

CAPÍTULO III

EVALUACIÓN SOCIAL DE LA C.H. SAN RAFAEL

3.1 Principios metodológicos

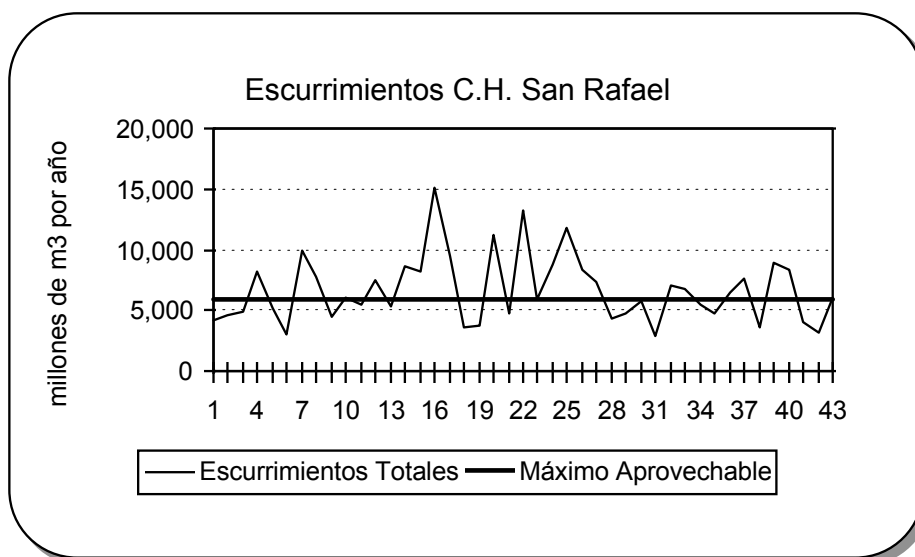
La operación sobre la base de un sistema interconectado tiene como consecuencia que un proyecto de energía eléctrica debe evaluarse teniendo en cuenta la totalidad del sector, ya que:

- Un nuevo proyecto afecta la operación del resto del sistema.
- Un proyecto cambia la fecha óptima de entrada de los demás proyectos.
- Los costos de restricción o falla se modifican de acuerdo con la capacidad instalada de todo el sistema eléctrico.

Según se señaló, la central San Rafael se encuentra incluida en los planes del sector y, por lo mismo, su realización no implica desequilibrios en los planes de expansión del sistema.

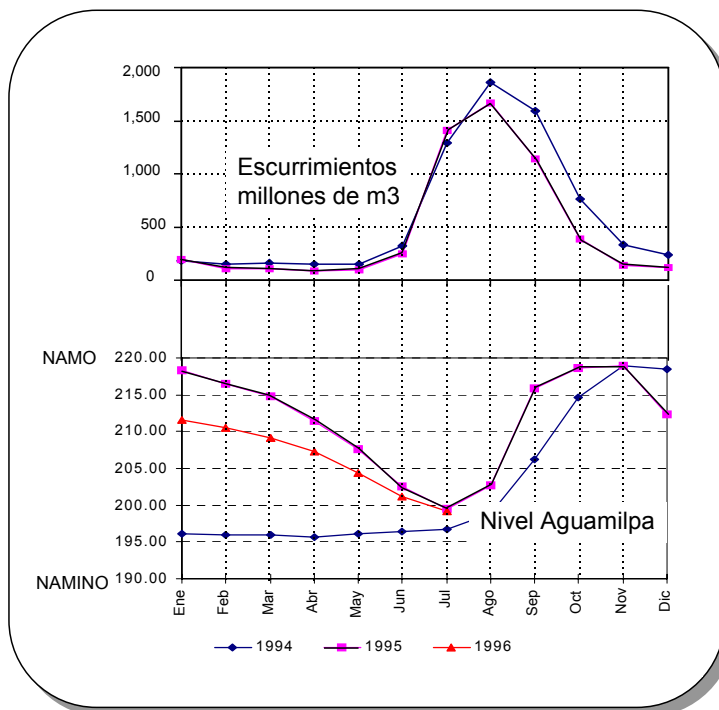
3.2 Proyecciones de la producción

La producción en la Central San Rafael dependerá del volumen de agua que se reciba de la presa Aguamilpa el cual, a su vez, es función de los escurrimientos del río Santiago. La Gráfica 3.1 muestra los escurrimientos que se hubiesen tenido hacia la presa San Rafael si ésta llevase 43 años en operación. Cabe señalar que a partir de 1979 la CNA canceló la concesión de agua del lago de Chapala, por lo que para efectos de análisis sólo se tendrán en cuenta los escurrimientos registrados entre 1980 y 1996.



