUMNS 0-20

```

158



249:254.2 UNDERLINE =  
 250:255 SPACF =  
 251:260 NORMAL  
 252:265 WIDTH = 132,30,4,2  
 253:270 COLUMN 20  
 254:271 NOSCALF  
 254:280 /TASA INTERNA DE RENTABILIDAD = /TIP1N  
 256:316 MODEL = MODEL 03/28/8413148122  
 257:310 COLUMN 0 = 30, TOTAL  
 258:330 PERFO FOR ECONSTRUCCIONE,PREVIOUS =  
 259:310 COSTO FINANCIERO=SERVICIO DE DEUDA SERDEU+TIPC/FACDES  
 260:340 INGRESO DEMANDA = D FOR ECONSTRUCCIONE,VHATRIK(INGRESOS POR DEMANDA,PERI)  
 261:350 \*TIPC/FACDES VALRES/FACTDES  
 262:360 INGRESO ENERGIA = D FOR ECONSTRUCCIONE,VHATRIK(INGRESOS POR ENERGIA,PERI)  
 263:370 \*TIPC/FACDES  
 264:380 INGRESO OYM = D FOR ECONSTRUCCIONE,  
 265:390 VHATRIK(INGRESOS POR OPERACION,PERI)  
 266:400 \*TIPC/FACDES  
 267:410 COSTO OYM = D FOR ECONSTRUCCIONE,VHATRIK(OYMN,PERI)/FACTDES  
 268:415 RENPLAZO=COSTO RENPLAZO/FACTDES  
 269:420 COSTO RENPLAZO=DATA  
 270:430 TOTAL COSTOS = COSTO FINANCIERO COSTO OYM RENPLAZO  
 271:440 FLUJO DE EFECTIVO = DISPOSICION TOTAL - INVERSION  
 272:450 INGRESO TOTAL = TOTAL COSTOS  
 273:451 INVERSION=INVERSION TOTAL/FACTDES  
 274:452 DISPOSICION TOTAL=DISPOSICION UNANCL,DISPPI=TIPC/FACTDES  
 275:460 INGRESO TOTAL = SUM(LNO THRU LBO)  
 276:470 TIR = IRR(FLUJO DE EFECTIVO,0)  
 277:480 TIR1 = TIR\*100  
 278:485 FACTDES81 = 11 TASA1,PREVIOUS=11 TASA1  
 279:486 FACTNLS = FACTOFS81/MATRIX(FACTDES81,8)  
 280:490 PLEPIDO = 1977000,PREVIOUS 1000  
 281:700 =  
 282:210 \*DON EL FLUJO DE EFECTIVO DEICHAMADO POR LOS MODELOS ANTERIORES  
 283:270 =  
 284:280 \*SI SUPONE QUE EN CASO DE SER NEGATIVO SERA FINANCIADO A TRAVES DE  
 285:290  
 286:260 \*UN CREDITO) SE CALCULA EL SERVICIO DE LA DEUDA GENERADO, REFINANCIANDOSE  
 287:260 =  
 288:270 \*ESTE POR EL MISMO MEDIO-EN CASO DE SER NECESARIO.  
 289:280 =  
 290:300 TASA = .08  
 291:310 TASA PF = .00  
 292:311 TP = 6PL  
 293:332 ZPG = EPGE  
 294:330  
 295:330 SALD01 = FLUJO DE EFECTIVO \* FIN - S OEU PREVIOUS SALDO  
 296:335 ZSUMA = FLUJO DE EFECTIVO \* FIN  
 297:340 \* FIN = TF PREVIOUS SALDO .GT. 0 THEN PREVIOUS SALDO \* TASA PF +  
 298:350  
 299:340 \* OEU = INTERES AMORTIZACION ELSE 0  
 300:370 INTERES = IPREVIOUS DISP ACUM \* PREVIOUS AMORT ACUM ) \* TASA  
 301:380 DISP ACUM = PREVIOUS DISPOSICION  
