



GUATEMALA C.A.

**CRITERIOS ECONOMICOS QUE INTERVIENEN EN EL
LANEAMIENTO, DESARROLLO Y EVALUACION DE
SISTEMAS ELECTRICOS"**

ROLANDO YON SIU

BIBLIOTECA CENTRAL-USAC
DEPOSITO LEGAL
PROHIBIDO EL PRESTAMO EXTERNO

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERIA



"CRITERIOS ECONOMICOS QUE INTERVIENEN
EN EL
PLANEAMIENTO, DESARROLLO Y EVALUACION
DE
SISTEMAS ELECTRICOS"

TESIS

Presentada a la Junta Directiva de la
Facultad de Ingeniería
de la
Universidad de San Carlos de Guatemala
por:

ROLANDO YON SIU

Al conferírsele el Título de:

INGENIERO CIVIL

*

BIBLIOTECA CENTRAL-USAC
DEPOSITO LEGAL
PROHIBIDO EL PRESTAMO EXTERNO

Guatemala, Agosto de 1968.

PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
Biblioteca Central

DL
08
TC93/C

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con lo establecido en la Ley Universitaria,
presento a vuestra consideración mi trabajo de tesis titulado:

"CRITERIOS ECONOMICOS QUE INTERVIENEN EN EL
PLANEAMIENTO, DESARROLLO Y EVALUACION DE
SISTEMAS ELECTRICOS"

Tema que me fué designado por la Junta Directiva de
la Facultad de Ingeniería.

TESIS DE REFERENCIA

NO

**SE PUEDE SACAR DE LA BIBLIOTECA
BIBLIOTECA CENTRAL - USAC.**

JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERIA
DE LA
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

Decano:	Ing. Amando Vides Tobar
Vocal Primero:	Ing. Otto Becker M.
Vocal Segundo:	Ing. Francisco Ubieto
Vocal Tercero:	Ing. Leonel Pinot L.
Vocal Cuarto:	Br. Rolando Llovera
Vocal Quinto:	Br. Víctor Hugo Gonzáles
Secretario:	Ing. Jorge Lazo

TRIBUNAL QUE PRACTICO EL EXAMEN

GENERAL PRIVADO

Decano:	Ing. Enrique Godoy S.
Vocal Primero:	Ing. Otto Becker M.
Examinador:	Ing. Renato Fernández R.
Examinador:	Ing. José López Toledo
Secretario:	Ing. Eduardo Martínez B.

<u>C O N T E N I D O</u>		Págs.
	<u>INTRODUCCION</u>	1
<u>CAPITULO I</u>	<u>GENERALIDADES</u>	4
	1. FORMAS DE ENERGIA	4
	2. EL SECTOR ENERGIA Y SU INTERDEPENDENCIA CON EL DESARROLLO ECONOMICO.	6
	3. DEFINICION DE TERMINOS	9
<u>CAPITULO II</u>	<u>PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA</u>	17
	1. CENTRALES HIDROELECTRICAS.	17
	1.1 Tipos de Centrales	19
	1.2 Costos de las Plantas Hidroeléctricas.	21
	2. LAS CENTRALES TERMICAS.	24
	2.1 Los Grupos Diesel	24
	2.2 Los Grupos de Vapor	28
	2.3 Los Grupos de Gas	33
	2.4 Centrales Electronucleares	36
	3. GENERACION COMBINADA TERMICA E HI DROELECTRICA	38
	4. INTERCONEXION DE SISTEMAS ELECTRI- COS.	40
	5. PRINCIPALES CARACTERISTICAS DEL CONSUMO Y LAS CENTRALES DESTINA- DAS A SERVIRLO	43
<u>CAPITULO III</u>	<u>CRITERIOS PARA LA SELECCION DE ALTER- NATIVAS</u>	46
	1. CRITERIOS DE PRIORIDAD	46

2.	FACTORES ESPECIALES QUE INFLUYEN ECONOMICAMENTE EN LOS DESARROLLOS ELECTRICOS.	49
2.1	Propiedad del Servicio Eléctrico	50
2.2	Rentabilidad e Interés del Dinero	51
2.3	Escasez de Medios Financieros	55
2.4	Urgencia de una Solución	56
2.5	Economía de Divisas	56
<u>CAPITULO IV</u>	<u>EVALUACION DE PROYECTOS</u>	57
1.	CONSIDERACIONES GENERALES	57
2.	FORMULAS FINANCIERAS	60
3.	METODOS DE EVALUACION	63
3.1	Método del Costo Uniforme Equivalente Anual	66
3.2	Método del Valor Actualizado o Valor Presente.	70
4.	EJEMPLOS DE EVALUACION ECONOMICA	73
4.1	Comparación de Costos de Producción de Energía Eléctrica entre una Central Térmica y una Central Hidráulica de 60.000 KW.	73
4.2	El Método del Valor Presente y el Flujo Actualizado de Fondos.	88
5.	EVALUACION ECONOMICA DE SISTEMAS HI DROELECTRICOS Y TERMICOS	96
<u>CAPITULO V</u>	<u>ASPECTOS FINANCIEROS</u>	101
1.	REGULACION DEL SERVICIO ELECTRICO	101
1.1	Los Servicios Públicos	101
1.2	El Carácter de Monopolio de la Industria Eléctrica.	102

1.3	Derechos y Obligaciones de las Empresas Eléctricas.	102
1.4	Función del Organismo Regulador	103
1.5	Situación Prevalciente en Guatemala.	105
2.	TARIFACION ELECTRICA	106
2.1	La Base Tarifaria	106
2.2	Gastos e Ingresos de Explotación	108
2.3	Rentabilidad	110
2.4	Análisis Financiero para una Empresa Eléctrica de Distribución	113
2.5	Análisis de las Necesidades de Financiamiento del Desarrollo Eléctrico en Centroamérica	120
<u>CAPITULO VI</u>	<u>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</u>	129
1.	CONCLUSIONES	129
2.	RECOMENDACIONES	133
	<u>BIBLIOGRAFIA</u>	137

INTRODUCCION

El presente trabajo de tesis ha sido elaborado tomando como base la urgente necesidad de definir y establecer criterios que tiendan al desarrollo más ordenado de los sistemas eléctricos en Guatemala. Las cuantiosas inversiones requeridas en la prestación del servicio público de energía eléctrica, así como el largo período de maduración de los nuevos proyectos y la importancia que tiene para la economía en general el disponer de energía a bajos precios, obliga a enfocar los problemas que puedan causar puntos de estrangulamiento en la electrificación nacional. Los temas a desarrollar en este trabajo tratarán estos puntos de manera que el planeamiento de los sistemas eléctricos se efectúe sobre bases que tiendan a la mejor utilización de los recursos naturales, humanos y financieros con que cuenta el país.

En los países en vías de desarrollo como el nuestro y en donde existe una gran cantidad de recursos naturales aún no explotados, ha sido común que el planeamiento y la evaluación de proyectos no tengan la importancia que se merecen y la explotación de los mismos se efectúa solamente para satisfacer los apremios del consumo durante un corto período de tiempo sin llegar a prever una posible subutilización de ellos en los años futuros. El evitar el agotamiento prematuro de los nuevos proyectos en base a una selección más cuidadosa de los mismos y tratando de que los beneficios que se deriven en toda la vida útil del proyecto sean máximos, es una de las funciones principales del planeamiento. El que planifica el uso de los recursos deberá tener presente que éstos también son patrimonio de las generaciones futuras y que podrían verse afectados con las decisiones que se hagan en el presente.

Un sistema eléctrico comprende el conjunto de facilidades de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica instalados en una determinada zona geográfica. Un sistema de este tipo tiene la característica de que siempre tiende a expandirse, ya que a medida que la población crece, la demanda de energía también crece con una dinámica parecida a la de los alimentos. Esto necesariamente obliga a estudiar aquellas alternativas más factibles de solucionar el problema, seleccionando aquella que rinda el máximo de beneficios.

Habrá que tener presente que si bien nuestro país puede tener grandes recursos naturales aún no explotados, la escasez de medios financieros puede obligarnos en un momento determinado a escoger una alternativa que solucione momentáneamente el problema con un costo inicial bajo, pero que posteriormente resultará antieconómica. En este sentido, el planeamiento del uso de los recursos financieros tiene también una importancia fundamental, ya que en base a éste se podrán prever las necesidades de capital y tomar las medidas necesarias para disponer de él en el momento que se requiera.

Al considerar la estructura de este trabajo, se trata en primer lugar de destacar la importancia que tiene el sector energía dentro de la actividad económica de un país y las formas más usuales de energía para la producción de trabajo mecánico o calor. Asimismo, se ha creído conveniente describir y explicar los términos más usuales dentro del campo de la industria eléctrica de manera que el tema tuviera más comprensión.

Dentro del desarrollo y planeamiento de un sistema tiene especial significado el estudio correspondiente a la producción de energía eléctrica. Se ha evitado entrar al aspecto puramente técnico de las centrales generadoras, ya que para los propósitos de este trabajo interesan únicamente los criterios seguidos para la instalación de un determinado tipo de planta, sus ventajas y desventajas, así como las posibilidades de instalación en un país como el nuestro. En este capítulo se ha incluido la interconexión de sistemas eléctricos, ya que ésta podría considerarse como una fuente adicional de abastecimiento.

Existen factores que influyen en los criterios de decisión por una alternativa en particular y que no cumplen necesariamente con el objetivo de toda evaluación económica. Estos factores se describen en el Capítulo III, haciendo notar que algunos de estos criterios que pueden influir decisivamente por una alternativa determinada, podrían no haber tenido ninguna significación si se hubiera tenido con anterioridad un planeamiento de desarrollo adecuado.

Luego de haber conocido estos factores especiales, se entra a la evaluación económica de alternativas. Se explican los métodos principales de análisis y se describen algunos ejemplos ilustrativos

que le dan claridad al método empleado. Conviene señalar que en este Capítulo se trata fundamentalmente de establecer una metodología para asignar prelación, explicando y exponiendo los puntos de vista más conocidos sobre la materia, pero sin pretender que las cantidades que ahí aparecen fueran del todo reales.

En el Capítulo que trata de los aspectos financieros de una empresa, se explica en primer término la función de las empresas eléctricas como prestatarias de un servicio de necesidad pública. Así mismo, se explican algunos criterios empleados para la elaboración de tarifas eléctricas y la importancia que tienen éstas en la situación financiera de las empresas. Para las empresas nacionales, debe partirse del principio de que éstas deben de ser autofinanciables a efecto de evitar distraer recursos de capital que podrían emplearse en otras actividades que no recuperan directamente el capital invertido, pero que sí son necesarias para el desarrollo del país. Un ejemplo ilustrativo muestra la metodología de análisis seguida para determinar la situación financiera de una pequeña empresa eléctrica. Finalmente, se trata de cuantificar las grandes necesidades de financiamiento a través de un caso ilustrativo que nos permita visualizar y prever éstas para el futuro; la metodología empleada se muestra en un ejemplo muy significativo que tiene como finalidad determinar las necesidades de financiamiento externo para Centroamérica en un período de diez años.

Los criterios que se exponen en este trabajo, se aplican al servicio eléctrico en particular, pero debido a la similitud del servicio, algunos de estos criterios podrían aplicarse a los servicios de agua potable y telecomunicaciones en un mayor grado y a otras ramas de la ingeniería en un menor grado.

Creo sinceramente que el tema que me ha tocado elaborar será de algún beneficio para la ingeniería nacional, y espero que en algo pueda contribuir al desarrollo económico de Guatemala ya que al final de cuentas, esa fué la principal motivación de este trabajo.

CAPITULO I

GENERALIDADES

1. FORMAS DE ENERGIA:

La cantidad de energía que existe en la Tierra es perfectamente finita, ésta no puede crearse ni destruirse sino únicamente puede ser transformada de una forma a otra. Las plantas generadoras de potencia existen con el propósito de convertir la energía que se encuentra bajo una forma pasiva o inutilizable en energía útil.

Existen diversas formas en que se pueden clasificar las fuentes de energía. La manera más corriente de clasificarlas es en formas primarias y secundarias.

Las formas primarias son:

El carbón, el lignito, el petróleo crudo, el gas natural y la energía hidráulica.

Las formas secundarias son:

La electricidad, el gas manufacturado, el coque, las briquetas de carbón o de lignito, los productos refinados, tales como el kerosene, el fuel-oil y el gas de refinería; es decir, todos los productos combustibles secundarios derivados de combustibles fósiles, de energía hidráulica o de energía nuclear. Además de estos combustibles clásicos, deben mencionarse también las fuentes no clásicas, tales como la energía eólica, la energía solar, la energía de las mareas y la energía geotérmica.

La madera fué el principal combustible del mundo; sin embargo, la invención del motor de combustión interna marcó el comienzo de un proceso, todavía en curso, que requiere el uso intensivo de los derivados del petróleo y del gas natural.

Hay sectores especiales donde cada uno de los combustibles puede ser empleado con mayor ventaja sobre los otros. El carbón co-

mo fuente de energía, ha mantenido su puesto para la generación de electricidad por medio de turbinas de vapor. A menos que un país tenga una gran deficiencia de reservas de carbón, éste seguirá ocupando un lugar importante como combustible primario.

Respecto a los combustibles líquidos, es evidente su predominio en el campo del transporte aéreo, marítimo, ferroviario y de carretera.

La electricidad como fuente de energía no tiene rival en los establecimientos industriales debido a su flexibilidad en el control de motores. La introducción de la automatización y de la electrónica presupone el consumo de grandes cantidades de electricidad. Las fuentes más importantes de generación de electricidad son actualmente el carbón, el petróleo, la energía hidráulica y la energía atómica. En mucho menor escala se genera electricidad mediante la energía de las mareas, energía geotérmica, energía eólica y energía solar.

Muchas de estas fuentes de energía se agotan, tal es el caso del carbón y el petróleo, lo que no ocurre con la energía hidroeléctrica que es normalmente inagotable debido al mismo ciclo del agua.

Al tratar de cuantificar los totales de las diversas formas de energía, éstos tienen que expresarse en una unidad común de medida basada en la capacidad de generar calor o trabajo. Estas unidades son generalmente: calorías, B. T. U., KWH, toneladas de carbón.

Las posibilidades de sustitución de las diversas formas de energía son muy altas; hay diferentes formas de energía que pueden sustituirse en consumos como los siguientes:

- a) Consumo doméstico (calefacción, cocción, alumbrado): carbón, - coke, fuel-oil, kerosene, gas, leña, electricidad.
- b) Calor industrial: coke, fuel-oil, leña, gas natural, electricidad.
- c) Transporte ferroviario: diesel, vapor (carbón, fuel-oil, leña), electricidad.

d) Generación térmica de electricidad: gas natural, fuel-oil, diesel-oil, carbón, vegetales (leña, bagazo) .

Como se puede notar, la electricidad puede sustituir a otras fuentes de energía, y de ahí la gran importancia que tiene dentro del sector energía.

2. EL SECTOR ENERGIA Y SU INTERDEPENDENCIA CON EL DESARROLLO ECONOMICO:

El progreso material de la civilización se ha basado en el empleo creciente de la energía contenida en la naturaleza para complementar la fuerza muscular de los hombres y animales. La invención de la máquina de vapor dió gran impulso a la revolución industrial del siglo XIX, provocándose por esta razón un aumento acelerado del consumo de energía. A partir de ese momento, el uso de la energía se incrementa en los hogares para proporcionar luz, calor y energía, aumentando las comodidades y aliviando el trabajo pesado.

El grado de dependencia que tiene el desarrollo económico del sector energía es tal, que puede afirmarse que la escasez de energía es uno de los obstáculos que más seriamente limita el proceso económico, y un bajo nivel de consumo es expresión clara del subdesarrollo. O dicho de otro modo, un país con alto consumo de energía per cápita tiene un alto nivel de vida. Se puede hallar una relación histórica entre el crecimiento del ingreso per cápita y el consumo de energía, lo cual se explica fácilmente, ya que a medida que el ingreso aumenta, la población tiende a buscar el mayor número de comodidades después de satisfacer sus necesidades básicas. El aumento del ingreso per cápita trae también consigo un aumento en la actividad industrial, la que constituye en la actualidad uno de los -- más fuertes consumidores de energía.

Lo que interesa destacar es que el abastecimiento de energía en condiciones adecuadas de precios y regularidad de servicios, puede llegar a ser un factor decisivo en el proceso de desarrollo de un país, sobre todo si se tiende a la industrialización, en donde el suministro de energía toma importancia primordial. La escasez de energía podría pues, provocar un atraso al proceso de industrializa-

ción o bien que estas unidades productivas sean localizadas en otros países donde se tengan precios adecuados y un servicio regular.