Gráfica 3.1 Ecurrimientos Río Santiago 1952-1996

Se cuenta con observaciones mensuales de los escurrimientos del río Santiago (ver Gráfica 3.2), las cuales indican una marcada estacionalidad, misma que debe ser tomada en cuenta en la estimación de la energía a producir.



Gráfica 3.2 Estacionalidad de los Ecurrimiento en el Río Santiago

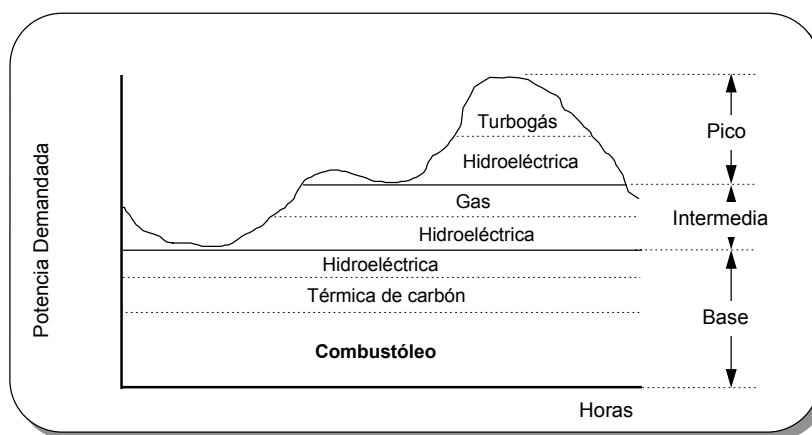
En la determinación de los escurrimientos aprovechables por la C.H. San Rafael se tomó la política de operación que Aguamilpa ha seguido en el pasado (Gráfica 3.2). De esta forma se supuso que durante la temporada de lluvias, a partir del NAMINO Aguamilpa podría operar durante seis horas diarias; si los escurrimientos fuesen tales que se rebasara el NAMO, la producción se incrementaría. Esta última situación resultaría desfavorable para San Rafael, ya que no podría aprovechar la totalidad de los escurrimientos del Río Santiago.

En efecto, si se analizan los escurrimientos en el Río Santiago como fuente de Aguamilpa durante los últimos 10 años, se tiene que éstos han aportado un promedio de 5,704 Mm³/año (millones de m³ al año); sin embargo, el volumen aprovechable en San Rafael sería en promedio de sólo 4,487 Mm³/año.

3.3 Determinación de los beneficios

Los beneficios económicos de una nueva central eléctrica están dados por la diferencia entre los costos marginales de las fuentes de energía que se substituyen y los de la nueva central, es decir, entre la operación sin y con proyecto. Otro beneficio a considerar sería la disminución de la contaminación debida al uso de tecnologías alternativas que substituyen la utilización de fuentes de energía contaminantes.

La curva de duración de carga representa las demandas de potencia de un sistema para un período dado. La Gráfica 3.3 esquematiza una curva de duración de carga para México en la que se puede observar que a medida que crecen los requerimientos de energía durante el día, entran en operación nuevas centrales cuyos costos marginales de producción son mayores.



Gráfica 3.3 Curva de Duración de Carga

Para la determinación de los beneficios que se tendrían con la operación de la C.H. San Rafael, se agruparon las principales centrales de acuerdo a su forma de operar (base, intermedia o pico) y combustible utilizado. El Cuadro 3.1 que presenta los resultados, no incluye (por falta de información) las plantas de turbogas que hacen frente a la demanda durante las horas pico.

Cuadro 3.1 Principales centrales agrupadas por tipo de operación.

	Cap. MW	GWH	Operación	Factor Planta
Geotermia	753	5,599	Base	85%
Carbón	1,900	13,036	Base	78%
Combustóleo y Gas	3,138	20,355	Base	74%
Nuclear	675	4,239	Base	72%
Combustóleo	11,411	61,222	Base	61%
Gas	1,216	5,978	Base	56%
Hidroeléctrica	1,355	5,000	Base	42%
Combustóleo y Diesel	65	177	Base	31%
Combustóleo y Diesel	295	1,206	Intermedia	47%
Gas	1,180	3,625	Intermedia	35%
Hidroeléctrica	1,884	4,536	Intermedia	27%
Combustóleo	113	589	Pico	60%
Hidroeléctrica	5,280	8,592	Pico	19%
	29,265	134,154		

Fuente: Elaboración propia con información de "Documento de Prospectiva del Sector Eléctrico 1995 - 2004"

El cálculo de los costos de operación de los diferentes tipos de centrales, se basó en la publicación de la CFE, "Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos del Sector Eléctrico", edición 1995 (COPAR-95), del cual se incluye un resumen en el Cuadro 3.2; los costos mencionados están expresados en términos de Costos Anuales Equivalentes (CAE) utilizando una tasa del 10% anual.