 302:390 AMORT ACUM = PREVIOUS AMORTIZACION  
 303:400 AMORTIZACION = IDISP ACUM PG - DISP ACUM P) / EPAC  
 304:410 DISP ACUM PG = PREVIOUS EPGE DISP ACUM  
 305:420 DISP ACUM P = PREVIOUS EPL DISP ACUM  
 306:430 DISPOSICION = IF SALD01 < -1.0 THEN - SALD01  
 307:440 ELSE 0  
 308:450 SALDO = SALD01 DISPOSICION  
 309:460 INVERSION ACUM=INVERSION TOTAL,PREVIOUS INVERSION TOTAL  
 310:510 FLUDACUM=SERVICIO DE DEUDA SERDEU,PREVIOUS SERVICIO DE DEUDA SERDEU

311152P DIFERENCIA=INVERSION TOTAL-DISPOSICION EBANCOE\*TIPE  
 312112D DISPONDISP\*PRATE  
 313154D C13PPD1L\*2C/TIPE  
 321155P COLUMN TOTAL FOR L10 THRU L100 = SUMFC1 THRU C301  
 315156P COLUMN TOTAL FOR PERIOD=0.001  
 318111L REPORT TCMPD 03/22/84142410D  
 317110 COLUMNS 0-30  
 319115 WIDTH 105,30,15,2  
 319120 COLUMN TITLES  
 320121 UNDERLINE  
 321122 SPACE  
 322120 PAGELNGTH 1,60,1,0,RL20 THRU PL22  
 323150 L70 THRU L90C  
 324111L MODEL C21C 03/20/840810011  
 324110 COLUMNS 0-30  
 324120 PERIOD FOR ECONSTRUCCIONES=PREVIOUS P  
 327130 COSTO FINANCIERO=SERVICIO DE DEUDA  
 328140 INGRESO DEMANDA = 0 FOR ECONSTRUCCIONES.VMATRIZ=INGRESOS POR DEMANDA,PERI'  
 329150 \*TIPE VALRES  
 330160 INGRESO ENERGIA 20 FOR ECONSTRUCCIONES.VMATRIZ=INGRESOS POR ENERGIA,PERI'  
 331170 \*TIPE  
 332170 INGRESO OYM = 0 FOR ECONSTRUCCIONES  
 333190 VMATRIZ=INGRESOS POR OPERACION,PERI'  
 334100 \*TIPE  
 335110C COSTO OYM = 0 FOR ECONSTRUCCIONES.VMATRIZ=COYMH,PERI'  
 336112D COSTO REMPLAZO=0011  
 337113P TOTAL COSTOS = COSTO FINANCIERO COSTO OYM COSTO REMPLAZO  
 338110D FLUJO DE EFECTIVO = DISPOSICION EBANCOE - INVERSION TOTAL  
 339115D INGRESO TOTAL = TOTAL COSTOS  
 340110D INGRESO TOTAL = SUML10 THRU L401  
 341110 T10 = TARIFALUC DE EFECTIVO,01  
 342110P T10 = T10\*P10  
 343118S FACTOES = (1) TASA1,PREVIOUS\*1 TASA1  
 344117D PERIODO = 1977000,PREVIOUS \*1000  
 345120D \*  
 346121D \*DADO EL FLUJO DE EFECTIVO DETERMINADO POR LOS MODELOS ANTERIORES  
 347122P \*  
 348123P \*SE SUPONE QUE EN CASO DE SER NEGATIVO SEHA FINANCIADO A TRAVES DE  
 349124D \*  
 350123D \*UN CREDITO, SE CALCULA EL SERVICIO DE LA DEUDA GENERADO, SEFINANCIANDOSE  
 351125D \*  
 352121D \*ESTE POR EL MISMO MEDIO EN CASO DE SER NECESARIO.  