En el sector energía, generalmente se requieren cuantiosas inversiones y un largo período de maduración de los nuevos proyectos, los cuales hay que planear cuidadosamente de tal manera que no resulte un desperdicio o sub-utilización de los recursos naturales de un país, tomando en cuenta que éstos son patrimonio de las generaciones futuras que podrían verse afectadas por las decisiones que se hagan en el presente.

Las inversiones destinadas a la producción, transporte y suministro de energía, están englobadas en la economía dentro de lo que se denomina CAPITAL SOCIAL BASICO, que abarca una gran variedad de elementos dedicados a la producción de servicios básicos, que son indispensables a todas las actividades económicas de cierto tamaño y complejidad.

Dentro de estas actividades podemos nombrar, además, los sistemas de transporte y comunicaciones, las redes de agua y alcantarillado, el sistema escolar y, en suma, todas las inversiones de infraestructura que sirven para atender necesidades básicas colectivas. La unidad productora depende a tal punto de la prestación de estos servicios, que llegan a ser condiciones previas para poder hacer la inversión.

Estas son las inversiones que amplían o transforman la vida económica de un país, abren nuevas regiones, hacen accesibles riquezas no explotadas o que vienen a superar puntos de estrangulamiento provocados por una demanda insatisfecha.

Se tiene el convencimiento que el desarrollo económico en los países poco desarrollados no se debe dejar abandonado al juego espontáneo de las fuerzas de la economía, sino que debe ser orientado de un modo específico a obtener un grado mayor de bienestar humano. Esta es la razón por la que un proyecto destinado al sector energía deberá enmarcarse dentro del conjunto de la economía, analizando sus repercusiones e interrelaciones con el resto del conjunto económico.

La energía y su desarrollo son un problema estructural, sus inversiones son cuantiosas, lentas y de relativa pequeña flexibilidad, de donde se deriva la necesidad de establecer una política de energía. La interdependencia creciente entre las diversas fuentes de energía hacen más urgente la conveniencia de entregar a una autoridad única la responsabilidad de formular dicha política, y no es conveniente que distintos organismos, sin relación entre ellos, traten las cuestiones relativas a los diversos recursos de energía.

El objetivo fundamental de toda política de energía de un país, es que el suministro de fuentes comerciales importantes de energía a los habitantes y la utilización más barata de estos suministros energéticos, sean en todo caso compatibles con los intereses nacionales.

En circunstancias en que nuestro país está preocupado por la salida de divisas al exterior, nos debe preocupar dentro de este campo, la importancia que tiene en la economía nacional el uso cada vez mayor de los combustibles importados. La importación de combustible puede ser limitada a la satisfacción de las demandas de los sectores más importantes de la economía nacional y el suministro de los tipos indispensables de combustible a las industrias manufactureras especiales.

Los objetivos de una política en materia de energía consistirían en asegurar el cumplimiento de las metas propuestas en cuanto a la producción y en obtener el financiamiento necesario, para que se pueda disponer de energía en las cantidades y formas requeridas por el desarrollo económico. También se infiere que el desarrollo del sector energía debe efectuarse en íntimo, permanente y dinámico contacto con los demás sectores de la economía. La necesidad de aplicar una política orgánica que permita el desarrollo de las diversas fuentes conforme a una serie de principios ordenados y mutuamente dependientes, es tanto mayor cuanto su ausencia agrava el inadecuado aprovechamiento de los recursos, que se traduce en bajo rendimiento y desperdicios de éstos en un grado superior al que sería admisible.

Enfrentar los problemas de la energía en forma inorgánica, sin vinculación estrecha con el desenvolvimiento de la economía, es le-

sionar sus intereses y comprometer su éxito. Importantes fases de un programa de desarrollo no podrán llevarse a cabo por falta de energía, sea que ésta se use en la actividad considerada, o como elemento de unión de diversos factores necesarios para el éxito de la empresa; la atención esmerada de los aspectos que promueven el máximo y más racional aprovechamiento de la energía, permitirá efectuar sustanciales economías de recursos físicos y financieros.

La necesidad de establecer para la energía una política orgánica que permita el desarrollo de las diversas fuentes conforme a cierto conjunto de principios concatenados y mutuamente dependientes, responde a las siguientes razones de orden general:

- a) La energía es elemento previo y fundamental para el desarrollo de las actividades productivas de un país y la elevación de los niveles de vida de sus habitantes.
- b) La posibilidad de sustitución que brindan las distintas formas de energía, obliga a enfoques integrales para llegar a soluciones que permitan el mejor aprovechamiento de los recursos naturales y financieros.
- c) La ausencia de una política nacional para el desarrollo global de las fuentes de energía, se resuelve en el uso ineficiente de los recursos y se traduce en pérdidas, bajos rendimientos y malbaratamiento de los recursos más allá de lo que sería normal en los países poco desarrollados.

3. DEFINICION DE TERMINOS

En los puntos anteriores se ha tratado de hacer destacar la importancia del sector energía como un conjunto, sin hacer ninguna separación entre las diversas formas de energía. Ahora bien, el tema de este trabajo se refiere a la energía eléctrica en particular y el desarrollo o comprensión del mismo hace necesario definir algunos términos que le son propios.

Potencia Eléctrica:

La potencia se mide en kilovatios (KW), en caballos de potencia (HP), o en unidades equivalentes, y representa la capacidad para --

producir trabajo. Se define como la energía eléctrica generada, transferida o usada en la unidad de tiempo.

Un megavatio (MW) es igual a 1 000 KW.

Energía Eléctrica:

La energía se mide en kilovatios-hora (KWH), en HP-hora, o en unidades similares, y representa el trabajo efectivamente realizado. Lo que se insume en la producción es el trabajo útil realizado, es decir, la energía expresada generalmente en KWH.

Para cantidades mayores se usa el megavatio-hora (MWH), que es igual a 1 000 KWH, y el gigavatio-hora (GWH), que es igual a 1 000 000 KWH.

Factor de Carga:

El factor de carga puede ser diario, mensual, estacional, o anual. Se expresa como la relación entre la potencia hipotética media diaria, mensual, estacional, o anual, y la potencia máxima requerida (demanda máxima) durante el período especificado. Es usualmente expresado en por ciento.

El factor de carga tiene una gran importancia técnica y económica, porque refleja la medida en que se aprovecha la instalación. Esto quiere decir que, a una misma potencia instalada, mientras más alto sea el factor de carga, mayor provecho se obtendrá de la misma instalación en términos de energía total producida.

La demanda de tipo industrial da lugar a factores de carga más elevados, ya que la carga se suele mantener durante un mayor número de horas al día. La demanda de tipo doméstico, en cambio, tiende a producir factores de carga bajos, porque se concreta a pocas horas al día. La demanda para alumbrado público produce factores de carga iguales al 50% si se usa durante 12 horas al día.

Se puede hablar del factor de carga para el conjunto del sistema o por sectores de consumidores, siendo el factor de carga medio el promedio ponderado de los factores de carga parciales.

Es importante hacer notar que el factor de carga puede influir en las tarifas eléctricas, sobre todo cuando sea conveniente estimular el consumo a horas en que la demanda es baja, a fin de aprovechar la instalación a esas horas.

$$FC = \frac{\text{Demanda Media}}{\text{Demanda Máxima}}$$

$$\text{Demanda Media} = \frac{\text{Generación (anual, estacional, mensual, o diaria)}}{\text{No. horas (año, estación, mes, o del día)}}$$

Para aclarar cómo se calcula el factor de carga, se expondrá a continuación un ejemplo:

En el año 1965 la producción de energía para la zona central de la República de Guatemala ascendió a 361 005 miles de KWH. La demanda máxima registrada durante el año fué de 75 900 KW. El factor de carga anual (año 1965), será:

$$FC = \frac{361\ 005\ 000}{8\ 760 \times 75\ 900} = 54.2 \%$$

$$\text{Número de horas al año} = 8\ 769$$

Carga:

Potencia eléctrica demandada en cualquier instante por una instalación eléctrica o un elemento específico de ella.

Sobre Carga:

Carga superior a la potencia nominal de una instalación o equipo.

Curva de Carga:

La demanda de potencia en un sistema eléctrico no se mantiene

constante, sino que varía según la hora del día. Si plotamos en las ordenadas la demanda de potencia (KW) y en las abscisas el tiempo correspondiente a las 24 horas del día, obtendremos una curva de carga diaria. El área encerrada dentro de la curva nos dará la generación en KWH para el día considerado. Sus variaciones más importantes son las curvas de carga mensuales y anuales, cada una de las cuales es el promedio de las curvas de carga diarias en el período correspondiente al anteriormente mencionado.

Para planeamiento del trabajo futuro de las plantas en un sistema, las curvas de carga generalmente se plotan con ordenadas expresadas como un porcentaje de la demanda máxima. (Ver figura 1-1).

Curva de Duración de Carga:

Se obtiene a partir de los mismos datos necesarios para la elaboración de la curva de carga. La curva de duración de carga muestra para un período determinado, el número total de horas en que cada cantidad de carga es llevada por el sistema. (Ver figura 1-1).

Demanda en un Sistema:

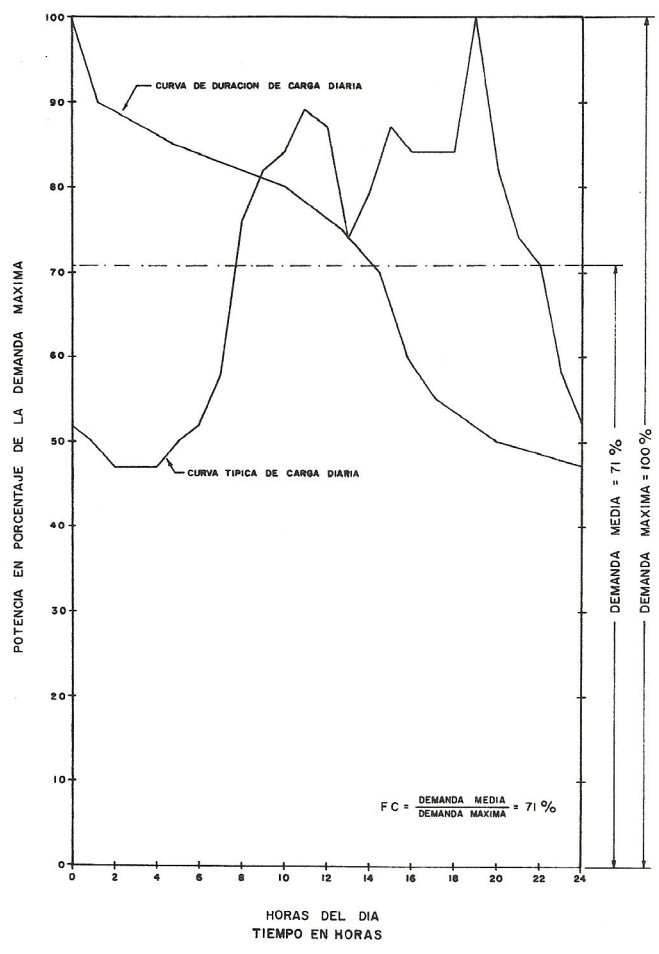
La demanda de un sistema en términos de potencia se define como la carga solicitada de la fuente de abastecimiento del sistema en los puntos terminales del mismo, promediada durante un período de tiempo adecuado que se especifica. El intervalo de tiempo fluctúa por lo general entre 15 ó 20 minutos y 1 hora. Al indicar que se trata de los puntos terminales del sistema, se quiere expresar que deben sumarse las pérdidas de transmisión y distribución, si se quiere determinar la producción requerida para satisfacer dicha demanda. La demanda se expresa en kilovatios (KW) kilovoltios-amperios (KVA), ú otras unidades adecuadas.

Demanda máxima de Potencia o de Punta de Carga:

Para un sistema determinado, la demanda máxima es la mayor de todas las demandas que pueden ocurrir durante un período de tiempo dado (días, mes, año), dentro de un determinado intervalo (usualmente 15 minutos, media hora. o una hora).

CURVAS TÍPICAS DE CARGA Y
DE DURACION DE CARGA DIARIAS

FIG. I-1



Factor de Demanda:

Es igual a la relación existente entre la demanda máxima y la carga conectada. Es una medida del uso simultáneo que se ha hecho del equipo disponible.

Factor de Utilización de Planta:

Expresa la relación existente entre la demanda máxima en planta y la capacidad nominal de la misma. Es una indicación del máximo uso hecho del equipo disponible.

Factor de Capacidad o de Planta:

El grado de utilización de la capacidad disponible es medido por el factor de capacidad. Este factor se define como la relación entre los KWH realmente producidos y la producción máxima posible en el mismo espacio de tiempo.

Factor de Diversidad:

Razón entre la suma de las demandas máximas individuales de dos o más cargas y la demanda máxima combinada para el mismo período. Es la medida de la diversidad existente en el uso del equipo, lo cual resulta cuando las demandas máximas se producen a diferentes horas.

Factor de Potencia:

En los sistemas de corriente alterna, se distingue entre la potencia nominal, expresada en kilovoltios-amperios (KVA), y la potencia efectiva, usualmente expresada en kilovatios (KW), que es la única que resulta aprovechable en la producción de trabajo mecánico. La potencia efectiva es igual al producto de la potencia nominal multiplicado por el llamado factor de potencia, cuyo valor máximo es igual a la unidad. A medida que el factor tienda a la unidad, mayor será el porcentaje aprovechado de la potencia nominal.

El factor de potencia puede tener una incidencia económica muy importante sobre un sistema eléctrico, ya que puede crear la nece-

sidad de disponer de una capacidad de generación y distribución adicional, sin que la empresa reciba ningún pago por esta parte de la energía generada. Esto trae como consecuencia un aumento lógico en los costos, aumento en las pérdidas, y una difícil regulación de voltaje en el sistema.

Las tarifas eléctricas se estudian en tal forma que exijan a los usuarios proveerse de los elementos necesarios para mejorar el factor de potencia en los circuitos eléctricos.

Energía de Intercambio (KWH):

Energía entregada por un sistema eléctrico o recibida de él con fines económicos o por razones de servicio.

Interconexión de Sistemas:

Conexión entre dos o más sistemas eléctricos que permite la transferencia de energía eléctrica en cualquier sentido.

Tensión o Voltaje de un Circuito (V ó KV):

En un sistema eléctrico, la tensión o voltaje de un circuito es la diferencia de potencial eléctrico del valor efectivo o eficaz, medido en voltios.

Potencia de Reserva o Margen de Capacidad:

Es la diferencia entre la potencia máxima neta en el sistema y la demanda máxima del sistema (carga de punta). Es el margen de capacidad disponible para las previsiones de mantenimiento programado de las plantas, paralizaciones de emergencia, necesidades de la operación del sistema y cargas imprevistas. En el plano nacional es la diferencia máxima neta agregada de los varios sistemas de la nación y la suma de las cargas máximas (puntas) del sistema. La capacidad de reserva de un sistema debe ser igual a la unidad térmica mayor o por lo menos igual al 10 por ciento de la demanda máxima anual. Generalmente, esta reserva requiere grandes inversiones, lo que en un país de escasos recursos representa tener inmobilizado un capital durante mucho tiempo sin que esté produciendo. Se

podría justificar por la incertidumbre del mercado de energía eléctrica, que muchas veces presenta crecimientos mucho mayores que los estimados. De acuerdo a lo anterior, el sistema más grande de la República (sistema central), requerirá actualmente una capacidad de reserva de 12 500 KW, lo que significa una inversión del orden de Q. 1 700 000.

CAPITULO II

PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

El conocimiento de los recursos energéticos del país es fundamental para establecer la posibilidad de producciones futuras. En Guatemala, los recursos naturales para la producción de energía eléctrica apenas han sido explotados y debido a esta razón se tienen muchas alternativas de inversión, pero a medida que se vayan agotando los proyectos obviamente factibles, será más difícil la decisión por una determinada planta o central. La evaluación de los recursos naturales se hace indispensable, de tal manera de lograr el máximo aprovechamiento de ellos para el futuro.

Las centrales destinadas a la generación de energía eléctrica se pueden agrupar en dos grandes tipos, dependiendo de los recursos naturales usados para su transformación en energía eléctrica. Las llamadas centrales hidroeléctricas son aquellas que utilizan la energía potencial o dinámica de un cauce de agua para mover las turbinas, las que a su vez están conectadas a los generadores eléctricos. Por otra parte, están las centrales termoeléctricas que transforman en electricidad la energía contenida en los combustibles que usan.

1. CENTRALES HIDROELECTRICAS:

La energía que se aprovecha en un proyecto hidroeléctrico está en relación directa al caudal de agua disponible y a la diferencia de niveles entre los cuales este caudal es aprovechado (altura de caída). Mientras mayor sea la altura de caída, mayor es la cantidad de energía eléctrica generada para un volumen dado de agua.