Cuadro 3.2 Costo Unitario de Generación (Precios Medios de 1995; \$/MWh)

Central / Potencia	Combustible	Operación y Mantenimiento	Total
Turbogas Aeroderivada Diesel (1x44)	278.66	63.61	342.27
Térmica Convencional (2x350)	172.36	12.74	185.10
Geotermoeléctrica (1x25)	110.93	29.03	139.96
Ciclo Combinado (Gas) (1x210)	109.10	16.18	125.28
Carboeléctrica (2x350)	80.78	25.04	105.82
Nuclear (1x1,356)	46.88	60.57	107.45

Fuente: CFE, *Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico*, en prensa, México, 1995.

Del análisis de los Cuadros 3.1 y 3.2 se desprende que los mayores beneficios de la hidroeléctrica en términos de KWh generado se obtendrán a través de su operación durante las horas pico. Durante el resto del tiempo, se supuso que se substituirá la energía generada por plantas termoeléctricas convencionales, ya que éstas operan durante toda la base y su costo de combustible es elevado. Por lo anterior, la evaluación de la hidroeléctrica San Rafael se realizó bajo los siguientes supuestos:

- Durante tres horas pico, la energía producida por la central substituirá a la producida por centrales de Turbogas.
- Para el resto de las horas factibles de operar, la energía producida permitirá reducir la operación de plantas termoeléctricas convencionales a base de combustóleo.

3.3.1 Costo marginal: central termoeléctrica convencional

a) Costo de los combustibles

El precio del combustóleo se determinó utilizando como información básica las proyecciones realizadas por el COPAR-95. Dichas proyecciones asumen tres escenarios de movimiento en los precios (alto, medio y bajo). Los precios proyectados se compararon con los observados¹ encontrándose que su valor se sitúa entre las proyecciones media y alta del COPAR-95. Una vez corregidas las

1. OPEC Bulletin, Market Review: pp. 49-52, Mayo de 1996

proyecciones del COPAR-95, se determinó como precio de referencia el correspondiente al año 2000, que es cuando la planta iniciaría su operación. Se supuso que dicho precio de referencia de 18.35 Dlls/MWh tendría un incremento real del 1.83% anual.

Para obtener el costo por MWh, se utilizaron los siguientes parámetros incluidos en el COPAR-95:

energía eléctrica = η * energía térmica

1 lt. de combustóleo = 11.58 KWh

1 Barril = 158.987 litros

η neta = 34.74%

$$\text{Costo Inicial / MWh} = \frac{18.35}{158.987 \times 11.58 \times .3477} \times 1,000 = 28.67 \text{ Dlls./MWh}$$

ó 214.99 \$/MWh

b) Costo de operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento se determinan en el COPAR-95 con base en información proporcionada por las áreas de generación de la CFE. Por medio de técnicas de análisis de regresión se estiman los costos fijos y variables de las centrales. Debido a que los beneficios estarán dados por el ahorro en los costos variables, sólo éstos serán tomados en cuenta.

A precios de mediados de 1996 y utilizando un tipo de cambio de \$ 7.5 por dólar, los costos variables se pueden expresar a través de la siguiente ecuación (la cual es válida para factores de planta cercanos al 65%), en la que "K" representa la capacidad de una unidad de 350 MW:

$$C_v = 1.3 \times 1879 K^{-0.1757} \times 7.5^{-1} = 0.116 \text{ Dlls./MWh ó } 0.872 \text{ $/MWh}$$

Por lo tanto, el costo marginal de una termoeléctrica convencional sería para el primer año de operación de la C.H. San Rafael, de 28.79 Dlls./MWh ó 215.86 \$/MWh.

3.3.2 Costo marginal: unidad de turbogas aeroderivada diesel

El COPAR-95 especifica que el costo de combustible para este tipo de plantas es 62% mayor al de las termoeléctricas; por su parte, los costos variables de operación y mantenimiento son menores en un 17%. De esta manera, para el primer año de operación, la resultante para los costos variables de las unidades de turbogas se proyecta en 46.54 Dlls./MWh ó 349.05 \$/MWh

3.4 Costo marginal: C.H. San Rafael

Por tratarse de una central hidroeléctrica, los costos marginales coinciden con los costos de operación y mantenimiento, y se obtuvieron con base en la experiencia de la CFE (COPAR-95). Asumiendo un diferencial de precios del 30% en el período 1995-96 se tiene:

$$C_v = 1.3 \times 0.4781K^{-0.353} = 0.2024 \text{ $ / MWh}$$

Donde:

K = Capacidad de la unidad en MW

C_v = Costos variable por MWh generado

3.5 Costos fijos: C.H. San Rafael

En cuanto a los costos fijos de operación, el COPAR-95 señala que el costo fijo del área de operación es independiente de la capacidad de la unidad y se estima en \$ 1,220,285 de julio de 1996 por año. El mismo documento señala que los costos fijos de mantenimiento (C_{fm}) se pueden calcular de la siguiente manera:

$$C_{fm} = 1.3 \times 179,240 K^{0.5877} = 1,508,441 \text{ $ / año}$$

De esta manera se tiene:

	Pesos	Dólares
Costos Fijos Operación (\$/año)	1,220,285	162,704
Costos Fijos Mantenimiento (\$/año)	1,508,441	201,125
Costos Variables Mantenimiento (\$/MWh)	0.2024	0.0270

3.6 Procedimiento para determinar los beneficios netos

Los beneficios anuales netos, sin incluir la inversión, son el resultado de sustraer de los beneficios brutos por liberación de recursos (ahorros en los costos variables de operación y mantenimiento de las centrales reemplazadas), los costos fijos y variables de la central del proyecto.

Para efectos de la evaluación social, se consideró en 30 años la vida útil de la central, a partir de su puesta en marcha en el año 2000. Durante este período la producción de energía dependerá de los escurrimientos aprovechables, los cuales pueden tener variaciones importantes. Dado al sesgo que presenta la distribución de los escurrimientos, se estableció como método de estudio un análisis de sensibilidad a través de simulaciones de Monte Carlo. A continuación se describe la metodología utilizada en conjunto con los resultados obtenidos:

Utilizando las cifras históricas de los escurrimientos ajustados para tener en cuenta las variaciones estacionales e interanuales y teniendo en cuenta que se requerirán 28.125 m^3 por KWh, se determinó la producción anual² en KWh. Por ejemplo, si para el primer año los escurrimientos son de $3,230 \text{ Mm}^3$, se podrían producir 114,844 MWh.

La producción factible de obtener, se compone de la que se produciría durante las horas pico y base. Como se recordará, se determinó que la producción para horas pico sería de 3 horas, esto es, 26,280 MWh al año.

Para el ejemplo, los beneficios y costos quedarían expresados de la siguiente manera:

C.H. San Rafael: Beneficios Brutos.

	Generación MWh	Valor \$/MWh	Beneficios Brutos Miles de Pesos
Pico	26,280	349.05	9,173.03
Base	88,564	215.85	19,116.54
Total	114,844		28,289.57

2. Para generar 24,000 KWh se requieren $187.5 \text{ m}^3/\text{seg.}$, de donde para generar un KWh se requerirán $(187.5 \times 3,600)/24,000=28.125 \text{ m}^3/\text{kWh}$

C.H. San Rafael: Costos Fijos y Variables.

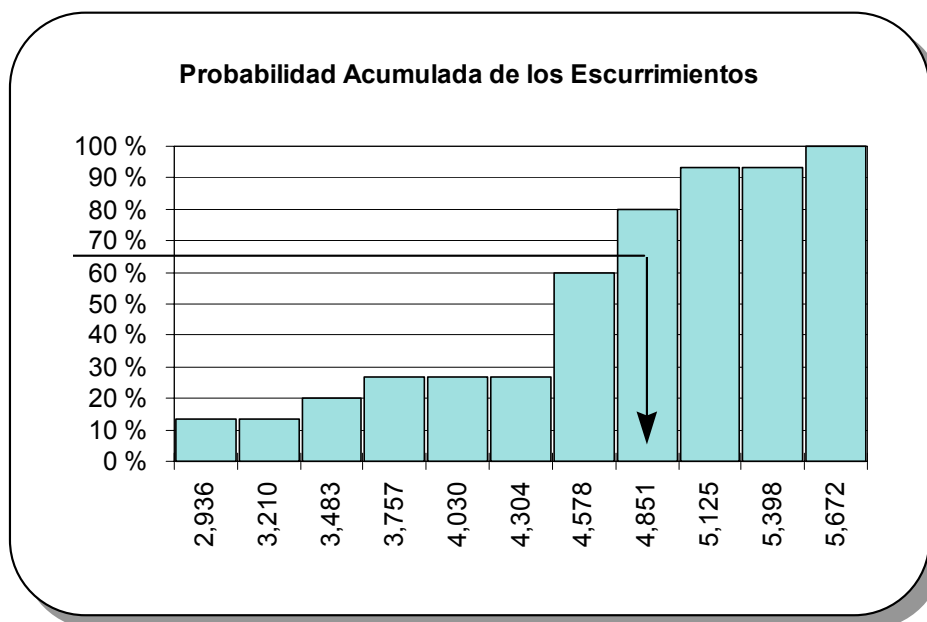
	Generación MWh	Valor \$/MWh	Costos Miles de Pesos
Costos Fijos			2,728.73
Costos Variables	114,844	0.2024	23.24
Total			2,751.97

Los beneficios netos serían $28,289.57 - 2,751.97 = 25,537.60$ miles de pesos anuales.