 353128P \*  
 354130D TASA = .08  
 355131D TASA PF = .00  
 356131P ZP = EPE  
 357131Z ZP = EPGL  
 358132D \*  
 359131D SALD01 = FLUJO DE EFECTIVO \* FIN - S DPU PREVIOUS SALD0  
 360131S ZSUMR = FLUJO DE EFECTIVO \* FIN  
 361130D Y FIN = TP PREVIOUS SALD0 \*G\* 0 THEN PREVIOUS SALD0 \* TRAE PF  
 362135D \*  
 363130D S DEV = INTERES AMORTIZACION  
 364131D INTERES = I PREVIOUS DISP ACUM - PREVIOUS AMORT ACUM 1 \* TASA  
 365138C DISP ACUM = PREVIOUS DISPOSICION  
 366139P AMORT ACUM = PREVIOUS AMORTIZACION  
 367140D AMORTIZACION = (DISP ACUM PG - DISP ACUM PI) / EPAL  
 368141D DISP ACUM PG = PREVIOUS EPBE DISP ACUM  
 369142D DISP ACUM PI = PREVIOUS EPE DISP ACUM  
 370143D DISPOSICION = IF SALD01 <LT, 0 THEN - SALD01 \*  
 371144D \*  
 372145D SALD0 = SALD01 DISPOSICION



```

435120 INVERSION ACUMULADA = INVERSION TOTAL, PREVIOUS INVERSION TOTAL
436140 DISPOSICION EBANCOE = INVERSION GEN AJUS
437160 DISPACUM EBANCOE = DISPOSICION EBANCOE, PREVIOUS DISPOSICION EBANCOE
438180 MONTO EBANCOE = FUTUR7 30 DISPACUM EBANCOE, PREVIOUS
439 FILE REPORT CARGO# 02/08/8113:49132
440100 COLUMNS 145-156
441130 PAGELENGTH 1,60,1,0
442140 **DATE*
443150 CENTER INGRESOS PARA C.F.E. DE LA VENTA DE ENERGIA A SOGCE Y SCE
444155 SPACE
445160 CENTER PERIODO DE CONEXION
446161 SPACE
447162 CENTER PROMPT TITULO
448164 UNDERLINE
449164-2 SPACE 2
450165 INVERT ACUAR
451166 FORMAT SE 999,999,993
452180 CENTER " I N C R E S O S
453100 COLUMNS TITLES DEMANDA , ENERGIA , O E M , TOTAL
454110 UNDERLINE
455140 SPACE 2
456160 INGRESOS POR DEMANDA, INGRESOS POR ENERGIA,
457170 INGRESOS POR OPERACION , INGRESO TOTAL
458 FILE REPORT CARGO 02/08/8112:14128
459100 COLUMNS 145-157
460130 PAGELENGTH 1,60,1,0
461140 **DATE*
462150 CENTER INGRESOS PARA C.F.E. DE LA VENTA DE ENERGIA A SOGCE Y SCE
463155 SPACE
464160 CENTER PERIODO DE CONEXION
465161 SPACE
466162 CENTER PROMPT TITULO
467164 UNDERLINE
468164-2 SPACE 2
469165 INVERT NOVAR
470166 FORMAT SE 999,999,993
471180 CENTER " I N C R E S O S
472100 COLUMNS TITLES DEMANDA , ENERGIA , O E M , TOTAL , ACUMULADO
473110 UNDERLINE
474140 SPACE 2
475160 INGRESOS POR DEMANDA, INGRESOS POR ENERGIA,
476170 INGRESOS POR OPERACION , INGRESO TOTAL,
477160 INGRESO ACUMULADO
478 FILE REPORT CPI 02/02/8110:49105
479100 COLUMNS 0-0
480170 PAGELENGTH 1,60,1,0, ALL10 THRU RL220
481130 COMMA
482140 WIDTH 20,1,1,12
483150 CENTER .
484160 CENTER .
485170 *
486180 *
487190 CENTER ANALISIS FINANCIERO
488100 UNDERLINE
489110 CENTER CERRO PRIETO III
490120 UNDERLINE
491150 SPACE
492140 CENTER ***** PARAMETROS DE LAMADA *****
493150 SPACE 2
494160 CENTER INVERSION INTERNA
495170 CENTER *****

```

```

**DATE*
**TIME*

```

```

*****
INVERSION EXTERNA
*****

```

```

407:190 COLUMN TITLES      , AJUSTADA, AJUSTADA ,      , AJUSTADA
498:200 COLUMN TITLES      , INFLACION, INFLACION, , INFLACION
499:210 COLUMN TITLES NATO,      , Y PARIAN , DATO
500:220 UNDERLINE
501:230 INVERT NOVAR
502:240 INVERSION INTERNA, INVERSION INT AJUS, INVERSION INT AJUSP,
503:250 INVERSION EXTERNA, INVERSION EXT AJUS
504:260 SPACE 3
504:340 CENTER      INVERSION TOTAL
504:350 UNDERLINE
507:360 FORMAT .....999,999,999.99
508:370 INVERSION TOTAL
509:FILE      REPORT CLUDA      02/02/841018106
510:10 COLUMNS 0-30
511:15 COMDEC 2
512:17 COMMAS
513:18 WIDTH 10%0.13,2
514:25 CENTER ,
515:30 SPACE 2
516:40 CENTER ANALISIS FINANCIERO CEPHO PRILTO III.