El caudal dependerá de la hidrología de la cuenca o cuencas adyacentes donde se localiza el proyecto. La altura de caída depende de las condiciones topográficas y geológicas del terreno y muchas veces de las limitaciones técnicas y económicas del mismo. El aprovechamiento del potencial hidroeléctrico de un país representa una necesidad ineludible en la buena administración de sus riquezas energéticas, ya que éste es un recurso renovable capaz de proveer grandes cantidades de energía sin gastos corrientes para la adquisición de combustibles. Por otra parte, el desarrollo de recursos hidroeléctricos ofrece la posibilidad de aprovechamiento múltiple del

agua y sus consiguientes beneficios económicos.

Actualmente, el interés de aprovechar un recurso hidráulico con el único fin de su explotación energética se ha desplazado hacia el desarrollo integral de toda la cuenca hidrográfica, aprovechándola en un conjunto de funciones diversas. Se considera, pues, que un sistema o cuenca hidrográfica es como una unidad orgánica y se plantea su desarrollo armonioso e integral para satisfacer una serie de objetivos complementarios, tales como la generación de energía hidráulica, la irrigación, el control de inundaciones, la desecación de pantanos, el control sanitario, la pesca, la provisión de agua potable o industrial, etc.

La planificación para la utilización racional de los recursos de una cuenca hidráulica requiere cuidadosos estudios previos acerca de su potencialidad y características, con el objeto de llegar a la óptima y más eficiente combinación de propósitos para el desarrollo integral de la misma. Es de conocimiento general que con este objeto deben estudiarse factores físicos, técnicos, económicos y financieros. Entre los factores físicos están: la topografía, accesibilidad, régimen de caudales, filtraciones, etc. El estudio de los factores económicos comprende: número de centrales, ubicación, propósitos, características técnicas y estructurales (capacidad, altura, materiales, etc.) de diques y represas. Como factores económicos están: la economía agrícola e industrial de la región. Y como factores financieros: inversiones necesarias y su distribución entre las funciones a cumplirse si es un proyecto de múltiples propósitos, participación gubernamental y privada, origen de los fondos, impuestos, costos unitarios de los servicios producidos.

La evaluación de los potenciales hidroeléctricos de un país que no posea la suficiente cantidad de combustibles tiene importancia primordial. La ausencia de datos hidrológicos ha dificultado la evaluación económica de un proyecto de este tipo, debido a que para emprender el estudio de una cuenca o región, es necesario disponer de una cantidad de datos sobre caudales y de datos hidrológicos confiables a través de varios años o períodos.

La Compañía Consultora Acres International Limited, estimó en 1962 el potencial hidroeléctrico de Guatemala en aproximadamente 4 millones de kilovatios, tomando para su estudio 32 ríos y deter

minando para cada uno sus capacidades de potencial y eliminando los que evidentemente eran poco apropiados para la producción económica de energía. Para el año 1975, se ha estimado una demanda de potencia de 1.7 millones de kilovatios para Centroamérica y Panamá. Una comparación de los datos anteriores nos da idea de la magnitud del potencial hidroeléctrico de Guatemala.

El estudio técnico de una central hidroeléctrica encierra en esencia los siguientes aspectos:

- a) Investigación de los recursos hidráulicos y de sus posibilidades de utilización de acuerdo con las condiciones geológicas, topográficas y meteorológicas de la región y del cauce. Deberá disponerse información estadística de los caudales escurridos que abarquen un largo período (20 años o más), o que alcanzando solo de unos 12 a 15 años, puedan extenderse por medio de una correlación adecuada entre los registros que se tienen de los caudales y de las precipitaciones pluviales, que por lo general abarcan períodos mayores.
- b) Decisión acerca del tipo de central que va a construirse y planeamiento de las obras de ingeniería civil, de acuerdo a los elementos económicos y técnicos que inciden sobre el problema.
- c) Planeamiento de obras de ingeniería eléctrica en sus etapas de producción, transmisión y distribución final de acuerdo a la demanda de electricidad prevista.
- d) Tomar en cuenta el desarrollo integral de la cuenca, no solamente en lo referente a producción de energía eléctrica, abarcando además otros propósitos que podrían derivarse del proyecto, a fin de evitar posteriormente una sub-utilización de los recursos naturales con que cuenta el país.

1.1. Tipos de Centrales:

En general, las centrales hidroeléctricas pueden clasificarse de la siguiente manera:

1.1.1 Central de Pasada:

El agua para mover las turbinas se utiliza sin acumulación previa en cantidades importantes. Se incluyen dentro de esta definición a aquellas centrales que tienen hasta un día de regulación. En las centrales de regulación diaria, el agua se acumula durante el día a fin de atender la carga de punta que se presenta en las horas de máxima demanda diaria, trabajándose con caudales menores cuando la demanda es menor. En general, no poseen obras especiales para el almacenamiento de agua y se dice que se está desperdiciando energía cuando solo una parte del agua que lleva el río es utilizada para cubrir la energía demandada.

1.1.2 Central de Embalse:

Mediante obras especiales, el agua se acumula en cantidades -- mucho más apreciables, permitiéndose la acumulación de una estación del año a la otra y hasta en ciclos de años abundantes a otros años de escasez. En las plantas de regulación estacional, el agua se acumula durante la estación lluviosa a fin de atender la demanda en la estación seca. Los proyectos mixtos que incluyen riego o navegación son generalmente de este tipo. El agua es normalmente retenida por una presa y la cantidad que pueda acumularse dependerá de la topografía del terreno, la altura de la presa, las filtraciones y la evaporación de lugar. Su capacidad puede verse disminuída por la sedimentación del material de arrastre del río al reducir éste su velocidad en el lugar de embalse. En las centrales de este tipo que aprovechan el caudal de un río con mucho material de arrastre, es necesario efectuar cada año una limpieza de este material. Este fenómeno implica disponer de una cierta cantidad de dinero que hace subir los gastos anuales de mantenimiento. Dentro de la clasificación de centrales de embalse podría incluirse aquellos aprovechamientos de tipo "alpino" que se caracterizan por un almacenamiento natural de gran capacidad y su elevada altura sobre el nivel del mar. En este tipo de aprovechamiento no se construyen grandes presas, debido a que se usa un lago como almacenamiento natural con una fuerte caída en las cercanías del lugar. En Guatemala los principales proyectos hidroeléctricos en estudio y construcción son de este tipo, tal es el caso de la Hidroeléctrica Jurún-Marinalá de 60 000 kilovatios, y Atilán de 492 000 kilovatios que usan como almacena-

miento natural, a los lagos de Amatitlán y Atitlán respectivamente. Esta es una de las principales razones por las cuales los proyectos hidroeléctricos a corto plazo en Guatemala son comparativamente de bajo costo por KW instalado, además de que por su misma localización cerca de los principales centros de consumo, se reducen considerablemente las inversiones correspondientes a las líneas de transmisión.

1.2 Costos de las Plantas Hidroeléctricas:

Existe el concepto de que toda el agua, con la altura que dispone sobre el nivel del mar, es susceptible de producir electricidad. - El concepto anterior puede parecer muy impreciso si no se establece una limitación de costos, ya que dentro de la técnica toda construcción es posible; en cambio, considerando el aspecto puramente económico, este tipo de obras sólo podrán ser construídas cuando no sobrepasen un límite superior más allá del cual sería más económica la instalación de plantas térmicas.

Los recursos hidroeléctricos se localizan muchas veces en lugares alejados de los centros principales de consumo, esto implica la construcción de líneas de transmisión de alto voltaje, las cuales son necesarias para transportar energía, ésto trae consigo un aumento en los costos, lo que redundará en el precio de KWH colocado en los centros de consumo. Para poder desarrollar un proyecto hidroeléctrico, se requiere construir la llamada obra civil, cuyo costo se eleva dependiendo principalmente de la topografía y geología del terreno. La construcción de la presa cuya función es almacenar agua, constituye uno de los renglones más fuertes dentro de estos costos. El costo de la presa se incrementa al aumentar su altura con el fin de almacenar más agua.

A continuación se presentan los costos de algunas plantashidroeléctricas en Guatemala actualmente en operación o en proyecto:

<u>Nombre de la Planta</u>	<u>Capacidad Instalada</u>	<u>Valor de Costo</u>	
	<u>(KW)</u>	<u>Miles de Q.-</u>	<u>Q./KW</u>

En Operación:

1. Santa María	4 000	1 200	300
2. Italia	370	44	119
3. Río Hondo	2 400	594	248
4. Santa Rosalía	150	39	260
5. Los Esclavos	13 000	6 500	500

En Construcción y en Proyecto:

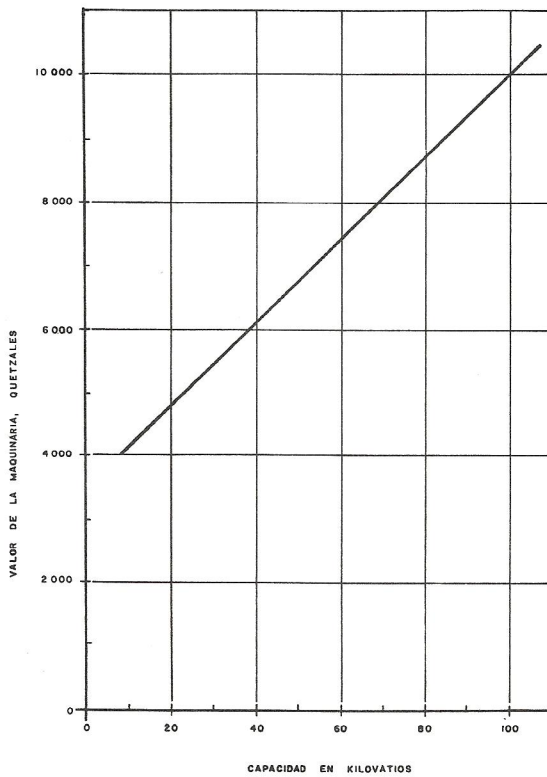
1. El Porvenir	2 200	850	386
2. Jurún-Marinalá	60 000	16 284	271
3. Atitlán	492 000	90 000	183

La construcción de un proyecto hidroeléctrico puede llevar varios años debido a la magnitud de la obra civil y a que el equipo eléctrico mecánico debe de ser construido de acuerdo a las características de cada proyecto. Este período de construcción repercute en el valor de la obra, ya que este proceso significa hacer inversiones que no están de momento produciendo ningún ingreso. Esta es la razón por la cual los intereses durante la construcción (intereses intercalares) pueden llegar a ser de una magnitud considerable afectando al costo de la obra. Como ejemplo podemos citar el caso del Proyecto Jurún-Marinalá cuya construcción abarca un período de tres años durante el cual se acumulan intereses que llegan a la cantidad de Q. 830 000 los cuales tienen que ser incluidos dentro del costo total de la obra.

Las consideraciones anteriores nos indican que el costo de un proyecto hidroeléctrico es bastante variable debido más que todo a su localización y al volumen de la obra civil que requiere su aprovechamiento.

La gráfica II-1 da una idea del valor de la maquinaria para plantas hidroeléctricas pequeñas. No se ha incluido el costo de la obra civil puesto que éste dependerá de cada proyecto en particular.

COSTOS DE MAQUINARIA PARA
PLANTAS HIDROELECTRICAS DE PEQUEÑA CAPACIDAD



Fuente: INTERNATIONAL DEVELOPMENT CORPORATION
WASHINGTON, U. S. A.

2. LAS CENTRALES TERMICAS:

En este tipo de plantas, la energía contenida en los combustibles se transforma en energía eléctrica mediante un proceso que depende del tipo de planta empleado. Las centrales térmicas más adecuadas para su uso en los países en vías de desarrollo pueden dividirse en tres grandes grupos:

- Grupos de diesel, para potencias hasta 5 MW.
- Grupos de gas, para potencias de 5 MW hasta 20MW.
- Grupos de vapor, prácticamente no hay limitación de la potencia.

Para requerimientos mayores de potencia, habría que considerar las plantas térmicas accionadas con energía atómica.

2.1 Los Grupos Diesel:

El motor diesel es un motor de combustión interna en el cual el combustible, inyectado en un cilindro por medio de una bomba, se enciende solo con el contacto del aire cuya temperatura se ha llevado por compresión a un valor superior al punto de inflamación del combustible.

2.1.1 Tipos Principales:

Según su potencia y su velocidad de rotación, los Diesels pueden clasificarse en tres categorías principales:

- a) Motores de 1 a 1.5 MW, rápidos (720 a 1 200 r.p.m.). Esta categoría representa esencialmente las plantas eléctricas de emergencia.
- b) Motores de 1 ó 1,5 a 6 MW de velocidad moderada (400 a 500 r.p.m.) Esta categoría representa los Diesels utilizados normalmente para centrales eléctricas de los países en vías de desarrollo. Cuando se construye este tipo de centrales debe preverse la instalación de por lo menos tres motores; cada uno de ellos deberá tener una po

tencia igual a la mitad de la potencia máxima que podrá demandar el sistema servido por la central. Esto permite asegurar la generación con dos motores y disponer de un tercero en reserva y/o para mantenimiento.

c) Grandes motores de 5 ó 6 a 20 MW, con velocidad lenta (110 a 250 r. p. m.) y ciclo de dos tiempos. Raras veces son utilizados para la generación de energía eléctrica en los países en vías de desarrollo debido a que generalmente resultan antieconómicos, además que por su peso y gran tamaño, plantean a menudo problemas difíciles de transporte o instalación. Son utilizados sobre todo en el transporte marítimo.

Las centrales diesel se usan solo en casos calificados de localización y generalmente para atender consumos específicos, tal el caso de minas aisladas o pequeños pueblos alejados de las líneas de transmisión, donde el transporte de energía constituye un problema fundamental y no existen posibilidades de generación hidroeléctrica. En Guatemala, los pueblos aislados demandan potencias muy inferiores a los 1 000 KW, utilizándose casi la totalidad de la energía para alumbrado de calles y viviendas; en este caso la instalación de una pequeña planta diesel puede ser la solución más económica hasta que se tenga una demanda suficiente para justificar su conexión a una red mayor. Deberá considerarse la instalación de dos o más plantas diesel pequeñas, en vez de una unidad mayor a fin de permitir mayor seguridad y el paro de una de las máquinas para efectuar reparaciones y mantenimiento rutinario. En estos casos se utilizan plantas con velocidades hasta de 1 800 r. p. m.

La energía diesel tiene especial importancia en un sistema pequeño donde solo se tenga energía hidráulica, tal el caso del sistema Río Hondo del INDE, donde las unidades diesel podrían usarse para cubrir el pico del sistema y para afirmar la capacidad hidroeléctrica durante los períodos de caudal bajo.

2.1.2 Costos de Plantas Diesel:

Cuando se hace un estudio para la instalación de una planta diesel en una localidad determinada, es preferible solicitar precios a las casas fabricantes o a sus representantes comerciales, debido a la fuerte variación que sufren éstos en el mercado. La gráfica II-2 ha sido planteada en base a algunos precios proporcionados por los representantes comerciales en Guatemala.

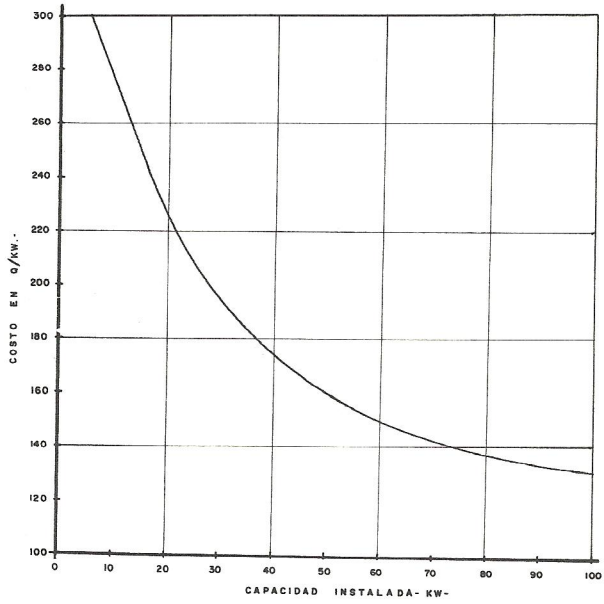
2.1.3 Ventajas e Inconvenientes:

Las ventajas de la utilización de plantas diesel para la generación de energía eléctrica en los países en curso de desarrollo, son principalmente los siguientes:

- a) Fraccionamiento de la generación entre unidades cuyos pesos y dimensiones sean compatibles con las posibilidades de transporte desde las fábricas del constructor, así como las posibilidades locales de instalación.
- b) Sencillez y rapidez de las operaciones de montaje en el sitio.
- c) Posibilidades de adaptación fácil y progresiva de la potencia de la central a las necesidades de la red que debe alimentarse.
- d) El aumento del consumo específico es poco importante para las cargas parciales, ya que el diesel es particularmente adecuado para alimentar económicamente una red que presenta una carga muy variable.
- e) Posibilidad de utilizar una gran variedad de hidrocarburos (desde el gas natural hasta el fuel-oil pesado) mediante una serie de adaptaciones.
- f) Facilidad de operación, incluso por un personal de poca experiencia.
- g) Relativamente económicas en lugares alejados y donde no exista la posibilidad de generación hidráulica y sobre todo si se trata de cargas pequeñas.