3.7 Cuantificación de los beneficios netos

El análisis de los escurrimientos del río Santiago a Aguamilpa entre los años 1980 y 1995, se agrupó en una distribución de frecuencias con once intervalos. Si se supone que todas las posibilidades están en el rango comprendido entre $2,800 \text{ Mm}^3$ y $5,808 \text{ Mm}^3$, la distribución de frecuencias de los escurrimientos es una distribución de probabilidades (Anexo 1). Es así que los escurrimientos anuales durante la vida útil de la central estarían comprendidos en alguno de los intervalos de frecuencia de la distribución de probabilidades.

Si la distribución de frecuencias se transforma en una distribución de probabilidades acumuladas (Gráfica 3.4), se puede asociar la ocurrencia de los escurrimientos con la probabilidad de los mismos de la siguiente manera: si la cantidad de lluvia en un determinado año es independiente de la lluvia en los años precedentes o posteriores, el volumen anual de escurrimientos se comporta de manera aleatoria. Por ejemplo si se toma un número al azar y éste resulta ser 0.68, al observar la Gráfica 3.4 se tiene que corresponde a un nivel anual de escurrimientos de $4,851 \text{ Mm}^3$, es decir, durante ese año se tendría un escurrimiento de $4,851 \text{ Mm}^3$.



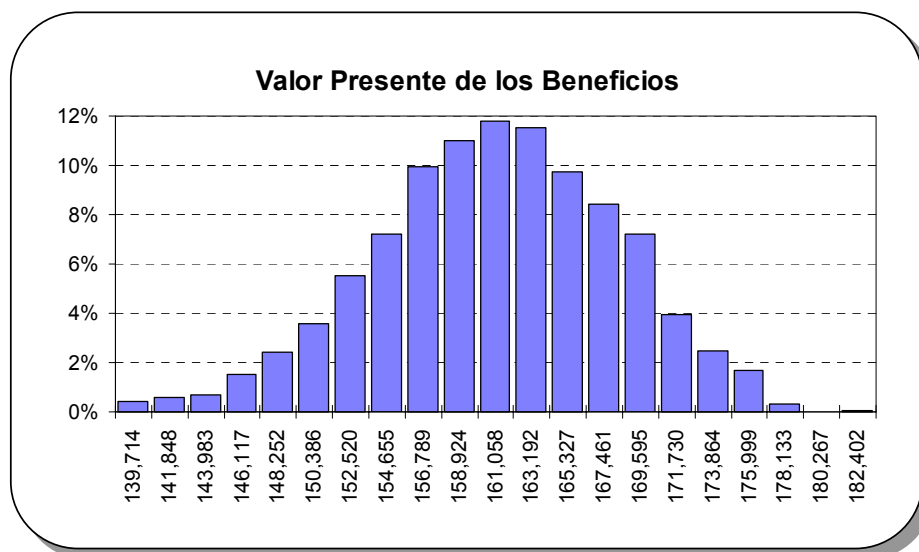
Gráfica 3.4 Distribución de frecuencias acumulada (millones de m³ al año)

De esta manera, con los volúmenes disponibles se obtuvo la generación anual probable en San Rafael, procediéndose al cálculo de los beneficios y costos asociados para los 30 años de vida de la central. Con dicha información se calculó el Valor Actual de los Beneficios (VAB). La tasa social de descuento utilizada fue la siguiente:

Años	Tasa Social Anual
1996 - 2000	18%
2001 - 2005	16%
2006 - 2010	14%
2011 – en adelante	12%

Una aproximación más adecuada sería repetir el ejercicio antes descrito por otros 30 años, determinar su VAB y promediar éste con el de la primera simulación. Si el ejercicio se repite un número suficiente de veces, se obtiene la probabilidad de que el proyecto produzca un determinado volumen de beneficios (Simulación Monte Carlo).

De acuerdo con lo señalado, se realizaron 1,500 simulaciones y se obtuvo igual número de Valores Actuales de los Beneficios Netos. El análisis de los resultados permitió determinar la probabilidad de que se obtenga un cierto monto de beneficios (Gráfica 3.5 y Cuadro 3.3).



Gráfica 3.5 Distribución de los Beneficios Netos (miles de pesos)