517:50 UNDERLINE
518:60 SPACE
519:70 CENTER (MILFS DE DOLARES)
520:80 UNDERLINE
521:82 SPACE 2
522:85 COLUMN TITLE INGRESOS DEL , PRODUCTOS ,
523:90 FLUJO DE CREDITO , INTERES , AMORTIZACION, SERVICIO DE, SALDO
524:95 COLUMN TITLE PROYECTO , FINANCIEROS ,
525:100 EFECTIVO,      ,      , LA DEUDA ,
526:110 SPACE
527:120 INVERT NOVAR
528:140 FLUJO DE EFECTIVO, P FIN,
529:150 SUMA, DISPOSICION, INTERES, AMORTIZACION Y DEU, SALDO
530:160 SPACE 5
531:162 NOPPAL
532:164 WIDTH 10%,05,4,2
533:170 COLUMN 1
534:174 FORMAT .....999
535:180 /DEFINICION DEL CREDITO : PLAZO      / ZP
536:190 /      PERIODO DE GRACIA / ZPG
537:194 FORMAT .....999,999999
538:195 SCALE MULTIPLY 100
539:200 /      TASA DE INTERES      / TASAS
540:210 /PRODUCTOS FINANCIEROS : TASA ...      / TASA PFI

```

```

END ONSITE PRINTOUT ON APRIL 24, 1984 AT 13:54:30
PROYIFPS=CFR903111.

```

US/08/84  
08:11

ANALISIS FINANCIERO

-----  
CERRO PRIETO  
-----

MILLONES DE PESOS DE 1977

AÑO	INVERSION	FINANCIA MIENTO	I N G H E S O S			TOTAL	C O S T O S		TOTAL	FLUJO DE EFECTIVO	
			DEMANDA	COMBUSTIBLE	S O L O		DEUDA	D E M			
0	1977	14.40	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	-14.40	
1	1978	85.42	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	-85.42	
2	1979	238.69	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	-238.69	
3	1980	107.86	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	-107.86	
4	1981	103.00	19.69	.00	.00	.00	.00	.00	.00	-293.11	
5	1982	964.40	174.76	.00	.00	.00	.00	9.40	.00	-789.74	
6	1983	1,209.86	104.91	.00	.00	.00	.00	74.40	.00	-1,179.35	
7	1984	965.34	76.02	108.66	72.19	27.04	207.92	72.10	47.65	136.60	-817.44
8	1985	82.09	.00	840.09	267.10	104.55	1,211.73	65.05	149.01	257.44	871.65
9	1986	.00	.00	859.36	282.50	114.79	1,256.65	57.01	173.01	274.46	982.20
10	1987	.00	.00	776.29	244.71	114.02	1,175.03	49.40	174.14	273.50	401.53
11	1988	.00	.00	715.97	296.89	115.38	1,148.24	43.29	184.57	310.87	837.37
12	1989	.00	.00	711.90	311.73	118.70	1,142.33	37.52	190.98	307.82	834.51
13	1990	.00	.00	699.07	328.45	122.58	1,150.10	32.35	196.13	275.54	874.56
14	1991	.00	.00	683.76	341.97	126.19	1,151.93	13.44	201.82	263.88	888.27
15	1992	.00	.00	541.10	287.27	104.57	932.94	.00	184.74	223.44	709.50
16	1993	.00	.00	427.93	241.40	84.08	755.41	.00	150.11	180.04	575.32
17	1994	.00	.00	338.54	202.67	70.35	611.57	.00	113.76	142.44	469.09
18	1995	.00	.00	1,100.68	107.27	36.65	1,244.59	.00	61.07	79.68	1,164.76
19	1996	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
20	1997	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
21	1998	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
22	1999	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
23	2000	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
24	2001	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
25	2002	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
26	2003	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
27	2004	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
28	2005	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
29	2006	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
30	2007	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00

TASA INTERNA DE RENTABILIDAD = 15%

ANALISIS FINANCIERO  
-----  
CERRO PRIETO  
-----MILLONES DE PESOS DE 1977  
-----

AÑO	INVERSIÓN	FINANCIACIÓN	INGRESOS				TOTAL	COSTOS		TOTAL	FLUJO DE EFECTIVO
			RENTA	DEMANDA	COMBUSTIBLE	OCM		DEUDA	OCM		
0	1977	14.60	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	-14.60
1	1978	85.62	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	-85.62
2	1979	238.69	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	-238.69
3	1980	107.86	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	-107.86
4	1981	303.00	19.69	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	-283.31
5	1982	964.60	174.76	.00	.00	.00	.00	9.40	.00	9.40	-790.24
6	1983	1,209.46	104.91	.00	.00	.00	.00	74.40	.00	74.40	-1,179.35