COSTO POR KW INSTALADO PARA
PLANTAS DIESEL DE PEQUEÑA CAPACIDAD

FIG. II-2



- h) Inversión inicial pequeña.
- i) Facilidad de transporte y movilidad de un lugar a otro.
- j) Pueden instalarse en un corto período de tiempo.
- k) Pueden afirmar la capacidad hidroeléctrica de un sistema pequeño.

Los principales inconvenientes son los siguientes:

- a) El nivel elevado de ruidos, que puede requerir que se aleje la central de zonas residenciales.
- b) Pesos y dimensiones considerables cuando los motores rebasan potencias unitarias de 3 a 4 MW, lo cual puede plantear problemas de transporte e instalación.
- c) Gastos de aceite de engrase que representan del 10 al 15% de los gastos de combustible.
- d) Necesidad de agua de enfriamiento. Esto implica que para centrales con potencias de 10 MW, se requiere una ubicación en las cercanías de una corriente abundante de agua.
- e) Sujeciones de mantenimiento periódico que requieren un personal particularmente calificado (mecánicos).
- f) Uso de combustibles importados.

2.2 Los Grupos de Vapor:

Un grupo de vapor para generación de energía eléctrica consta esencialmente de un generador de vapor (caldera) que comprende una cámara de combustión, provista de un hogar o de quemadores adecuados al tipo de combustible utilizado y de una caldera propiamente dicha para calentar, transformar en vapor y sobrecalentar el agua de alimentación. Esta agua vaporizada y sobrecalentada pasa a una turbina de vapor y mediante el choque con una serie de paletas fijas

a la envoltura de la turbina, hace girar el rotor junto con el eje de la máquina al cual está directamente acoplado el generador eléctrico. El vapor que sale de la turbina entra en el condensador en donde se transforma en agua, cediendo el resto de su calor al agua de enfriamiento. El agua es luego precalentada y nuevamente recalentada - completando el ciclo.

Los grupos de vapor pueden utilizar cualquier tipo de combustible si desde su fabricación la cámara de combustión está adaptada y prevista para el combustible considerado.

2.2.1 Tipos de Combustible:

Los combustibles utilizados pueden ser clasificados de la siguiente manera;

a) Desperdicios y Residuos:

- Desperdicios o cortezas de madera
- Bagazos de caña de azúcar
- Paja y residuos vegetales diversos

La generación de vapor alimentada por leña es de especial consideración en zonas donde no hay energía hidroeléctrica disponible y donde el costo de transporte del combustible diesel importado es muy alto. Un caso típico donde un combustible de este tipo podría ser empleado en las ciudades del Departamento de El Petén.

b) Combustibles Sólidos:

Dentro de los cuales están los carbones propiamente dichos y los lignitos. Estos combustibles deben secarse antes de su combustión si están húmedos o triturarse si los pedazos son demasiado grandes.

c) Combustibles Líquidos:

Se utilizan los llamados fuel-oil ligeros en pequeñas instalaciones y los pesados en medianas y grandes instalaciones.

d) Combustibles Gaseosos:

Se puede usar ya sea gas natural o bien el gas industrial, tal e l caso del gas residual de las refinerías de petróleo.

2.2.2 Variación de los Precios de Costo:

Los precios de costo de un grupo de vapor dependen principalmente de:

- a) Potencia unitaria de la instalación
- b) Tipo de combustible utilizado
- c) Características escogidas para el vapor en la admisión de la turbina.

La figura II-3 muestra el costo estimado por KW instalado para plantas eléctricas de vapor.

2.2.3 Posibilidades de Utilización - Ventajas - Inconvenientes:

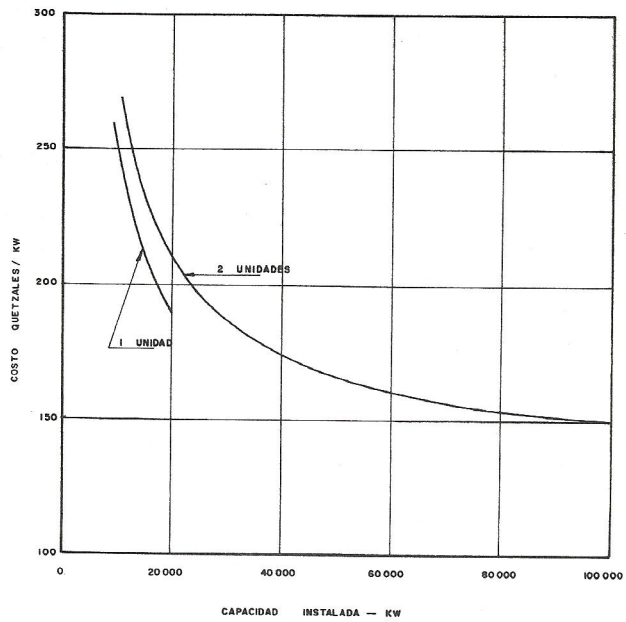
Ventajas:

- a) Pueden fabricarse para potencias unitarias elevadas. Los -- grupos más usados en los países en vías de desarrollo están en el orden de 25 y 50 MW, pero existen grupos de vapor de 125-250 MW e incluso de potencias superiores.
- b) Posibilidad de utilizar, mediante adaptaciones oportunas, cualquier tipo de combustible ya sea sólido, líquido o gaseoso -- que se disponga en el sitio o pueda importarse. También puede quemarse un solo, o varios combustibles en combinación.
- c) Gastos de operación reducidos cuando se dispone en el sitio de combustibles cuyo valor comercial es bajo o nulo.

Inconvenientes:

- a) Costo de instalación sensiblemente más elevado que con los

COSTO ESTIMADO POR KW INSTALADO
PARA PLANTAS ELECTRICAS DE VAPOR



Fuente: ESTUDIO DE ELECTRIFICACION Y RIEGO
VOLUMEN III' — ACRES INT. LTD.

grupos de gas o los motores diesel.

b) Instalaciones complejas debido al gran número de dispositivos anexos necesarios.

c) Operaciones de montaje bastante complicados que requieren un personal muy especializado.

d) Es necesario disponer de un gasto importante de agua de circulación, lo que supone una ubicación a orillas de una corriente abundante de agua.

e) Control de agua, que requiere la presencia de personal calificado para controlar y corregir la composición química del agua de circulación.

f) Necesidad de un personal relativamente numeroso y técnicamente calificado para la operación y mantenimiento de la planta.

g) Complejidad y duración relativamente importante de las operaciones de arranque después de una parada de corta o larga duración.

Posibilidades de Utilización:

En general, la generación de energía eléctrica por medio de plantas de vapor en los países en vías de desarrollo será preferentemente seleccionada en los siguientes casos:

a) Cuando se dispone localmente de combustibles cuyo valor comercial es bajo o nulo, cualquiera que sea la potencia de la instalación prevista.

b) Cuando se trata de instalaciones demasiado potentes para que puedan realizarse cómodamente con motores diesel o grupos de gas.

Si no se dispone de combustibles localmente, los mismos deben de ser importados. En tal caso, se preferirá el fuel-oil pesado en atención a las ventajas siguientes:

- Precio normalmente inferior al de los carbones importados.
- Facilidad de transporte y manipulación.
- Facilidad de utilización (número más reducido de dispositivos anexos).

2.3 Los Grupos de Gas:

Se designa así al conjunto formado por:

- Un generador de gas a presión (compresor) y a temperatura elevada.
- Una turbina de expansión de este gas.
- Un alternador accionado por la turbina.

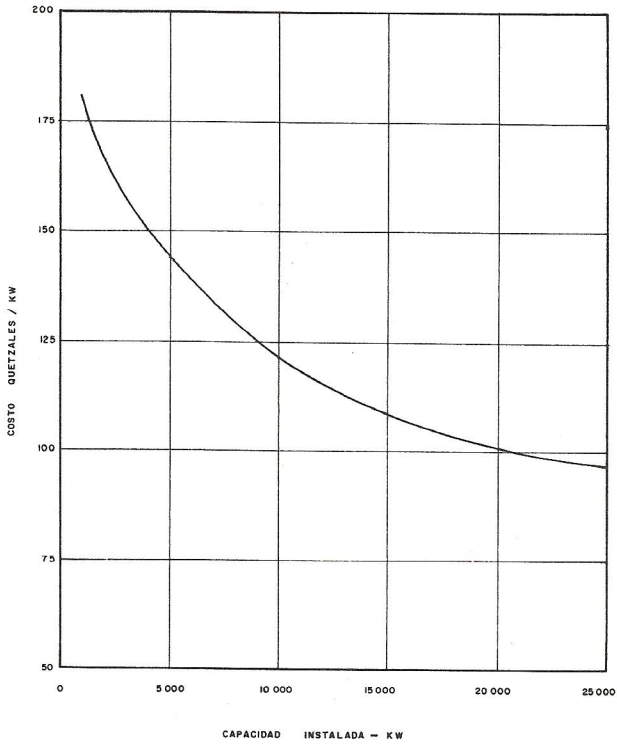
Contrariamente al grupo de vapor en el cual el fluido motor describe un ciclo cerrado (generador de vapor, turbina, condensador y regreso al generador de vapor), el gas que constituye en este caso el fluido motor del grupo de gas, describe un ciclo abierto puesto que el mismo se expulsa a la atmósfera después de su expansión en la turbina.

Ahora se están usando turbinas de gas en muchos países para proveer energía de pico barata, donde las características de arranque rápido de la turbina de gas y el costo inicial relativamente bajo son factores importantes. Sin embargo, a pesar de sus altos costos de operación, se están instalando turbinas de gas en Guatemala debido más que todo a la rapidez de instalación que requiere un crecimiento acelerado de la demanda. El transporte, montaje y puesta en operación de una turbina tipo paquete comprende un período de 10 a 12 meses, dependiendo de su localización y la disponibilidad en fábrica.

2.3.1 Variación en los precios de Costo:

La estimación de costos por KW para los distintos tamaños de plantas de turbinas de gas se muestra en la figura II-4. Estos varían

COSTO ESTIMADO POR KW INSTALADO PARA
PLANTA ELECTRICA DE TURBINA DE GAS



Fuente: ESTUDIO DE ELECTRIFICACION Y RIEGO
 VOLUMEN III ACRES INT. LTD.

desde un mínimo de Q. 92 por KW para una instalación de 25 000 KW, hasta un máximo de Q. 180 por KW para una instalación de 1 000KW.

El Plan Nacional de Electrificación elaborado por el INDE contempla la instalación y puesta en operación de una turbina de gas de 12 250 KW para el mes de abril de 1968, necesaria para cubrir la demanda de máxima potencia y permitir el mantenimiento de las otras plantas del sistema. El valor total de la instalación se ha estimado en Q. 1 630 000 q sea Q. 133 por KW aproximadamente.

La figura II-4 muestra cómo puede variar el costo por KW, dependiendo de la capacidad de la turbina de gas.

2.3.2 Posibilidades de Utilización - Ventajas - Inconvenientes:

Ventajas:

- a) Ahorro en los costos de construcción, sobre todo en las turbinas de gas tipo paquete, que además de usar cimientos relativamente sencillos, pueden ser instalados a la intemperie.
- b) Bajo costo inicial de la instalación completa.
- c) Se puede elegir el ciclo de operación de manera que no se necesite agua de enfriamiento, lo cual hace que este grupo sea un medio cómodo de generación de energía eléctrica en las regiones desprovistas de agua. En los casos donde se adopta el pre enfriamiento del aire o en ciclos compuestos con enfriamiento, los requerimientos de agua son relativamente bajos.
- d) Las exigencias del personal de operación son considerablemente menores que para una planta de vapor, y aún menos en potencias mayores que para una instalación diesel.
- e) La unidad de turbina a gas puede arrancarse rápidamente en frío y ponerse bajo carga en un período de 15 a 30 minutos, dependiendo de la potencia.
- f) Las de tipo paquete pueden ser transportadas fácilmente de un lugar a otro.

g) Cuando por los requerimientos de potencia un sistema demanda la instalación rápida de una capacidad de cierta magnitud, este tipo de plantas se presta por su facilidad de transporte, montaje e instalación.

Inconvenientes:

- a) Uso de combustibles importados.
- b) Indisponibilidad total de la instalación durante las operaciones de mantenimiento preventivo o inopinado.
- c) Disminución sensible de la potencia que puede generarse cuando la temperatura del aire ambiente aumenta (aproximadamente un 20% de disminución si se pasa de 20°C a 40°C).
- d) Limitación de la potencia unitaria a un valor de 20 MW, en general. Esto no impide que se fabriquen instalaciones con dos turbinas accionando un generador de potencia mayor de los 20 MW mencionados.
- e) Duración de la vida de las paletas de la turbina de expansión relativamente limitada, sobre todo si el combustible usado contiene óxido de vanadio.
- f) El consumo de combustible es más alto que para una máquina diesel.

2.4 Centrales Electronucleares:

Es indudable el progreso técnico alcanzado en el uso de plantas atómicas para la generación de energía eléctrica en los últimos años. Este progreso técnico se traduce en una mayor economía en el costo de KWH. Se han tenido, además, noticias no confirmadas ni evaluadas de la existencia de material radioactivo en ciertas zonas del país, lo que hace necesario tomar en cuenta las alternativas de instalación de una planta atómica en Guatemala. Las nuevas plantas en proceso de instalación se han programado sobre bases estrictamente competitivas con respecto a las que utilizan vapor, carbón o derivados del petróleo.

Los progresos en la tecnología en la utilización de la energía atómica para la generación de energía eléctrica, se traducen en el bajo costo comparativo del combustible, en una reducción de la inver-

sión de capital y a la mayor facilidad para garantizar una producción segura y a precios reducidos.

La viabilidad comercial de las plantas atómicas deberá considerarse todavía con reservas, debido a que no se ha acumulado la suficiente experiencia. Parece ser que los problemas relacionados -- con la seguridad de los trabajadores ya han sido superados, sin embargo, subsiste cierta incertidumbre en el tratamiento de los desechos radioactivos y en las posibilidades que tiene la oferta de sostener abastecimientos elevados y de bajo costo. Estos problemas no parecen insalvables a largo plazo, ya que con el impulso que ha adquirido el avance tecnológico, estos problemas quedarán resueltos en breve plazo. La instalación de una planta atómica en los próximos diez años no es posible aún en un sistema centroamericano interconectado, debido a que son instalaciones demasiado grandes que exigen demandas superiores a las que actualmente existe en los países centroamericanos. Pero debido a la necesidad de programar la oferta de energía, habrá que considerar esta situación en el próximo quinquenio, ya que el período de construcción e instalación de una central nuclear es de unos 6 años a partir del momento en que se decide su localización, hasta que pueda utilizarse a plena capacidad.

La operación de una planta atómica en la base de la curva de carga, es decir con un factor de carga elevado, permitiría mejorar el aprovechamiento del potencial hidráulico de la región, puesto que las plantas hidroeléctricas podrían diseñarse con factores de carga inferiores al que actualmente sería económico. Se facilitaría así la instalación de una capacidad mayor de los proyectos hidroeléctricos, a costos marginales reducidos por KW.

En resumen, la construcción de plantas electronucleares se justifica actualmente en otros países más adelantados debido principalmente a las siguientes razones:

a) Por las necesidades derivadas de la insuficiencia de otros recursos térmicos o hidráulicos de aprovechamiento económico (agotamiento de combustibles y reservas hidroeléctricas.)

b) Las exigencias del desarrollo industrial hacen que muchos fabricantes construyan plantas de este tipo para poder competir en el mercado de suministro de energía termonuclear.

c) Como etapa previa para realizaciones económicas ulteriores, para adquirir experiencias cuando se hayan resuelto los problemas actuales (formación de personal y preparar condiciones técnicas, legales, sociales, etc.).

Es importante hacer notar que el transporte del combustible - usado por este tipo de plantas presenta menores dificultades que el transporte de combustible empleado por las otras plantas térmicas, a causa de su menor volumen. El cuadro siguiente muestra la influencia del tamaño de las plantas atómicas en los costos de producción de energía eléctrica (fuente: W. A. Chitteden, Sargent and Lundy Consultores).

	<u>Capacidad de la Planta en MW</u>			
	50	250	500	1 000
Inversión Inicial (dólares por KW)	361	194	150	123
Costo de la Energía (en centavos por KWH)	1.07	0.61	0.50	0.42

Estudios económicos realizados muestran que con los costos actuales de las plantas atómicas, éstas no pueden competir con las plantas de vapor que utilizan combustibles como el carbón en potencias menores de 700 MW. Es indudable que con el avance tecnológico de los próximos años, las plantas atómicas serán competitivas para potencias mucho menores a la indicada.