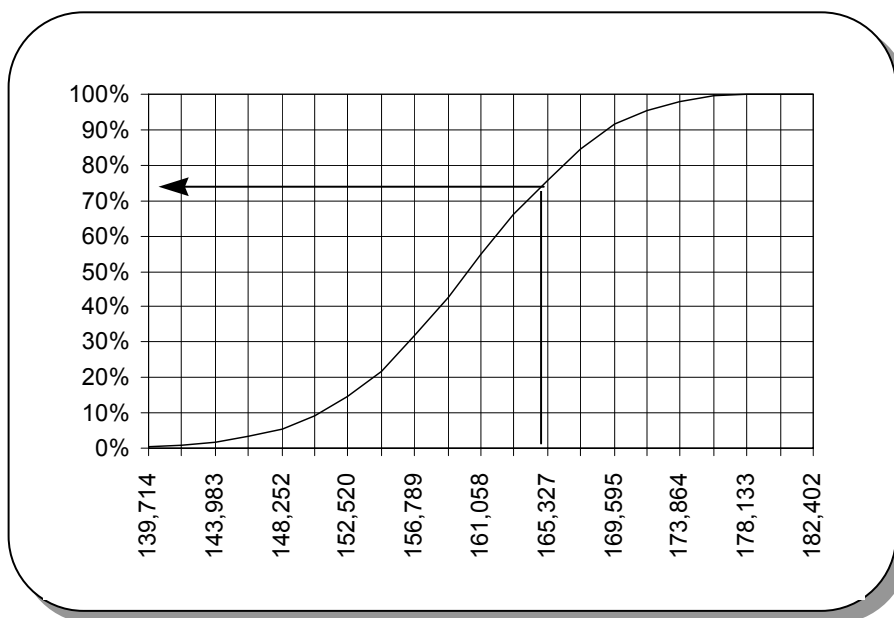
El Valor Actual de los Beneficios durante la operación representa el monto máximo que se podría invertir para recuperar la inversión a la tasa social de descuento; esto es, cualquier monto de inversión superior implicaría que el proyecto no es rentable. Por lo anterior, la conveniencia de realizar el proyecto depende de que el Valor Actual de los Beneficios sea mayor al del costo de la inversión.

En la Gráfica 3.6 y en el Cuadro 3.3 se han acumulado las frecuencias relativas de los Beneficios Netos durante la operación. La probabilidad de que el VAN sea negativo, viene dado por la probabilidad acumulada asociada al Beneficio que iguala a la Inversión.

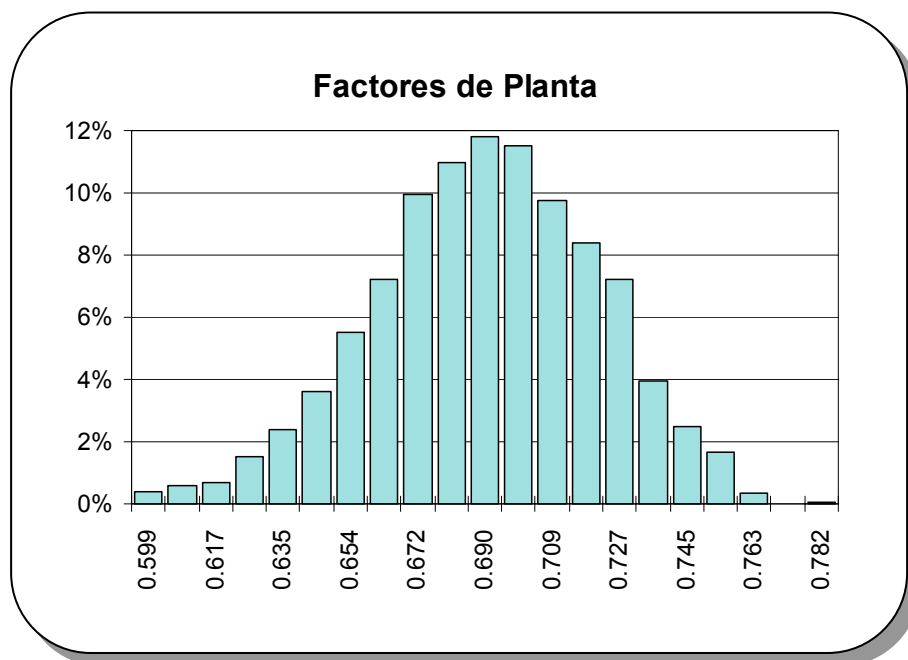
Por ejemplo, en el Cuadro 3.4 y la Gráfica 3.6 se puede observar que si la inversión es de \$ 166.39 millones, para un valor actual de los beneficios netos durante la operación igual a esta cantidad, corresponde una probabilidad del 75.9 % de que el proyecto no sea rentable, es decir, se tiene una probabilidad del 24.1 % de que si sea rentable.

Cuadro 3.3 Determinación de los Beneficios (millones de pesos).