7	1984	948.34	76.02	110.57	54.16	20.26	185.01	72.30	47.65	136.60	-840.90
8	1985	82.09	.00	895.37	200.32	76.41	1,174.11	65.03	149.61	237.99	794.02
9	1986	.00	.00	876.89	211.68	86.09	1,174.55	57.01	173.61	276.44	900.10
10	1987	.00	.00	795.40	213.53	85.62	1,094.55	49.40	179.14	233.50	820.95
11	1988	.00	.00	753.28	222.67	86.63	1,062.48	43.29	184.57	310.87	751.61
12	1989	.00	.00	729.71	233.60	89.02	1,052.33	37.52	190.98	307.62	744.71
13	1990	.00	.00	717.46	246.34	91.93	1,055.73	32.35	194.13	275.54	780.20
14	1991	.00	.00	702.69	256.48	94.64	1,053.82	31.94	201.82	263.66	790.16
15	1992	.00	.00	556.79	215.45	76.82	850.67	.00	189.74	227.64	623.03
16	1993	.00	.00	440.84	181.05	64.56	686.46	.00	150.61	180.09	506.36
17	1994	.00	.00	349.10	152.01	52.76	553.87	.00	118.76	142.48	411.39
18	1995	.00	.00	1,106.18	80.65	27.49	1,214.11	.00	61.07	79.84	1,134.28
19	1996	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
20	1997	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
21	1998	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
22	1999	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
23	2000	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
24	2001	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
25	2002	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
26	2003	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
27	2004	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
28	2005	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
29	2006	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
30	2007	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00

TASA INTERNA DE RENTABILIDAD = 13%

## ANALISIS FINANCIERO

CIERO PUNTO

MILLONES DE PESOS DE 1983

CASO 31/FC-107

AÑO	INVERSION	FINANCIERA MÉTRICA	I N G U E R S O			S O C H	TOTAL	C O S T O S			FLUJO DE EFECTIVO
			PLAZADA	CONSTRUIBLE				GFUDA	O C P	TOTAL	
1977	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1978	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1979	4,341.77	4,341.77	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1980	9,816.49	9,816.49	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	509.04	0.0	509.04	-709.34
1981	9,816.49	9,816.49	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3,122.95	0.0	3,122.95
1982	9,816.49	9,816.49	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5,736.74	0.0	5,736.74
1983	2,646.96	2,646.96	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1984	0.0	0.0	1,887.04	1,111.28	0.0	0.0	2,998.32	8,715.63	383.71	9,099.34	-5,706.41
1985	0.0	0.0	1,627.44	2,126.20	0.0	0.0	3,753.64	9,810.54	1,680.67	11,494.21	-1,717.24
1986	0.0	0.0	6,295.09	2,069.42	0.0	0.0	8,364.51	9,276.35	8,762.23	1,252.77	9,519.03
1987	0.0	0.0	5,672.29	2,700.01	0.0	0.0	8,372.30	7,639.1	1,297.27	5,111.70	1,447.5
1988	0.0	0.0	5,199.80	2,097.58	0.0	0.0	7,297.38	8,133.31	1,332.44	2,663.87	2,449.44
DATA LAUNCH											
1989	0.0	0.0	4,770.44	2,700.01	0.0	0.0	7,470.45	6,541.1	1,377.17	2,031.90	2,031.90
1990	0.0	0.0	4,378.08	2,000.00	0.0	0.0	6,378.08	5,700.17	1,014.74	1,984.96	2,031.90
1991	0.0	0.0	3,000.00	1,800.00	0.0	0.0	4,800.00	4,800.00	1,550.00	1,800.00	4,770.44
1992	0.0	0.0	3,150.00	1,675.00	0.0	0.0	4,825.00	4,825.00	1,330.00	1,700.00	3,150.00
1993	0.0	0.0	2,400.00	1,400.00	0.0	0.0	3,800.00	3,800.00	1,000.00	1,300.00	2,400.00
1994	0.0	0.0	1,617.00	570.00	0.0	0.0	2,187.00	2,187.00	850.00	850.00	1,617.00
1995	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	440.00	440.00	0.0
1996	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1997	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL	46,137.19	46,137.19	57,070.77	19,870.61	7,750.00	7,750.00	2,723.92	44,207.47	13,294.90	57,502.37	24,117.10

BASE FINANCIERA FINANCIEROS = 154





## ANALISIS FINANCIERO

CLARO PHILIPS

MILLONES DE PESOS AL 1983

CASO 3, FICRO-75

AÑO	INVERSIÓN	FINANCIACIÓN	RECURSOS		TOTAL	DEMANDA		TOTAL	FLUJO DE EFECTIVO
			DEMANDA	COMPLEMENTO		DEMANDA	DEMANDA		