3. GENERACION COMBINADA TERMICA E HIDROELECTRICA:

En los países donde existen combustibles como el carbón y el petróleo, además de los recursos hidroeléctricos, la generación térmica puede desarrollarse económicamente, relacionándola con el desarrollo de fuentes hidroeléctricas que formarán la base de los proyectos, con los efectos de las condiciones particulares sobre el costo total y el mejor aprovechamiento de las fuentes de inversión.

Se puede afirmar que ningún país, a pesar de tener un gran potencial hidroeléctrico complementado por fuentes propias de combustible, ha desarrollado sus sistemas eléctricos sin el desarrollo térmico. - Aún en Suiza, donde la fuerza hidráulica es predominante, cierto porcentaje de la potencia es suministrada por las plantas que usan combustible importado.

Debido a que la energía suministrada por una planta hidroeléctrica depende del ciclo hidrológico, las épocas de sequía que no son previstas por las estadísticas, pueden llegar a perjudicar la dependencia que un sistema tiene sobre la energía hidroeléctrica (más aún en países donde se llega al punto de congelamiento del agua en épocas de frío intenso).

La diferencia de características entre los dos tipos de generación hace que la planta térmica pueda cumplir hasta cierto punto una función complementaria del desarrollo y operación de la energía hidroeléctrica.

Algunas ventajas de la operación de un sistema combinado se detallan a continuación:

- a) Un aumento en la confiabilidad del sistema total, debido a que una planta térmica interconectada asegura hasta cierto punto contra la inclemencia de la naturaleza y la vulnerabilidad de líneas extensas de transmisión.
- b) Se consigue una economía en el sistema combinado, mediante el mejoramiento del rendimiento en operación de la planta térmica y la reducción en las pérdidas por transmisión. La planta térmica puede instalarse cerca de las regiones de mayor carga, lo que no es normalmente posible en una planta hidroeléctrica.
- c) En algunos casos podría ser económico proyectar una planta térmica para operar sobre la demanda de pico a fin de reducir la inversión en las líneas de transmisión, que debido a consideraciones de factor de carga no resultan económicos.
- d) Si se proyecta una planta de pasada de bajo costo, la planta térmica puede abastecer la diferencia entre la disponibilidad de ener

gía y la demanda máxima de carga, permitiendo así la utilización máxima del agua y aumentando la potencia de salida del sistema. De esta manera, la planta térmica cumple una función análoga a la planta de embalse.

- e) Cuando se utiliza planta de vapor en un sistema combinado, por razones de economía máxima, la planta se opera sobre una carga base a un alto factor de carga bajo condiciones de carga constantes. Deberá apreciarse que la planta de vapor no es indicada para operar sobre-carga de pico por las pérdidas registradas para mantener las calderas encendidas y listas para entrar en operación. Para operar sobre la carga de pico, la turbina de gas se destaca como la más apta, pero en sistemas pequeños es preferible utilizar una planta diesel debido a su flexibilidad y su aptitud para absorber la carga de pico por razones de mayor rendimiento y arranque rápido.

4. INTERCONEXIONES DE SISTEMAS ELECTRICOS:

La formación de un sistema eléctrico se efectúa en forma paulatina, desarrollándose aisladamente y condicionado por los recursos naturales regionales y por las características de consumo servido por el sistema. A medida que estos sistemas aislados van creciendo, se van aproximando cada vez más a los sistemas vecinos hasta que se efectúa el contacto. Debido a esta proximidad, es posible que un sistema supla en ciertos momentos la energía faltante en el otro, o bien que uno le compre la energía al otro a fin de evitar la instalación de plantas con costos de producción mucho más altos; de esta manera se llega a una cierta unión entre ambos, que hace más factible una interconexión propiamente dicha.

Una interconexión de sistemas eléctricos significa que debe de haber un intercambio de energía entre ambos, efectuándose el transporte masivo de electricidad en uno u otro sentido y con el objeto primordial de reducir el costo de la energía mediante el mejor y más eficiente aprovechamiento de las instalaciones existentes. Es indudable que una interconexión podría cambiar totalmente los planes de suministro debido a que se establecen condiciones diferentes.

Los sistemas eléctricos aislados de un país se van uniendo has

ta llegar a formar un sistema nacional interconectado. Posteriormente, se efectúan las interconexiones con los sistemas de los países vecinos, ampliándose la región geográfica involucrada y, por consiguiente, son mayores los beneficios que pueden derivarse de esta unión.

Por la falta de experiencia en este tipo de solución, existe un cierto temor entre los países centroamericanos de realizar una interconexión, a pesar de que se han realizado varios estudios que muestran la factibilidad de los proyectos. En este sentido, los organismos de electrificación no se han puesto de acuerdo en cuanto al precio de la energía y la forma de suministro. Razones de otro índole han intervenido en este proceso y son debidas principalmente a las repercusiones políticas que pueda tener, debido a que la opinión pública no acepta ciertas ideas de la interconexión para desconocer los beneficios que pueden derivarse de ésta.

Los objetivos principales que se derivan de una interconexión de sistemas eléctricos son:

A) Asegurar la colocación de grandes cantidades de energía que están disponibles en ciertas zonas y que no puede ser transportada sino en forma de electricidad debido a los avances que se han sucedido en el campo de líneas de transmisión. El transporte de combustibles a grandes distancias, por ejemplo, resulta antieconómico si se compara con los costos de transporte de la electricidad por medio de líneas de transmisión.

B) Aprovechar las múltiples ventajas que se derivan de la misma. Estas ventajas se resumen a continuación:

a) La diversidad en los diagramas de carga de cada sistema, se puede traducir en un aprovechamiento más completo de todas las instalaciones comprometidas en la interconexión. Las curvas de carga serán diferentes para cada región, ya que éstas dependen de las actividades y el modo de vida de los habitantes: la interconexión hace que se integren las curvas de carga, mejorándose el factor de carga, lo que se traduce en un menor costo de producción por KWH.

b) Aumento de la eficiencia en la operación. Esto se aplica principalmente a los sistemas predominantes hidroeléctricos, donde a causa del régimen hidrológico pueden existir durante cierta época excedentes de agua en las centrales de pasada y rebalses en las centrales de embalse, desperdiándose energía que bien podría utilizarse en algún punto del sistema interconectado a manera de economizar energía térmica.

c) Reducción de la capacidad de reserva. Como se ha explicado anteriormente, toda capacidad de reserva requiere de inversiones fuertes pero que es necesaria para asegurar la confiabilidad del sistema. Esta capacidad de reserva es función decreciente del tamaño del sistema. Asimismo, las centrales eléctricas, por estar más distanciadas, están menos expuestas a limitaciones simultáneas derivadas de circunstancias climáticas adversas, accidentes, etc. En los países predominantes hídricos sometidos a las alternativas de los años secos, la interconexión permite disminuir en forma substancial la potencia térmica requerida para asegurar el servicio. Dos o más sistemas interconectados pueden compartir la capacidad de reserva con reservas combinadas más pequeñas, que la suma de las que serían necesarias individualmente, debido a la circunstancia de que la probabilidad de que ocurran grandes interrupciones simultáneas es mucho menor.

d) Mejoramiento de orden técnico debido al intercambio más frecuente de ideas y conocimientos entre técnicos.

e) Economía en los proyectos de inversión. La idea de la explotación interconectada de los sistemas conduce a decisiones más racionales en los programas de inversión individuales. La realización de obras en común, ya sean centrales generadoras o líneas de interconexión, permitirá construir centrales de mayor tamaño con menor costo unitario. Ninguno de los mercados de Centroamérica es lo suficientemente grande para que pueda absorber económicamente la instalación de una planta atómica; solo una interconexión podría justificar en años posteriores la instalación de una planta de este tipo.

f) Con la integración económica centroamericana se pretende llegar a niveles de precios de venta que no tengan mayores variaciones entre uno y otro país. En este sentido, es fundamental una interconexión de sistemas eléctricos, ya que de esta manera se lograría que los costos de producción no tuvieran una gran diferencia para cada sistema en particular como sucede actualmente.

5. PRINCIPALES CARACTERISTICAS DEL CONSUMO Y DE LAS CENTRALES DESTINADAS A SERVIRLO:

En este capítulo solo se ha hablado de las principales características de las plantas térmicas e hidráulicas, sin llegar a relacionarlas con el consumo de energía eléctrica y su variación en el tiempo.

En realidad, las plantas productoras de energía eléctrica deberán acomodarse a las exigencias del consumo. Si se parte del principio de que la electricidad una vez producida debe ser utilizada, las plantas generadoras de un sistema deberán ajustarse a las características del consumo.

Un programa de instalaciones deberá tomar en cuenta, además del crecimiento de la potencia y energía anual, las variaciones que sufre el consumo según el tiempo. Estas variaciones son: a) estacionales, es decir durante el año, que dependen de los cambios climáticos (luz y temperatura); b) diarias, a lo largo de la semana hay días en que el consumo es mayor que otros; y c) horarias, produciendo diferencias durante el día; el consumo máximo en Guatemala se sucede a las 19 horas aproximadamente. La energía producida tiene distintivo valor según las épocas del año y en las distintas horas del día. Una demanda adicional en las horas de punta obliga a agregar una mayor capacidad en una planta generadora, que será aprovechada durante un período muy corto de tiempo durante el año y significará, en consecuencia, energía de alto costo. Por el contrario, si se necesita mayor capacidad en las horas de bajo consumo de energía, ésta tiene un costo relativamente bajo. Un programa deberá buscar la combinación más económica, de tal manera que el costo de la energía sea mínimo.

Una central térmica se caracteriza porque puede entregar toda su potencia instalada en cualquier momento durante todo el año, mientras que en las centrales hidráulicas la potencia que puede entregar en un momento dado dependerá del agua disponible. Esta disponibilidad de agua varía según la época del año y de un año a otro.

Solo si una central se equipa para caudal mínimo, existe una situación análoga a la de las plantas térmicas, es decir, que podrán entregar toda su potencia instalada en cualquier momento. Generalmente estas plantas diseñadas para caudal mínimo servían para abastecer pequeños sistemas aislados, pero a medida que estos sistemas pudieron interconectarse, la situación cambia considerablemente, ya que la combinación de plantas térmicas con plantas hidráulicas con diferente régimen hidrológico, resultan capaces de entregar potencia y energía segura en condición muy superior a la suma de los diversos ríos alimentadores de centrales. En consecuencia, es un hecho ya reconocido que una central hidráulica debe diseñarse para un gasto superior al de escurrimiento mínimo; este caudal de diseño resultará de un estudio técnico-económico realizado para el efecto. Una central o un conjunto de centrales son satisfactorias para atender el consumo de un sistema dado, cuando están en situación de entregar la potencia y energía requeridas en todo momento. Se hace abstracción a las instalaciones de reserva en el sistema y que son necesarias para cubrir eventualidades y el retiro temporal de las plantas debido a mantenimiento programado.

En un sistema abastecido únicamente por plantas térmicas, bastará que la potencia susceptible de obtenerse en condiciones reales de operación corresponda a la demanda máxima en las barras de las centrales generadoras, ya que estas plantas podrán entregar la energía solicitada en cualquier momento. La afirmación anterior también es válida para un sistema predominante térmico (de un 85 a 90 por ciento de la potencia instalada), tal el caso de la situación existente en el sistema central de Guatemala a finales del año 1965, cuando la proporción térmica alcanzó un valor igual al 83 por ciento de un total de 77 172 KW instalados. La demanda máxima registrada en el sistema fué de 75 990 KW en el mes de diciembre. Para esa fecha, el servicio estaba asegurado, ya que con los 64 000 KW térmicos y una sobrecarga posible del 10 por ciento, podría haberse

cubierto los requerimientos de potencia y energía aún con condiciones hidrológicas críticas.

Pero, a medida que la proporción hidráulica en el sistema aumenta, las condiciones necesarias para asegurar el servicio aumentan fijándose por lo menos las siguientes:

- a) El sistema debe ser capaz de servir la demanda máxima en un año seco.
- b) El sistema debe ser capaz de suministrar la energía anual total requerida.

Indudablemente que estas condiciones técnicas pueden satisfacerse con muchas combinaciones de centrales. El programa más favorable será aquel que exija la inversión mínima y produzca el máximo de beneficios.

CAPITULO III

CRITERIOS PARA LA SELECCION DE ALTERNATIVAS

Se ha dicho anteriormente que para un país de escasos recursos financieros, el proceso de evaluación de proyectos resulta fundamental, de tal manera de establecer un orden de prioridades entre distintas soluciones o de seleccionar aquellos proyectos que rindan el máximo de beneficios.

La evaluación económica consiste en comparar diferentes alternativas que puedan solucionar el problema y seleccionar aquella que rinda el máximo de beneficios. La evaluación de proyectos es un proceso laborioso que requiere un cúmulo de datos e informaciones debido a que hay que estimar los beneficios y los costos atribuibles a un proyecto, los cuales hay que cuantificar a fin de poseer un índice de la bondad de las distintas soluciones.

1. CRITERIOS DE PRIORIDAD:

El problema de establecer prioridades es de mucho mayor trascendencia para las empresas nacionales que para las empresas privadas, debido a que las primeras deben distribuir recursos escasos en muchas áreas que poseen distintas condiciones de desarrollo y economías en expansión de forma y grado diferentes.

Los países en vías de desarrollo tienen problemas en materia de desarrollo eléctrico, los cuales son por lo menos debidos a tres escaseces básicas:

- a) Insuficiencia de información confiable.
- b) Escasez del elemento humano técnicamente preparado.
- c) Estrechez de recursos financieros.

Todo planeamiento adecuado para el desarrollo de los sistemas eléctricos requiere, en primer lugar, determinar las necesidades actuales y futuras de energía eléctrica y conocer los recursos naturales de que dispone para satisfacer esta demanda de energía. De

ahí la necesidad de disponer de datos estadísticos confiables para proyecciones futuras y estudios básicos de los proyectos más factibles de solucionar el problema.

En un país nuevo, es bastante difícil llegar a una estimación aceptable de las necesidades futuras de energía eléctrica, donde no existen datos estadísticos confiables de la evolución del consumo, ni índices económicos que permitan deducir correlaciones apropiadas, ni un conocimiento acertado de los recursos naturales a efecto de seleccionar en el momento oportuno la alternativa más económica, ni estudios sobre la actividad productiva que pueda desarrollarse en un tiempo prudente y su incidencia en el consumo de energía.

Los pronósticos de consumo de energía eléctrica están en función del mayor o menor grado de industrialización alcanzada por el país o de la región estudiada, del grado de control del estado sobre la economía general y del espacio de tiempo cubierto por el pronóstico. Es por lo tanto, evidente que los resultados de las estimaciones depende no tanto de los métodos de estimación elegidos, sino de la calidad de los datos que es posible obtener para preparar estos -- pronósticos. Todo lo anterior comprueba la necesidad de mejorar los sistemas estadísticos y de investigación de mercado que son indispensables para alcanzar resultados en las provisiones que sirvan efectivamente en la planificación de los sistemas eléctricos.

Si bien la falta de información básica puede traer consigo una planificación inadecuada, más necesario aún es el conocimiento de los recursos naturales disponibles en el país para satisfacer la demanda prevista. La escasez de datos sobre los recursos energéticos locales impide a menudo el aprovechamiento de las fuentes de energía y puede a la vez dar lugar a inversiones desacertadas. Como se ha señalado anteriormente, el desarrollo de un proyecto hidroeléctrico requiere un cúmulo de datos topográficos, geológicos e hidrológicos que en su obtención pueden llevarse varios años, pero que son necesarios para determinar la factibilidad técnica del proyecto y que incidirán directamente en el costo final de las obras.

Asímismo, la existencia y aprovechamiento de combustibles naturales implica un volumen considerable de años de estudio y trabajos preparatorios. Lo que se pretende destacar es el hecho de que

el conocimiento de los recursos naturales energéticos es de vital importancia, sobre todo si se trata de llegar a maximizar el uso de los mismos de la manera más económica para un país.