Límite		Frecuencia	Probabilidad	Probabilidad Acumuladas	Factor de Planta
Inferior	Superior				
138.647	140.781	6	0.4%	0.4%	0.599
140.781	142.916	9	0.6%	1.0%	0.608
142.916	145.050	10	0.7%	1.7%	0.617
145.050	147.184	23	1.5%	3.2%	0.626
147.184	149.319	36	2.4%	5.6%	0.635
149.319	151.453	54	3.6%	9.2%	0.644
151.453	153.588	83	5.5%	14.7%	0.654
153.588	155.722	108	7.2%	21.9%	0.663
155.722	157.856	149	9.9%	31.9%	0.672
157.856	159.991	165	11.0%	42.9%	0.681
159.991	162.125	177	11.8%	54.7%	0.690
162.125	164.259	173	11.5%	66.2%	0.699
164.259	166.394	146	9.7%	75.9%	0.709
166.394	168.528	126	8.4%	84.3%	0.718
168.528	170.663	108	7.2%	91.5%	0.727
170.663	172.797	59	3.9%	95.5%	0.736
172.797	174.931	37	2.5%	97.9%	0.745
174.931	177.066	25	1.7%	99.6%	0.754
177.066	179.200	5	0.3%	99.9%	0.763
179.200	181.335	0	0.0%	99.9%	0.773
181.335	183.469	1	0.1%	100.0%	0.782
Total/media		1,500	100.0%		0.689


Gráfica 3.6 Probabilidad Acumulada de los Beneficios Netos de la Operación (miles de pesos)

Con base en la simulación de Monte Carlo se obtuvo un factor de planta promedio de 0.689 para la Central San Rafael. Los resultados en términos de probabilidades se muestran en la Gráfica 3.7. Cabe señalar que el último factor de planta calculado por la CFE (septiembre de 1996) es de 0.690, para una producción anual de 145 MWh.



Gráfica 3.7 C.H. San Rafael: Factores de Planta

3.8 Inversión

Como se mencionó en el capítulo II, el costo requerido para equipar con 2 unidades de 12 MW cada una a la C.H. San Rafael, se estimó con base a información proporcionada por la CFE y los ante-presupuestos de las empresas ICA y TRIBASA presentados al Gobierno del Estado de Nayarit.

Para efectos de la evaluación del proyecto se tomó como precio de referencia \$ 262.5 millones ó 35 millones de dólares. Por lo que toca al programa de erogaciones (Cuadro 3.4), se supuso que éste sería similar al determinado por la CFE.

Cuadro 3.4 Programa de Inversiones (miles de pesos)

Mes	Erogación	Mes	Erogación	Mes	Erogación
1	31,354	13	6,659	25	9,922
2	0	14	31,145	26	9,922
3	0	15	11,421	27	5,161
4	3,568	16	11,421	28	5,161
5	3,568	17	11,421	29	5,161
6	4,381	18	11,421	30	5,161
7	4,381	19	11,421	--	
8	4,381	20	11,421	--	
9	4,381	21	9,922	--	
10	6,659	22	9,922	--	
11	6,659	23	9,922	--	
12	6,659	24	9,922	Total	262,497

Para efectos de la evaluación social de la hidroeléctrica San Rafael, se consideró como el año cero la fecha en que se inician las inversiones. Con objeto de comparar la inversión con el valor actual de los beneficios netos, se obtuvo el valor presente al año cero utilizando un 18% como tasa social de descuento; el resultado de los cálculos, fue que la inversión, a precios privados, sería de \$ 212.7 millones ó 28.4 millones de dólares en el año cero.

Por lo que toca a los precios sociales, se estimó la composición de los diversos conceptos que integran la inversión y se ajustó para obtener su costo social, tal y como se muestra en el Cuadro 3.5.

Cuadro 3.5 Costo social de la inversión (miles de pesos).

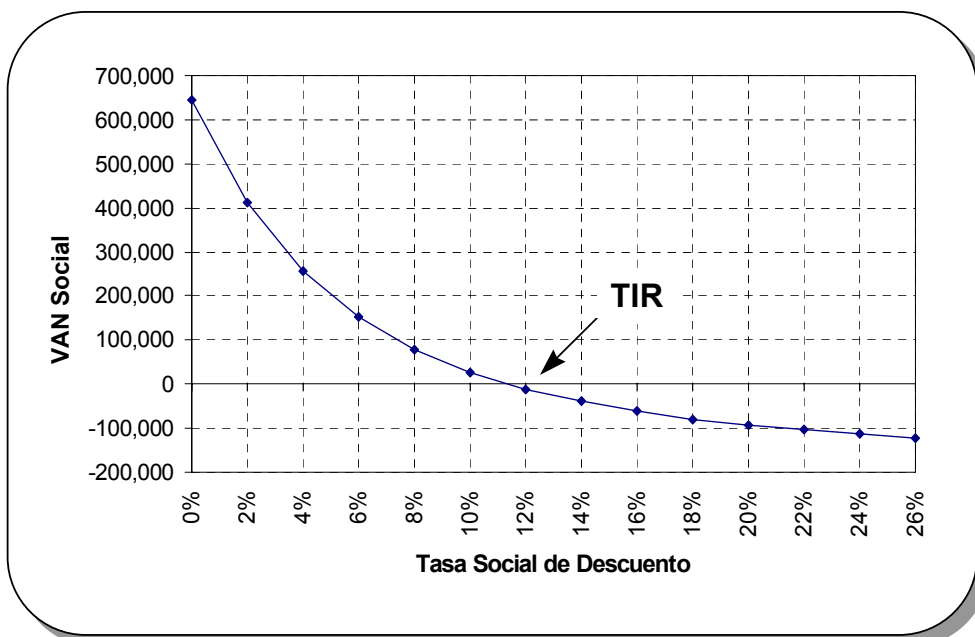
		Precio Privado	Factor de Ajuste	Valor Social
Mano de Obra Semi-Calificada	5%	10,634	80%	8,507
Equipo Nacional Comerciable	12%	25,522	99%	25,267
Equipo Importado	72%	153,134	99%	151,603
Materiales no Comerciable	6%	12,761	100%	12,761
Otros no Comerciable	5%	10,634	100%	10,634
	100%	212,685		208,772