0	1977	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
1	1978	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
2	1979	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
3	1980	4,301.77	.00	.00	.00	.00	.00	.00	-4,301.77
4	1981	9,084.89	.00	.00	.00	.00	.00	.00	-9,084.89
5	1982	9,164.17	.00	.00	.00	.00	.00	.00	-9,164.17
6	1983	2,084.96	.00	.00	.00	.00	.00	.00	-2,084.96
7	1984	.00	.00	3,263.07	837.46	314.61	4,031.17	.00	343.71
8	1985	.00	.00	6,911.88	1,593.14	671.04	9,196.63	.00	1,080.67
9	1986	.00	.00	6,943.25	1,855.75	631.61	8,613.93	.00	1,254.77
10	1987	.00	.00	5,797.00	1,456.25	623.88	7,977.23	.00	1,292.27
11	1988	.00	.00	5,322.22	1,577.18	611.95	7,510.16	.00	1,331.43
12	1989	.00	.00	4,896.37	1,282.61	597.59	7,095.37	.00	1,277.67
DAT. UNIDEN BALI									
13	1990	.00	.00	4,513.79	1,549.79	570.37	6,641.97	.00	1,414.79
14	1991	.00	.00	4,098.73	1,486.02	562.04	6,146.77	.00	1,455.83
15	1992	.00	.00	3,247.70	1,256.74	457.44	4,961.84	.00	1,366.71
16	1993	.00	.00	2,571.37	1,056.05	376.54	4,104.01	.00	1,082.84
17	1994	.00	.00	10,647.98	430.36	151.07	11,230.70	.00	856.04
18	1995	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	440.58
19	1996	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
20	1997	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
TOTAL 28,112.39 .00 58,103.38 18,446.88 5,510.45 76,166.84 .00 13,298.00 1,799.90 36,735.15									

BAL. INTERNA DE MANTENIMIENTO = 144

## Análisis de los Resultados Económico-Financieros obtenidos

Los beneficios derivados del proyecto se distribuyeron entre quienes aportan capital para que al conocer el costo de los financiamientos se realice el análisis de tal distribución. Se toma en consideración la existencia de una parte financiada con créditos, cuyo costo es la tasa de interés y otra parte financiada con aportaciones de capital, quedando el remanente o rendimiento neto, como pago al inversionista.

Como resultado de las medidas mencionadas en el capítulo de Evaluación Financiera, se determina que el proyecto se evalúa también con el uso de la Tasa Financiera de Rendimiento (TFR). Dicha tasa es equivalente a la TIR de la evaluación normal, sólo que incluye la tasa financiera establecida para el proyecto con flujos en moneda corriente y constante. Mediante el uso de indicadores de Wharton, el costo por financiamiento arrojó una tasa TFR del 20.2%. Haciendo uso del mismo procedimiento, se elaboró un análisis detallado de las condiciones del proyecto.

En el caso original se considera una evaluación económica de los beneficios y costos directos con flujos en moneda constante de 1979, sin incluir ninguna estructura financiera ya que se estima que el costo de los financiamientos, suponiendo a éste mayor que la inflación, es en todo caso el pago a quienes aportan indirectamente el capital, es decir, se

encuentra la manera de determinar cómo son distribuidos los beneficios netos del proyecto entre los que se financian.

En 1979, la evaluación del proyecto genera una TIR de 13.5% en términos reales, lo que significa un 13.5% por encima del índice general de inflación de los componentes del proyecto, partiendo de los siguientes postulados.

a) Cuando el índice general de inflación es aplicable a todos los conceptos de ingreso y gasto. Esto significa que cuando es válido suponer que no habrá cambio en los precios relativos de los insumos y los productos.

b) Cuando existen previsiones para cumplir via precios de venta, la inflación que ocurre en los insumos.

Por lo que respecta a la primera condición, la evaluación es conservadora ya que se previeron incrementos en el precio relativo del petróleo crudo en el mercado mundial, a este proceso se encuentran atados los cargos por el valor geotérmico. Por el cambio en la estructura económica, el precio del petróleo y los cargos por valor geotérmico fueron modificados y ajustados con indicadores económicos y el precio del crudo maya.