Para el año 1967, en el área central de Guatemala únicamente - el 29% del total de la capacidad instalada en la zona correspondía a plantas hidráulicas, destacándose el hecho de que desde el año 1939 hasta el año 1966, que entró en operación la planta Los Esclavos de 13 000 KW y que dobló prácticamente la capacidad hidroeléctrica del sistema, los requerimientos de energía eran cubiertos mediante la instalación de plantas térmicas. Esta situación puede deberse a una multitud de factores, pero lo que interesa es destacar la importancia que tiene para un país el uso de sus recursos naturales, los cuales podrían aprovecharse eficientemente si se tuvieran más estudios de desarrollos hidroeléctricos realizables y que en el momento oportuno, escoger aquellos que cualitativa y cuantitativamente puedan ser los más aptos para satisfacer los requerimientos de energía eléctrica en una zona o país. Guatemala cuenta actualmente con dos desarrollos hidroeléctricos que son de obvia selección: Jurún- Marinalá y Atitlán. El primero contaba desde hace años con la información básica como para poder llevarlo a construcción, y Atitlán que desde hacia mucho tiempo se venía mencionando pero solo hasta hace unos cuantos años atrás se principió a obtener la información básica para determinar su factibilidad técnica.

Los dos desarrollos hidroeléctricos mencionados anteriormente, la selección es obvia y solo presentan el problema del tamaño más económico. Pero a medida que la demanda de energía eléctrica en el país continúe su ritmo de crecimiento, se necesitarán nuevos proyectos hidroeléctricos donde la selección no es tan fácil y será necesaria mucha información básica para establecer criterios de prioridad. Las consideraciones anteriores nos indican que las indeterminaciones que puedan surgir en el futuro podrán obviarse gracias a estudios que deberán efectuarse lo más pronto posible, especialmente en lo que se refiere a la producción hidráulica, y los cuales permitirán establecer un catálogo de aprovechamiento realizable y escoger, en el momento oportuno, los que cualitativa y cuantitativamente sean más aptos para satisfacer las necesidades de energía.

Si bien la información básica es necesaria para fijar adecuados criterios de prioridad en el desarrollo de sistemas eléctricos y la mayor o menor información pueden llevar a decidirse por determinado proyecto, el factor principal que obliga a escoger un determinado orden de preferencia es la insuficiencia de recursos financieros.

Se ha hecho mención a que el proyecto Jurún-Marinalá contaba desde hace mucho tiempo con la información básica requerida y se tenían ya los planos y documentos de licitación, pero no se contaba con los recursos financieros necesarios para hacerle frente a una inversión de tal magnitud y era muy difícil que las agencias internacionales de préstamo aprobaran la solicitud que venía efectuando Guatemala. Esta situación obligó a construir la planta térmica de Guacalate, de 12 500 KW, en contra de una posible solución hidráulica más económica.

Debe considerarse también que una empresa pública de electricidad debe atender no solamente a aquellas actividades productivas sino que debe cumplir con una función social donde se concentra la mayoría de un determinado nivel mínimo de consumo y que en algunos casos no llega a cubrir los costos, lo que de hecho puede llegar a comprometer los escasos recursos más allá de lo que en un momento determinado sería posible distraer para este objetivo. Para evitar una situación de este tipo, es importante establecer pautas claras de prioridad y formular programas de desenvolvimiento paulatino a los cuales se les da fiel cumplimiento.

2. FACTORES ESPECIALES QUE INFLUYEN ECONOMICAMENTE EN LOS DESARROLLOS ELECTRICOS:

Todo análisis económico persigue, en general, que los recursos disponibles, sean éstos humanos, financieros o naturales, se empleen de tal manera que produzcan los máximos beneficios. Existen, sin embargo ciertos factores que influyen en los criterios de decisión sobre una alternativa y que no necesariamente cumplen con el objetivo mencionado. Estos factores que hemos llamado factores especiales, se describen a continuación.

2.1 Propiedad del Servicio Eléctrico:

Según sea la propiedad del servicio eléctrico, pública o privada, los beneficios de un mismo proyecto son evaluados siguiendo diferentes criterios. A efecto de que esta situación no llegue a influir en el desarrollo más ordenado de los sistemas eléctricos, existe en el mundo entero una tendencia hacia la nacionalización de las empresas de servicio eléctrico, por lo menos en lo que se refiere a la producción de energía.

La principal diferencia estriba en que un empresario privado juzga los méritos de un proyecto esencialmente en términos de las utilidades que le produciría, tratando de que éstas sean máximas. - Por otra parte, todos los recursos que pondrían en juego para obtener estas utilidades los reduce al común denominador de unidades de capital, rubro que le interesa reducir al mínimo compatible con los requisitos del proyecto. El criterio básico para el empresario privado es, pues, obtener el máximo de utilidades por unidad de capital empleado en el proyecto. Esto es lógico, pues si bien la empresa tiene otras responsabilidades sociales, lo más importante para ella, para que pueda subsistir en un mundo competitivo, es aquella de satisfacer en la mejor forma posible el objetivo económico-financiero para el cual ella fué creada.

Por el contrario, en los proyectos que se originan en el sector público, los efectos favorables o adversos que puedan derivarse de su realización y operación tienen importancia básica, estén ellos directamente ligados al proyecto o no. La empresa de propiedad pública deberá considerar los efectos sociales que se deriven de sus inversiones.

Una buena parte de las controversias registradas en torno a los criterios de prioridad surgen indudablemente de la falta de distinción clara del objetivo de la evaluación. La discrepancia entre los criterios sociales de prioridad y los privados puede visualizarse en el siguiente ejemplo sencillo: Supóngase que se trata de instalar una planta eléctrica para atender la demanda insatisfecha y que, con las tarifas vigentes, el negocio no resulta tan lucrativo como para atraer al empresario privado. Considerando los efectos indirectos del proyecto, puede que la comunidad se vea compensada con creces por

los recursos empleados, aunque fueran nulas las utilidades de la empresa misma.

El empresario privado no considerará factible el proyecto, pero éste podría tener alta prioridad en la escala de preferencias sociales de inversión.

En términos generales, puede afirmarse que si se trata de evaluar con criterio social, lo que más importa es el incremento del producto nacional que se obtiene por unidad del complejo de recursos que se emplean en el proyecto.

Algunos casos concretos contribuirán a aclarar los conceptos anteriormente mencionados. Supóngase que en un país determinado se está estudiando la posibilidad de instalar una central térmica y que éste cuente con buenos yacimientos de carbón mineral pero que para proveerse de combustible diesel tenga que importarlo de algún otro lugar. El empresario privado escogerá el uso del combustible que le signifique en último término una mayor rentabilidad para su capital. Sin embargo, la empresa pública deberá dar particularmente importancia al significado que tiene para el país la economía de divisas y que permitan a la colectividad hacer utilidades en otros rubros de rivados de un mejor uso de ellas en otras importaciones. Asimismo, interviene el factor ocupacional en las minas de carbón, el mantener estas minas a un nivel mínimo de producción, etc. Sus efectos indirectos que pueden influir en la decisión de adoptar como combustible el carbón en contra de aquella que se mide por una decisión de máxima utilidad de la central térmica.

Los beneficios sociales que se pueden alcanzar en áreas donde el suministro de energía eléctrica no produce la rentabilidad normal del capital, pueden ser favorablemente considerados por las empresas públicas, más no así por el empresario privado, ya que estos beneficios no son estímulo suficiente como para que pueda considerarlos en sus criterios de decisión.

2.2 Rentabilidad e Interés del Dinero:

Los cálculos de evaluación deben de considerar el factor tiempo en el uso de capitales, en las disponibilidades de los ingresos y en el esparcimiento de los egresos, y ello implica la adopción de una cierta tasa de interés.

El elegir el tipo de interés para planear y evaluar proyectos públicos constituye quizá el problema económico más difícil del proceso y uno de los más importantes que hay que resolver en este campo de actividad. En vista de la gran durabilidad y de la magnitud de las inversiones requeridas en la mayoría de los proyectos, el empleo de un interés bajo tendría que producir un tipo de programa completamente diferente al de un tipo de interés alto. La elección del tipo de interés implica juicios de los valores sociales fundamentales sobre los beneficios que obtengan varias generaciones y sobre los objetivos generales. Al mismo tiempo, puede servir para asegurar que el capital empleado en este campo de inversión produce réditos tan altos como los que podría rendir en otra parte. Para aclarar los conceptos anteriores, se expondrá a continuación un ejemplo sencillo y en el cual se verá la incidencia que tiene la tasa de interés usada para evaluar dos alternativas. Para tal efecto, se supondrán los siguientes datos:

	<u>Planta Hidráulica</u> (Quetzales)	<u>Planta Térmica</u> (Quetzales)
Inversión fija	20 000	10 000
Costos anuales de producción	1 500	3 000

Se supone, además, que ambas plantas tienen la misma vida útil de 10 años y que producirán la misma cantidad de energía.

Empleándose el método del costo equivalente anual (que se describirá más adelante), que permite hacer homogéneos los valores en términos de desembolsos anuales, se tiene:

	<u>Planta Hidráulica</u>		<u>Planta Térmica</u>	
Interés (por ciento)	2	10	2	10
- Factor de recuperación del capital (f. r. c.)	0.11133	0.16275	0.11133	0.16275
- Costo anual equivalente de la inversión (Quetzales)	2227	3255	1133	1628
- Costo anual de producción (Quetzales)	1500	1500	3000	3000
Costo Anual Total (Q.)	3727	4755	4113	4628

El costo anual equivalente resulta de multiplicar el f. r. c. por el monto de la inversión.

Los costos totales anuales se resumen a continuación:

<u>Tasa de Interés (%)</u>	<u>Planta Hidráulica</u>	<u>Planta Térmica</u>
2	3727	4113
10	4755	4628

Los valores resultantes indican que si se emplea una tasa de interés del 2%, la alternativa hidráulica es la más barata debido a que es más bajo su costo equivalente anual y será, por consiguiente, la planta más recomendable. Sin embargo, si se emplea una tasa de interés de 10%, la alternativa más económica será la térmica. Esto se debe a que la planta hidráulica tiene un menor costo anual de producción, pero inicialmente se necesita de una inversión mucho mayor, resultando favorecida al emplear una tasa de interés baja, pero a medida que el costo del capital va subiendo, llega un momento en que éste es tan elevado que no puede compensarse por los menores cos-

tos de operación, y la planta térmica resultará por consiguiente la más económica.

Como se podrá notar, uno de los casos más frecuentes de selección de alternativas de centrales generadoras, es la comparación de centrales térmicas con centrales hidroeléctricas donde el interés del capital juega un papel decisivo.

Si el interés empleado para la comparación es demasiado bajo, puede conducir a seleccionar alternativas que hacen uso excesivo e intensivo del capital.

Es indudable que la tasa de interés a usarse en los estudios económicos deberá ser la tasa de rentabilidad mínima para justificar la inversión. En muchos países existen organismos reguladores que fijan la tasa mínima de rentabilidad que pueden obtener las empresas eléctricas. En el caso de empresas de propiedad privada, la tasa de interés que debe usarse para evaluar proyectos corresponderá a la tasa máxima de rentabilidad fijada por los organismos reguladores.

En el caso de empresas de propiedad pública, la selección de la tasa de interés a usarse presenta sus complicaciones. La práctica más común en estos casos ha sido la de usar una tasa de interés igual al interés del dinero prestado, lo cual parece justificable en muchos casos pero que puede conducir a seleccionar una inversión extremadamente alta. El caso contrario puede suceder si se usa el "costo de oportunidad del capital", ya que se puede llegar a una tasa de interés análoga a la de las inversiones en el sector privado.-- Por otra parte, una empresa de propiedad pública está sujeta a las mismas reglamentaciones que una privada en cuanto a la rentabilidad máxima obtenida de la explotación y un criterio para comparar alternativas puede basarse en la rentabilidad estipulada en dichas reglamentaciones.

El INDE, de acuerdo a sus necesidades actuales de expansión, ha fijado una tasa de rentabilidad del 10 por ciento, la cual tendrá que bajar en años futuros cuando sus sistemas estén consolidados. Por otra parte, está contratando préstamos con las agencias internacionales de crédito a una tasa de interés del 6 por ciento. Si la tasa de rentabilidad en años futuros es menor a la que actualmente se

aplica, la tasa de interés para evaluar proyectos debiera estar entre el 6 y el 8 por ciento de acuerdo a los criterios expuestos anteriormente. En todo caso, creemos que es la Oficina Nacional de Planificación Económica quien debe fijar el tipo de interés a usarse.

Para determinar el costo del capital, se usa muchas veces el "COSTO DE OPORTUNIDAD". El costo de oportunidad del capital requerido por un proyecto, es el valor que dejaría de producir en otra actividad en la que se le podría utilizar y de lo que se le sustrae para emplearlo en el proyecto. La determinación del costo según la oportunidad es bastante difícil, sobre todo si se limita al estudio de usos alternativos del dinero en el sector público, donde muchos de los proyectos producen principalmente beneficios indirectos bastante difíciles de cuantificar.

En Guatemala, según se tiene entendido, no se ha llegado a definir cuál es la tasa de interés que más se acerca a los criterios expuestos anteriormente. Para los proyectos de electrificación se ha estado usando como tasa de interés el 6 por ciento, la cual es un poco baja si se compara con la rentabilidad que normalmente obtienen las inversiones seguras del sector privado, pero que sí llena el valor del dinero exigido por las agencias internacionales de crédito que financian este tipo de proyectos de acuerdo a sus normas.

2.3 Escasez de Medios Financieros:

El caso que aquí se considera es bastante común en países que confrontan el problema de escasez de medios financieros. Los métodos de evaluación de proyectos deciden cuál es la solución alternativa más económica a través del tiempo, sin embargo, muchas veces se ha descartado de momento la construcción de un proyecto que requiere un volumen considerable de capital debido a que no se cuenta con los medios financieros para llevarlo a cabo y se prefiere la solución alternativa que implica una inversión inicial menor. La escasez de medios financieros obligó al INDE a instalar una planta térmica de 12 500 KW en el año de 1965, la cual no hubiera sido necesaria si el proyecto Jurún-Marinalá hubiera entrado en operación para esa fecha, pero debido a que la inversión era diez veces mayor que la planta térmica, se prefirió ésta como solución más inmediata.

2.4 Urgencia de una Solución:

Se puede concebir que una solución de mayor plazo de ejecución, tal el caso de las plantas hidroeléctricas, resulten al final de cuentas más económicas debido a su menor costo de producción por KWH, aún cuando se consideran dentro del costo los intereses intercalarios durante la construcción y se tomen debidamente en consideración los beneficios directos que se obtengan de la alternativa de menor plazo mientras la otra todavía está en ejecución. Este criterio que puede tener relativamente poco valor para una empresa privada, es indudable que tiene mucha importancia para una empresa pública en cuya decisión pesan considerablemente los beneficios indirectos que se derivan para la colectividad por el hecho de disponer de energía. Así mismo, los racionamientos eléctricos pueden provocar grandes pérdidas a las industrias y, por consiguiente, a la economía en general del país.

A fin de evitar este tipo de situaciones, se requiere un estudio profundo de las necesidades futuras del país en materia de energía eléctrica y anticiparse al tiempo con proyectos que estén bien estudiados en el momento que se les necesite.

Como ilustración a lo anteriormente expuesto, es conveniente - hacer notar que desde el momento en que decide iniciar el proyecto definitivo hasta su puesta en servicio, una turbina de gas tarda aproximadamente 10 meses, una planta de vapor de 22 a 26 meses, y en una central hidroeléctrica el plazo varía normalmente entre 4 y 6 años.

2.5 Economía de Divisas:

Las alternativas más económicas pueden exigir mayores inversiones en moneda extranjera o el uso de combustibles importados que signifiquen una exportación anual de divisas. Esta es una razón que en algunos casos influye decisivamente en el criterio de selección por su fuerte preponderancia en la balanza de pagos.

CAPITULO IV

EVALUACION DE PROYECTOS

1. CONSIDERACIONES GENERALES:

Los cálculos de evaluación deben de considerar el factor tiempo en el uso de los capitales, en las disponibilidades de los ingresos, y en el esparcimiento de los egresos, y ello implica necesariamente la adopción de una determinada tasa de interés. El problema consiste en hacer homogéneos los flujos monetarios en el tiempo, pues no podría concebirse que los ingresos o egresos sean comparados a distintas fechas. Los cálculos de evaluación se referirán no sólo al resultado obtenido de comparar ingresos y gastos en un año dado, sino que tendrán que considerar todos los gastos e ingresos resultantes en toda la vida útil del proyecto; la suma de tales costos e ingresos no se podrá realizar a menos que los componentes se hagan homogéneos y se expresen en términos equivalentes en relación con el tiempo.

El caso más general que se presenta en el planeamiento de sistemas eléctricos es el de elegir cuál es la mejor fuente de abastecimiento de energía para el sistema, con condiciones actuales y previsibles.

En consecuencia, además de las previsiones relativas a la carga y el consumo de energía en años futuros, una planificación adecuada exige, como se hizo notar con anterioridad, datos suficientes sobre el caudal de agua disponible durante razonables períodos de tiempo, exploraciones del subsuelo, y estudios geológicos, estudios topográficos, información al día sobre el costo del equipo de los diferentes tipos de instalaciones, salarios, precios de los materiales de construcción, origen, precio y costo de transporte del combustible, además de muchos otros.