3.9 Indicadores para la evaluación social

Como indicadores de la conveniencia de realizar el proyecto desde el punto de vista social, se obtuvieron el Valor Actual Neto Social (VANS) y la Tasa Interna de Retorno Social (TIRS).

Al nivel de la inversión considerada (208.8 millones de pesos) el VANS es negativo y la probabilidad de que pudiese ser positivo es nula.

Por lo que toca a la TIRS, se obtuvo su valor para un factor de planta de 0.689, encontrándose que su valor es del 11.32 %. La Gráfica 3.8 muestra el VANS para diversas tasas de descuento. Es importante hacer notar que se han realizado diversas evaluaciones de la central, las cuales han dado como resultado un VAN positivo; ésta situación, entre otras, es el resultado de haber utilizado tasas de descuento tan bajas como un 9%.



Gráfica 3.8 Gráfica del Valor Presente

3.10 Conclusiones de la evaluación social

Al nivel de inversiones considerado, la probabilidad de que desde el punto de vista social la C.H. San Rafael sea rentable es nula (0%).

La no rentabilidad de la central es debida, en gran medida, al alto costo de inversión presupuestado. Cabe señalar que un indicador global del costo de una central hidroeléctrica es de un millón de dólares por mega-watt instalado³. De este monto, el 23% corresponde a la obra electromecánica.

Cotizaciones recientes de los proveedores de equipo⁴ muestran que el costo de un turbogenerador para la C.H. San Rafael debe ser del orden de los 6 a 7 millones de dólares, por lo que el costo social (sin incluir IVA ni aranceles de importación) de la central no debería exceder de los Dlls. 20 millones⁵, esto es, 150 millones de pesos

La probabilidad de que la inversión sea socialmente rentable al nuevo nivel de inversión de Dlls. 20 millones señalado es del 90%. Si se quisiera una seguridad del 100%, dicha inversión debería ser menor a \$ 138 millones (Dlls. 18.4 millones).

3.11 Limitaciones para la evaluación social

- a) Desde un punto de vista formal, una central no se evalúa de manera independiente; esto es, el parámetro a considerar es un programa de suministro de energía eléctrica a largo plazo. Se asumió que al haberse incluido la C.H. San Rafael en el Documento de Prospectiva del Sector Eléctrico (1995-2004), ésta fue evaluada a la luz de planes alternativos de inversión.
- b) Considerar que la central operará en horas pico durante tres horas diarias es posible que sobrestime los beneficios, ya que:
 - Una vez que se cuente con el distrito de riego, podría requerirse que la planta opere durante horas diferentes a las

3. El COPAR-95 ejemplifica con las siguientes hidroeléctricas el costo de inversión de las mismas (sin incluir intereses durante la construcción):

Costos Unitario de Inversión (Dólares de 1995 por KWh)

Aguamilpa	1039.6	Bacurato	971.4	Chicoasén	1,138.7
Agua Prieta	1,272.8	Caracol	1138.4	Peñitas	1,438.8
La Amistad	680.9	Comedor	924.3	Zimapán	3,321.9

4. Septiembre de 1996, Superintendencia de la C.H. Aguamilpa.

5. 2 Turbogeneradores X Dlls. 6 millones + 4 Millones de Obra Civil + 1 Millón de montaje + 3 otros.

que se presentan en los picos. De ser éste el caso, se requeriría una inversión de sólo \$ 133 millones para que se tenga una probabilidad del 90% de que la planta será rentable.

- Al estar la central integrada al sistema interconectado, su operación estará regulada por el CENACE (Centro Nacional de Control de Energía).
- c) No se consideraron pérdidas por transmisión ni por la reducción de la eficiencia de las plantas que disminuirían su producción con la entrada de San Rafael.
- d) Se supuso una operación eficiente del sistema integrado, esto es a mínimo costo. De no ser este el caso, podría tenerse una sobreestimación de beneficios.