La segunda condición se justifica al considerar aumentos en los costos de insumos. La inversión se hace en dólares, tratando de proteger al inversionista de fluctuaciones inver-

sas en tipos de cambio.

se determinó que al término de 10 años los créditos deben quedar totalmente liquidados y CFE recuperará para su propio uso las instalaciones, con 10 años más de vida económica esperada.

En agosto de 1984, se asigna la Central II Unidad II, para entrar en operación. Durante el último trimestre de ese año, se estima una demanda contratada del 75% de la capacidad disponible de esa unidad y se cobran cargos por Operación y Mantenimiento, por Energía y por Demanda.

En 1985, las unidades U1 y U2 de la Central II operan durante todo el año con un factor de carga de 0.75<sup>1/</sup> En febrero de 1986, la unidad I de la Central III entra en operación, y desde Mayo de ese año, el factor de planta considerado es de 0.75 <sup>2/</sup>. Para ese año, la capacidad firme instalada se considera de 220 MW con un factor de carga de 0.75, con la siguiente composición:

Central II U1 = 88MW

Central II U2 = 88MW

Central III U1 = 44MW

---

Total 220MW

---

<sup>1/</sup> la razón de carga promedio en KW durante un año, es de 75%

Para diciembre de 1984 se cuenta con tres centrales (una ya terminada y en operación y la otras en 97 y 71% de avance), suponiendo que para septiembre de 1985 se estaría operando en 100% y generando 620 MW lo que representa aproximadamente el 2% de la generación total del país. A partir de entonces, se empieza a exportar energía eléctrica y se coloca como tercer productor mundial de geotermoelectricidad al poner en operación plantas generadoras en el Valle de Mexicali.

Una vez satisfechas las necesidades del sistema Baja California, la energía eléctrica sobrante que se genera en Cerro Prieto I, II y III se transmite a través de la subestación La Rosita, del Valle Imperial en Estados Unidos y por medio de la Subestación Mexicali II a la subestación Miguel, a San Diego California, EUA. De acuerdo a lo convenido, esto durará 10 años. Para la operación de las unidades generadoras se tienen en explotación 86 pozos desde donde se extrae el calor. Peritos de CFE realizan trabajos de exploración en la zona, pues se piensa que al iniciarse la próxima década, se tendrán en ella, unidades generadoras con capacidad instalada de 900 MW.

En Enero de 1987 se inauguran las centrales geotermoelectricas Cerro Prieto II y III que tienen una capacidad instalada de 620 MW y se cuenta con cuatro unidades generadoras en las dos centrales, cada una de 110 MW, teniendo una capacidad

---

2/ la razón promedio de carga durante un año para la capacidad neta es de 75%.

instalada de 220 MW. Con esta capacidad, Cerro Prieto está en posibilidad de satisfacer la demanda de energía requerida, y además propicia la actividad agrícola en Baja California Norte. Se espera que en un futuro próximo, se cuente con 900 MW de potencial total.

Además de la energía producida en la planta geotermoeléctrica, es posible explotar la salmuera que resulta del empleo de vapor natural, la cual contiene sustancias que podrán ser extraídas de ella y que resultan ser de gran valor económico. Tal es el caso del cloruro de potasio (indispensable para la agricultura), cloruro de sodio y cloruro de calcio.

## CONCLUSIONES

El comercio con el exterior adquiere gran importancia en el desarrollo económico de un país. Es por ello que deben proporcionarse los medios y recursos adecuados para llevarlo con éxito.

En el caso de exportación de energía eléctrica, resulta de gran utilidad poder contar con un excedente de generación de electricidad cerca de la frontera con Estados Unidos de América, lo cual permite además de satisfacer los requerimientos internos de la zona, vender a buen precio el excedente, que pretende ser incrementado a futuro.

En la actualidad el comercio de recursos naturales en especial de esta índole no es muy frecuente, por lo que es necesario llevar a cabo un estudio detallado de la factibilidad del proyecto y los ingresos aproximados que proporcionará a futuro.

En el caso de Compra-Venta de energía eléctrica a dos compañías norteamericanas, la investigación y estudio de la capacidad disponible en la central geotermoeléctrica Cerro Prieto, no se iniciaron para este fin, sino como ya se ha mencionado, la central ya cubría en 1979 la demanda necesaria en la zona. Las perforaciones de pozos y estudios de subsuelo que se realizaron posteriormente, tienen como finalidad au-



mentar la generación de energía eléctrica para poder exportarla y cubrir a nivel nacional una zona más extensa.