En el caso del estudio de distintas alternativas posibles para de terminar la capacidad, el tipo y la programación más económica de una nueva central, la solución más económica generalmente sólo

puede determinarse por medio de una serie de comparaciones a largo plazo, comprendiendo instalaciones capaces de suplir el mismo mercado con idénticas garantías de producción y capacidad de reserva. Con demasiada frecuencia, el planeamiento consiste en la justificación de un proyecto particular, en lugar de determinar en primer término las necesidades en función del mercado de energía eléctrica y buscar en seguida la solución más económica para atender dichas necesidades, comparando varias posibilidades. El problema de evaluación de alternativas no es muy antiguo, ya que los sistemas eléctricos eran relativamente poco extensos y tendían a abastecerse directamente desde las fuentes naturales inmediatas al consumo que ellos servían, o sea que la selección de la alternativa más conveniente sólo tenía carácter cualitativo. El desarrollo extraordinario de los sistemas de transmisión durante los últimos decenios, que aumentó considerablemente la posibilidad de suministrar servicio a otras zonas más lejanas, juntamente con el crecimiento acelerado de la demanda, hizo necesaria una selección más cuidadosa de los medios de generación y lo cual trajo consigo un número mayor de alternativas económicamente comparables.

En nuestro país, como en muchos de América Latina, el problema de seleccionar la alternativa más económica se presenta en forma relativamente sencilla. Cuando existe abundancia de recursos hidráulicos inexplorados, localizados a una distancia económicamente razonable de los centros de consumo, se elige, casi a priori, una solución hidráulica que, por su cantidad de información disponible y por sus características más atractivas de anteproyecto, la hacen más factible en comparación con otros posibles desarrollos hidráulicos. La comparación de la solución hidráulica elegida por una apreciación cualitativa con una central térmica, se hará generalmente en forma mucho más acabada y con estimaciones cuantitativas más precisas.

La abundancia de recursos hidráulicos de que se ha hablado anteriormente no significa que para un aprovechamiento hidroeléctrico se construyen obras civiles que posteriormente perjudiquen el aprovechamiento integral del río, ya que esto ha causado el desmantelamiento prematuro de la obra hidroeléctrica en algunos países más adelantados. En consecuencia, el planeamiento de un desarrollo hidroeléctrico deberá tener en consideración un mayor equipamien-

to de la central en años posteriores si el mejor conocimiento hidrológico, el crecimiento del mercado consumidor, la combinación con otras centrales, lo justifican.

La demanda de energía eléctrica en la zona central de Guatemala la aumenta a un ritmo acelerado del 13.5 por ciento anual acumulativo, o sea que se duplica cada cinco años y medio, lo cual significa que el sistema requerirá en este lapso de tiempo que la capacidad instalada también sea duplicada. Esto nos indica que el problema no sólo se reduce al hecho de elegir entre dos o más centrales aisladas, sino de escoger entre programas diferentes formados por distintas centrales, o por las mismas centrales desarrolladas con distintos tamaños o en diferente secuencia dentro del período que abarca el programa.

La satisfacción de la demanda en el momento oportuno trae consigo la necesidad de formular un plan que abarque un plazo aproximado de diez años. Si la satisfacción de la demanda futura no se planea con suficiente anticipación, es evidente que para atender los apremios del consumo, se caería dentro de la necesidad de elegir soluciones en función de su menor tiempo-ejecución y no de su mayor valor técnico-económico. Al establecer un plan, se buscan las alternativas que, satisfaciendo todas las exigencias del consumo, conducen a maximizar los beneficios sin sobrepasar los medios financieros disponibles o, si es posible, logren hacer mínima la inversión-conjunto.

La importancia de tener un plan de electrificación a nivel nacional estriba en una mejor utilización de los recursos disponibles, ya sean éstos humanos, naturales, o financieros. Un programa evitará la elección de soluciones debidas al apremio derivado por la escasez de energía además que permite ordenar la recolección de información básica necesaria para poder evaluar los posibles proyectos incluidos en la parte variable del programa antes de que sea urgente tomar decisiones definitivas, lo que evitará o reducirá el riesgo de decidir sobre obras eléctricas que perjudiquen el aprovechamiento integral de cuencas hidrográficas a través de un estudio demasiado local, permitiendo proyectar centrales mucho más completas en conjunto con otras ya existentes, tal es el caso de las plantas de pasada con diferente régimen hidrológico.

El problema de adicionar capacidades de generación trae consigo el estudio del consumo futuro. El pronóstico del consumo requiere de datos estadísticos del desarrollo eléctrico pasado, lo cual lleva a destacar la importancia fundamental que tiene en la elaboración de un programa, ya que de este pronóstico dependerán las fechas de entrada en operación de las plantas. Un pronóstico demasiado conservador podría provocar una escasez de energía en el sistema y cuya solución requiera de inversiones no programadas y por consiguiente, no siempre las más económicas. Asimismo, un pronóstico del consumo demasiado exagerado requerirá de inversiones que de momento no se justifiquen. Deberá tratarse que la proyección del consumo de energía eléctrica para el plazo abarcado por el programa - sea lo más exacta, a fin de evitar malgastar los escasos recursos financieros de un país.

2. FORMULAS FINANCIERAS:

Antes de entrar a los métodos utilizados para determinar las bondades de un proyecto, o para comparar alternativas, es necesario describir, aunque muy someramente, las fórmulas financieras - más usadas en la evaluación de proyectos.

Símbolos:

- i = Tasa de interés anual (o de otro período de tiempo) expresada en tanto por uno.
- n = Número de años (o períodos).
- P = Suma o monto actual de dinero.
- S = Valor que alcanza P después de n años (o períodos) al interés compuesto i .
- R = Representa el pago uniforme que se hace al final de cada año (o período) durante un número n de años, de tal manera que la suma de la serie entera sea equivalente al valor inicial P a la tasa de interés i .

Interés:

Renta percibida o ingreso obtenido por el uso de un capital durante un determinado intervalo de tiempo.

Simple Interés:

Es aquel en el cual los intereses nunca se integran al capital.

Interés Compuesto:

Los intereses se van sumando al capital al final de cada período de capitalización para producir nuevos intereses.

Fórmulas:

$$(1) \quad S = P (1 + i)^n \quad ; \quad P = S \cdot \frac{1}{(1 + i)^n}$$

$$(2) \quad R = S \cdot \frac{i}{(1 + i)^n - 1} \quad ; \quad S = R \cdot \frac{(1 + i)^n - 1}{i}$$

Si en las fórmulas (2) se reemplaza S por el valor indicado en (1), se tiene:

$$(3) \quad R = P \cdot \frac{(1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \quad ; \quad P = R \cdot \frac{(1 + i)^n - 1}{(1 + i)^n}$$

Factores:

Se encuentran tabulados para facilitar el cálculo, permitiéndonos hallar cualquier factor conociendo los parámetros "(i;n)". Estos factores son los siguientes:

- (1) Factor singular de interés compuesto (f. s. c.)

$$\text{f. s. c.} = (1 + i)^n$$

Si este factor se multiplica por un capital inicial P, se encuentra el valor que alcanzará P después de n años al interés compuesto i ó sea: $S = P \times \text{f. s. c. } (i; n)$.

- (2) Factor singular de actualización (f. s. a.)

$$\text{f. s. a.} = \frac{1}{(1 + i)^n}$$

Si se tiene una cantidad de dinero en un año dado "(S)", y se quiere conocer cuál sería la cantidad de dinero equivalente n años antes "(P)" a la tasa de interés compuesto i, hay que multiplicar esta cantidad "(S)" por el factor singular de actualización correspondiente a la tasa de interés i en n años, o sea:

$$P = S \times \text{f. s. a. } (i; n).$$

Se llama singular porque permite actualizar solo una cantidad.

- (3) Factor del fondo acumulativo (f. f. a.)

$$\text{f. f. a.} = \frac{i}{(1 + i)^n - 1}$$

Si se quiere calcular la cuota anual "(R)" que hay que colocar durante n años al interés i para alcanzar una suma "(S)", hay que multiplicar la cantidad dada "(S)" por el factor del fondo acumulativo, o sea: $R \times \text{f. f. a. } (i; n)$.

- (4) Factor de interés compuesto para una serie uniforme (f. u. c.)

$$\text{f. u. c.} = \frac{(1 + i)^n - 1}{i}$$

Si se coloca una cantidad "(R)" al final de cada uno de n años, al interés compuesto i, su suma será equivalente a una cantidad "(S)" al final de período de n años, o sea que si tiene una cifra

de dinero "(R)" que a partir de una fecha determinada se repite durante n años consecutivos y se quiere hallar qué cifra "(S)" al cabo de esos n años es equivalente a la serie en cuestión a una tasa de interés compuesto i, la anualidad de esta serie "(R)" deberá ser multiplicada por el factor de interés compuesto de series uniformes, o sea: $S = R \times f. u. c. (i; n)$.

- (5) Factor de recuperación de capital (f. r. c.)

$$f. r. c. = \frac{i (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

Si la inversión inicial "(P)" se multiplica por este factor, se obtiene el valor anual equivalente "(R)" para los valores de n e i, que correspondan, o sea: $R = P \times f. r. c. (i; n)$.

- (6) Factor de actualización de series uniformes (f. a. s.)

$$f. a. s. = \frac{(1 + i)^n - 1}{i (1 + i)^n}$$

Si se quiere hallar el valor actual equivalente "(P)" de una serie de valores uniformes "(R)", colocados al final de cada año o período durante n períodos, bastará multiplicar la anualidad "(R)" por el factor de actualización de series uniformes, o sea: $P = R \times f. a. s.$

Cuando no es uniforme la serie de valores anuales, es decir, cuando los valores anuales son distintos, es preciso actualizar los valores uno por uno por medio del factor singular de actualización (f. s. a.)

3. METODOS DE EVALUACION:

La metodología empleada para el análisis de proyectos se resume en los siguientes criterios:

- a) Los proyectos propuestos deben evaluarse a base de flujos monetarios.
- b) Tales flujos deben ser actualizados de manera que se le atribuya un mayor valor a la producción obtenida hacia el principio de la vida del proyecto que a la obtenida en etapas posteriores, y que los gastos que se efectúen más temprano en la vida del proyecto se consideren menos deseables que los posteriores.
- c) La evaluación de un proyecto debe hacerse en términos de la mejor alternativa, más bien que en términos absolutos.
- d) Los proyectos deben formularse mediante el proceso de cotejar diversas alternativas, hasta tanto se hayan agotado todas las alternativas promisorias imaginables. No puede exagerarse la importancia de esta orientación.

Así mismo, es necesario fijar un proceso de decisión de tal manera de fijar el orden de conveniencia de un proyecto mediante un índice que incorpore todas nuestras preferencias. Como nuestras preferencias tienen muchas dimensiones, para hacer más fácil el proceso de decisión, debemos tratar de expresar la mayor cantidad posible de dichas dimensiones en una medida significativa común. El flujo monetario es una de tales medidas significativas. Usando la imaginación, debemos poder convertir numerosas dimensiones a flujos monetarios equivalentes, aún en los casos en que a primera vista tal conversión no parezca posible. Hasta cuando no es posible convertir una dimensión en flujo monetario, el proceso de decisión se facilita si la dimensión se cuantifica. Después de expresar las dimensiones en cantidades, aún será necesario tomar decisiones, pero ya se toman en cuenta los flujos monetarios y las demás dimensiones reducidas a cantidades, así como toda otra consideración imposible de cuantificar.

Como regla general, la solución más económica sólo puede determinarse por medio de una serie de comparaciones de programas a largo plazo comprendiendo instalaciones capaces de suplir el mismo mercado con idénticas garantías de producción y capacidad de reserva. Con demasiada frecuencia, el planeamiento consiste en la

"justificación" de un proyecto particular, en lugar de determinar en primer término las necesidades en función del mercado de electricidad y buscar en seguida la solución más económica para atender dichas necesidades, comparando varias posibilidades. Un programa de cinco a diez años puede ser muy conveniente en las condiciones imperantes hoy día, pero puede transformarse en muy desfavorable con el transcurso del tiempo, lo que hace necesario conocer lo que sucede con el programa a un cierto plazo.

En los estudios comparativos, la primera cuestión que debe resolverse es la base sobre la cual habrán de confrontarse las diferentes soluciones. Hay varios criterios que se pueden utilizar: el costo de cada kilovatio instalado, el de cada kilovatio-hora vendido, o bien el rendimiento que cabe esperar de la inversión adicional requerida por un proyecto hidroeléctrico en comparación con la de un proyecto térmico. Sin embargo, ninguna de las referidas bases de cálculo es completamente satisfactoria, por el hecho de que cada una de ellas compara diferentes programas o instalaciones sólo en una fecha determinada, como por ejemplo al comienzo de la explotación de la primera unidad o instalación, sin tener en cuenta que el primer paso en un programa de expansión, como regla general, influye mucho sobre las fases subsiguientes. Es el caso donde la primera instalación en un río puede implicar una capacidad de embalse destinada a alimentar a un cierto número de otras instalaciones aguas abajo, y por lo tanto, reducir sus costos en el futuro. Al no tenerse en cuenta esta consideración, la comparación se hará sobre bases falsas. - En otras palabras, los criterios citados no tienen en cuenta los costos de inversión más los de explotación de un programa determinado comparándolo con otro durante un período de tiempo. La cuestión de comparar alternativas a través del tiempo se plantea en el siguiente ejemplo en donde se tiene que decidir por una de las dos plantas comparadas:

	<u>Máquina A</u>	<u>Máquina B</u>
Costo:	10 000	20 000
Gastos de explotación anuales:	600	150

Se supone que ambas prestarán el mismo servicio y tienen una vida útil de 30 años.

A los 30 años se habrá efectuado un gasto de:

Máquina A: $10\ 000 + 30 \times 600 = 28\ 000$

Máquina B: $20\ 000 + 30 \times 150 = 24\ 500$

El método anterior nos induce a seleccionar la máquina B, pero se nos plantea el problema siguiente: Si el gasto de una cantidad determinada de Quetzales en este momento corresponde a gastar esa misma cantidad en una fecha posterior.

Indudablemente el método anterior de comparación no puede ser aceptado, ya que el valor o costo del dinero es diferente en el tiempo.

Si se desea reducir las cifras a valores anuales uniformes y equivalentes, habrá que realizar cálculos de regulación en el tiempo, mediante los cuales se logre el efecto de darles homogeneidad y uniformarlos anualmente.

Los métodos de equivalencia más comúnmente usados son el COSTO UNIFORME ANUAL EQUIVALENTE y el VALOR ACTUALIZADO. El hecho de que ambos sean derivaciones de las mismas fórmulas hace que ninguno de ellos sea preferido intrínsecamente. En ambos métodos se utilizará una tasa de interés igual a la tasa de recuperación considerada como mínima atractiva.

3.1 Método del Costo Uniforme Equivalente Anual:

Los costos totales de un proyecto están constituidos por un desembolso inicial, correspondiente a la inversión en una fecha dada, y por una serie de desembolsos que se irán sucediendo anualmente, durante todos los años de la vida útil del proyecto. El método del costo uniforme anual equivalente permite que una suma invertida en

una fecha determinada se convierta en una serie equivalente de valores anuales iguales.

Si se tiene el monto de la inversión, ésta se puede convertir en una serie de pagos anuales equivalentes conociendo el tipo de interés y el número de años o períodos de vida útil de la realización del proyecto. Estos pagos anuales equivalentes se pueden sumar con los demás desembolsos anuales para obtener el costo total anual del proyecto.

El desembolso para realizar la inversión inicial se puede interpretar como el pago anticipado de un determinado insumo, constituido por el acervo que se puede reproducir. En realidad, éste se irá desgastando paulatinamente, a lo largo de la vida útil de la realización del proyecto, pero su pago se efectúa de una vez, al comienzo, y constituye la inversión sujeta a depreciación. Para poder sumar el costo de este particular insumo con los otros, que se pagan según se van utilizando, se convierte la inversión inicial en una serie de cuotas anuales iguales, que son homogéneas con los demás gastos y por esto se pueden sumar. A tal fin se utiliza la fórmula siguiente:

$$R = P \cdot \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} = P (f. r. c.)$$

La fórmula anterior convierte la inversión inicial P en una serie de pagos iguales R, siendo n el período de recuperación e i la tasa de interés expresada en tanto por uno. Además, permite considerar en un solo rubro anual, la depreciación y los intereses o el servicio de amortización e intereses de un crédito. Continuando con el ejemplo anterior, los costos totales de las alternativas expresadas en costo equivalente anual se exponen a continuación:

	<u>A</u>	<u>B</u>
Inversión fija	10 000	20 000
Gastos anuales de explotación	600	150
Vida útil (años)	30	30
Tipo de interés (por ciento)	6	6

El factor de recuperación del capital (f. r. c.) se puede obtener en tablas para ($i = 6\%$ y $n = 30$) y es igual a f. r. c. = 0.0726.