Como ya sabemos, a partir de 1984 se comienza a exportar energía eléctrica, pero como cualquier otro tipo de comercio, se han presentado ciertos inconvenientes que entorpecen el llevar a cabo de manera adecuada cada una de las etapas del proyecto. Además, debido a las limitaciones económicas que estamos afrontando como país, el presupuesto para el desarrollo de la industria eléctrica se ha visto limitado en gran medida, y esto impide que puedan realizarse nuevas obras. Tal es el caso de los estudios del área geotérmica así como los financieros. Sin embargo, dado lo atractivo del proyecto, resulta viable continuar con las siguientes fases del proyecto.

Por lo que toca a la metodología utilizada en el análisis económico y financiero del proyecto, en el momento que se llevó a cabo el estudio del mismo, la evaluación con el método de tasa interna de rentabilidad y la tasa financiera de rentabilidad resultaron ser los más adecuados, así como el modelo financiero de computadora (IFPS) que se utilizó en la evaluación y su análisis de sensibilidad. Hoy en día, se tiene la posibilidad de utilizar modelos de computadora o versiones más completas y ágiles que la antes mencionada, que además de todo utilizan métodos financieros más precisos. Con esto quiero decir que a la fecha, los resultados pueden ser obtenidos de manera más precisa y rápida.

La TIR se expresa en términos reales. En la primera etapa (1979), se supone una inflación uniforme durante la vida del proyecto, además de un crecimiento del PIB del 8% y de Consumo Per Cápita del orden del 4%, de acuerdo a los indicadores económicos de ese año, por lo que se acepta una tasa de descuento entre el 8% y 10% en términos reales. Consecuencia de ello, el proyecto resulta ser atractivo.

Para poder determinar la rentabilidad del proyecto, fue necesario hacer uso de la relación Costo-Beneficio, donde se consideraron los siguientes elementos:

Beneficios = Valor presente de los beneficios generados por el proyecto

Costos = Valor Presente de los costos del proyecto

Por lo que respecta a los beneficios generados en él, se incluyen:

- valor del vapor
- costo de operación y mantenimiento
- servicio de la deuda

En la mayoría de los casos estudiados, el proyecto resulta atractivo ya que se obtiene una relación B/C > 0

## COMENTARIOS

Por lo que respecta al papel del actuario frente a la solución de problemas económicos, financieros y computacionales, y de acuerdo a la formación matemática con que cuenta, ha podido solucionarlos, además de que sus aportaciones conjuntas con profesionistas de disciplinas afines han permitido poder evaluar proyectos y planearlos con un alto grado de certidumbre. Por lo que en este ramo se ha podido desenvolver ampliamente y los trabajos realizados gozan de reconocimiento. Lo anterior, me conduce a pensar que el actuario tiene buenas perspectivas no solo en el presente sino también en el futuro.

## B I B L I O G R A F I A

- **Análisis Económico de Proyectos, Lyn Squire & Herman Van Der Tak, Banco Mundial, Editorial Tecnos, 1977.**
- **Análisis Empresarial de Productos Industriales de Países en Desarrollo, Manual de Evaluación con Metodología y Estudios de Casos, Centro de Desarrollo de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económico, CEMLA, 1972.**
- **Apuntes Varios de Evaluación de Proyectos de Inversión, J. L. Aburto, R. L. Morales; 1980-1982.**
- **Cost Benefit Analysis, E.I. Mishan, Prager Publishers, 1976.**
- **Documentos elaborados en la Subgerencia de Estudios Económicos de Comisión Federal de Electricidad.**
- **Finance and Accounting for Nonfinancial Managers, William G. Drows, Georgetown University, Addison Wesley Publishing Company, 1979.**
- **Financial Management Theory and Applications, Robert C. Higgins, Science Research Associates, 1977.**
- **Economic and Financial Analysis of Capital Investments,**

G.T. Stevens, Jr., The University of Texas at Arlington, John Wiley & Sons.

- Geothermal Energy, Review of Research and Development, Earth Sciences, The Unesco Press, 1974.
- Glossary of Electric Utility Terms, Financial and - technical, EEI Publication No. 61-31, Edison Electric Institute, 1961.
- Matemáticas Financieras, Benjamín de la Cueva, textos Universitarios, UNAM.