Costo anual por la inversión fija:

$$\text{- Máquina A} = 10\,000 \times 0.0726 = 726$$

$$\text{- Máquina B} = 20\,000 \times 0.0726 = 1\,452$$

Costo total anual:

$$\text{- Máquina A} = 726 + 600 = 1\,326$$

$$\text{- Máquina B} = 1\,452 + 150 = 1\,602$$

Si ambas máquinas producen la misma cantidad de kilovatios hora en el año, la máquina B resultará más cara.

3.1.1 Valor Residual de la Inversión Fija:

Cuando al final de la vida útil se recupera parte de la inversión fija, la fórmula del costo equivalente anual es:

$$R = (P - L) \times (f. r. c.) + Li$$

Siendo L la parte recuperada o la parte que no se insumirá durante la producción.

El uso de este capital L durante n años exige el pago de un interés i y el valor anual de estos intereses es Li . El costo anual Li resulta al utilizar el capital representado por la inversión que se recupera como valor residual.

3.1.2 Fórmulas del Método Aproximado:

El costo equivalente anual suele expresarse en términos de de-

preciación lineal, la cual resulta de dividir la inversión entre el número de años de vida útil. Esto equivale a cancelar un crédito pagando cuotas anuales iguales de amortización y en el que los intereses sobre el crédito se irían pagando sobre los saldos adeudados. Las cuotas anuales son desiguales, pues los intereses van disminuyendo en progresión aritmética. Sin embargo, como fórmula aproximada se puede usar el simple promedio aritmético de la serie de pagos.

La fórmula que da el promedio aritmético de los intereses es la siguiente:

$$\begin{array}{l} \text{Primer año:} \quad \quad \quad P_i \\ \text{Último año:} \quad \quad \quad \frac{P_i}{n} \end{array}$$

$$\text{Promedio de intereses:} \quad \frac{P_i + \frac{P_i}{n}}{2} = \frac{P_i (n+1)}{2n}$$

Si a esta fórmula se le suma la depreciación lineal $\frac{P}{n}$, se tendrá el costo anual equivalente.

$$= P \frac{1}{n} + \frac{i(n+1)}{2n} P = P \times (\text{f.r.c.})$$

Continuando con el ejemplo anterior, tenemos que el costo anual equivalente por el método aproximado es:

$$\begin{array}{l} \text{Máquina A:} \quad \quad 10\,000 \times 0.0643 + 600 = 1\,243 \\ \text{Máquina B:} \quad \quad 20\,000 \times 0.0643 + 150 = 1\,436 \end{array}$$

En general, este método llega a una buena aproximación cuando la duración del proyecto no es muy larga y el tipo de interés no es muy alto. Para períodos largos, el efecto acumulativo se hace que las diferencias se acentúen notablemente.

Muy a menudo se calcula la depreciación en término lineales y

además se le cargan al proyecto los intereses anuales por el total de la inversión. Este método no es correcto y exagera los costos, por que la inversión inicial irá disminuyendo de año en año a medida que se va depreciando, y no es lógico suponer que durante todo el tiempo se paguen los intereses por todo el capital inicial. Hacer los cálculos de la manera indicada equivaldría, en realidad, a calcular un costo equivalente anual a una tasa de interés mucho más elevada que la que se supone explícitamente.

Para convertir la inversión inicial a un costo equivalente anual, en la mayoría de los casos bastará usar la fórmula aproximada (depreciación lineal más el promedio de los intereses), pero no es apropiado suponer que el costo equivalente anual sea la depreciación lineal más los intereses por todo el capital inicial.

3.2 Método del Valor Actualizado o Valor Presente:

El método del valor uniforme anual equivalente ha sido muy criticado, pues implica la idea de que los gastos anuales de funcionamiento de un proyecto continúan siendo iguales en toda la vida útil del proyecto, o sea que los gastos que se hacían cuando la instalación era nueva, son iguales a los gastos que se hacen en la misma instalación pasados los años. Este hecho financieramente es correcto, pero no se ajusta a la realidad pues en la práctica no puede esperarse que una instalación anticuada se aproveche con la misma eficiencia original. Si los gastos anuales de funcionamiento en un proyecto son desiguales, no se avanzará mucho expresando la inversión inicial en su costo anual equivalente, porque no se sabrá cuál de los años tomar como representativo. En estos casos, la comparación entre proyectos se facilita mediante el cálculo de valores actualizados. En todo caso, estos valores actualizados se pueden convertir a costo equivalente anual uniforme para el número de años que se desea, utilizando los factores de recuperación del capital (f. r. c.), haciendo así que la comparación sea posible en términos de costo anual.

El método del valor actualizado, en vez de hacer homogéneos -- los valores en términos de desembolsos anuales, los traduce en términos de inversión inicial, reduciendo todos los pagos anuales al equivalente de un solo pago, efectuado junto con la inversión. En este

caso, las fórmulas actualizan al año considerado los valores futuros, permitiendo sumar los costos de la inversión con todos los costos a nuales. Dada una serie de valores periódicos de n términos y un tipo de interés i , las fórmulas permiten calcular la inversión inicial equivalente. La actualización se suele hacer a la fecha de inicio de operación, pero las mismas fórmulas permiten actualizar a cualquier fecha que se desee. Desde luego, este proceso de actualización es lo mismo que se aplica también a los ingresos, obteniéndose lo que se llama el flujo actualizado de fondos o flujo monetario actualizado.

La fórmula se convierte en:

$$P = R \cdot \frac{1}{(f. r. c.)} = R \times (\text{factor de actualización})$$

Para una cantidad dada, se usa el factor singular de actualización (f. s. a.).

Para una serie dada, se usa el factor de actualización de series uniformes (f. a. s.).

Los valores de f. s. a. y f. a. s. se encuentran tabulados para distintos valores de i y n .

Aplicando el valor actualizado para el ejemplo expuesto anteriormente:

$$\text{Máquina A:} \quad 10\ 000 + 600 \times 13.76 = 18\ 256$$

$$\text{Máquina B:} \quad 20\ 000 + 150 \times 13.76 = 22\ 064$$

El f. a. s. se encuentra en tablas financieras con $n = 30$ e $i = 6\%$. Reducidos los valores a su equivalente de la inversión inicial, resulta que la alternativa B es más cara.

3.2.1 Algunos Comentarios:

Este método se está generalizando cada vez más en la evaluación de alternativas; sin embargo, tiene a su vez problemas y limi-

taciones porque con frecuencia los datos básicos son difíciles de establecer.

El primer problema consiste en formular programas verdaderamente comparables en cuanto a seguridad de explotación y capacidad de reserva. Esto se aplica en particular cuando se trata de estudios comparativos entre proyectos hidroeléctricos y térmicos, debido a que se presenta la dificultad en definir una central térmica equivalente a una planta hidroeléctrica determinada, pero en general, la referencia será una planta térmica capaz de atender el suministro con la misma seguridad que la central hidroeléctrica. Teóricamente equivaldría a decir que ambas plantas producirán el mismo número de kilovatios-hora, o sea que se obtendrán los mismos ingresos. Esto puede no ser prácticamente cierto puesto que la energía que puede entregar la hidroeléctrica varía con la hidraulicidad del año, y la energía garantizada y la potencia de punta corresponden a condiciones de disponibilidad de agua que son sobrepasadas en un porcentaje considerable de tiempo. Sin embargo, también las posibilidades de la planta térmica de referencia sobrepasan en muchas ocasiones las condiciones del suministro hidráulico, con lo cual se puede razonablemente aceptar que las probabilidades se acercan considerablemente a la condición teórica prevista. El segundo problema, en cuanto a las dificultades que ofrece, es la estimación del capital de inversión y los costos de explotación de los distintos programas posibles. Hay acuerdo en que la base del cálculo tiene que ser siempre a nivel de los salarios y precios actuales. El problema consiste en estimar las tendencias futuras de las centrales térmicas, influyendo también el precio de los combustibles, y en determinar el monto de imprevistos, el cual tiene especial importancia en los proyectos hidroeléctricos. De todas maneras, ni en los países con abundante información estadística económica y con gran número de correlaciones, es posible fijar un cuadro de parámetros que permitan pronosticar precios que pueda asegurarse tienen mayor probabilidad de producirse que en conjunto de precios actuales. El tercer problema es elegir el período de comparación. Este tiene que ser lo suficientemente prolongado como para poner de manifiesto la vida útil relativa de las instalaciones comparadas. Las proyecciones de la carga y de las inversiones que abarquen períodos tan largos se tornan algo especulativas, pero en la práctica este problema no es demasiado grave, porque los valores del valor presente se rebajan muy

rápidamente en vista de los tipos de interés bastante altos que rigen en los países menos desarrollados, y, por lo tanto, un error en la producción del desarrollo de aquí a diez o veinte años tendrá solamente poca influencia en el valor presente total.

El otro problema consiste en elegir el tipo de interés sobre la base del cual hay que calcular el valor presente. El problema se complica si pensamos que esa "tasa de actualización" debe de aplicarse durante un largo período de años durante el cual es posible que su valor sufra variaciones importantes. Esta variación en los países en vías de desarrollo tiene una tendencia a la baja del interés del dinero. En Guatemala se estima que este interés varía entre el 6 y 8 por ciento para la evaluación de proyectos de energía eléctrica, pero en todo caso, creemos que es la Oficina Nacional de Planificación Económica quien debe fijar la tasa de interés a usarse en la evaluación de este tipo de proyectos.

Pese a todas las dificultades y limitaciones descritas, el método del valor actualizado es un instrumento analítico muy valioso. Es un método que reconoce el valor del dinero en los diferentes períodos, y que tiene en cuenta, de una manera efectiva, los diversos volúmenes de las inversiones hechas en períodos diferentes. Hay una ventaja adicional en dicho método de comparación, y ésta es que da a los planificadores una conciencia del costo, enfocando su atención sobre muchos aspectos técnicos y financieros del proyecto o programa que, de otro modo, pasarían desapercibidos.

4. EJEMPLOS DE EVALUACION ECONOMICA:

A continuación se exponen algunos ejemplos numéricos que servirán para aclarar los conceptos que se han mencionado en este capítulo.

4.1 Comparación de Costos de Producción de Energía Eléctrica entre una Central Térmica y una Central Hidráulica:

Para la evaluación de alternativas no es necesario recurrir al método de los flujos actualizados de fondos, cuando se cumplen si-

multáneamente las tres condiciones siguientes:

- a) Los ingresos producidos por las alternativas comparadas son idénticos.
- b) Las inversiones ocurren en el mismo período o su sincronización es de menor importancia para todas las alternativas.
- c) Los flujos de gastos son diferentes para cada alternativa, pero son uniformes a través de la vida del proyecto.

En tales casos, las diferencias monetarias entre alternativas so lo reflejan la diferente modalidad de los desembolsos; el método más conveniente para comparar tales alternativas es el del "Costo Uniforme Equivalente Anual".

El ejemplo siguiente es un caso típico donde se puede emplear este método, fuera de las consideraciones de cómo trabajarían las plantas en la curva de carga: Se supone que ambas plantas producirán el mismo número de KWH al año y se trata de comparar cuál de las dos alternativas produce energía a más bajo costo. Como referencia, se ha tomado la Hidroeléctrica Jurún-Marinalá.

Se ha tratado que los costos empleados en el cálculo tengancierta similitud a los que rigen en Guatemala. Sin embargo, es conveniente hacer notar que éstos pueden tener grandes variaciones. El objetivo que se persigue con el desarrollo del ejemplo es establecer una metodología de cálculo.

La comparación entre una planta hidroeléctrica y la alternativa termoeléctrica de 60 000 KW de capacidad, se efectuará bajo las siguientes consideraciones:

4.1.1 Costos de Inversión por KW Instalado:

	<u>Q/KW</u>	<u>Capacidad (KW)</u>	<u>Total (Quetzales)</u>
Central de Vapor:	165	60 000	9 900 000
Central Hidroeléctrica:	260	60 000	15 600 000

4.1.2 Vida Util:

Central de Vapor:	25 años
Central Hidroeléctrica:	40 años

4.1.3 Costos Fijos Anuales de Capital:

Se asume una tasa de interés del 7 por ciento anual.

4.1.3.1 Fórmula de los Intereses Promedio:

a) Planta Térmica:

- Depreciación:	$\frac{1}{25}$	=	4.00 %
- Intereses:	$\frac{0.07 (25 + 1)}{2 \times 25}$	=	3.66 %
Intereses + Depreciación		=	7.66 %

b) Planta Hidráulica:

- Depreciación:	$\frac{1}{40}$	=	2.50 %
- Intereses:	$\frac{0.07 (40 + 1)}{2 \times 40}$	=	3.59 %
Intereses + Depreciación		=	6.09 %

4.1.3.2 Fórmula Acumulativa:

En este caso, la inversión inicial se recupera al final del período mediante un fondo de acumulación formado por cuotas anuales iguales con sus respectivos intereses compuestos.

a) Planta Térmica:

- Depreciación Acumulativa: (i = 7%; n = 25)	=	1.58 %
- Intereses:	=	<u>7.00 %</u>
Depreciación Acumulada + Intereses	=	8.58 % =====

b) Planta Hidráulica:

- Depreciación Acumulativa: (i = 7 %; n = 40)	=	0.50 %
- Intereses	=	<u>7.00 %</u>
Depreciación Acumulativa + Intereses	=	7.50 % =====

Para calcular el costo equivalente anual de capital invertido, se usará la depreciación lineal más el promedio de intereses, debido a que actualmente se está usando el método de depreciación lineal para este tipo de proyectos.

4.1.4 Costos Fijos Anuales de Operación y Mantenimiento:

Son los costos atribuidos a la inversión que son necesarios para mantener las plantas en funcionamiento, cualquiera que sea su ritmo de producción. Son los gastos fijos anuales por personal, conservación y otros. Estos gastos no son necesariamente función del capital, pero para simplificar se expresarán como un porcentaje del mismo.

Se han excluído los impuestos, por considerar que es una empresa estatal que no paga impuestos.

4.1.5 Costos Variables de Producción:

Dependerán de la producción de las plantas. Los costos de combustibles y lubricantes son los más significativos de estos costos variables.

Para calcular los costos por combustibles se asumirá un precio de Q.24.00 por tonelada, puesto en el lugar donde está instalada la planta. El combustible corresponde a petróleo del tipo Bunker "C", con un valor calorífico de 9.700 Kcal/Kg. Se asume además un consumo específico de la planta de 3.100 Kcal/KWH.

$$\text{Consumo Combustible: } \frac{3.100}{9.700} = 0.32 \frac{\text{Kg.}}{\text{KWH}}$$

$$\text{Costo Combustible: } 0.024 \frac{\text{Q}}{\text{Kg.}} \times 0.32 \frac{\text{Kg.}}{\text{KWH}} = \text{Q.0.00768} \\ \text{por KWH}$$

Para lubricantes se estima un 10 por ciento del valor del combustible. Los otros gastos de conservación y el de la mano de obra adicional se consideran proporcionales al costo del combustible (se asumirá un 16 por ciento de este último). Los gastos variables para la central hidráulica son mucho menores, fijándolos arbitrariamente en 0.05 centavos por KWH. Los conceptos anteriores se resumen en el siguiente cuadro que muestra la estructura hipotética de costos de producción de electricidad.

	<u>Central Térmica</u>	<u>Central Hidráulica</u>
COSTOS FIJOS ANUALES DE CAPITAL		
(por cientos de la inversión total)	8.16	6.34
- Depreciación Lineal	4.00	2.50
- Promedio de Intereses	3.66	3.59
- Seguros	0.50	0.25
GASTOS FIJOS ANUALES DE OPERACION		
(por cientos de la inversión total)	2.80	2.80
- Administración	0.80	0.80
- Personal y Otros	1.00	1.00
- Conservación y Varios	1.00	1.00
TOTAL GASTOS FIJOS ANUALES (porcientos)	10.96	9.14
GASTOS VARIABLES (centavos por KWH) .		
- Combustible	0.77	----
- Lubricantes y Otros (10 % combustible)	0.08	----
- Otros Gastos de Conservación, Mano de Obra Adicional en Operación, etc. (16% del combustible)	0.12	----
- Repuestos, Lubricantes Y Varios en Centrales Hidráulicas	----	0.05
TOTAL GASTOS VARIABLES (centavos por KWH)	0.97	0.05

4.1.6 Costos Anuales de Producción por KW Instalado:

Para obtener los gastos anuales totales por KW instalado, hay que expresar los gastos variables por KWH en términos de gastos anuales por KW instalado. A tal fin, los gastos por KWH deben multiplicarse por la relación:

$$\frac{\text{KWH anuales}}{\text{KW instalados}} \quad (1)$$

La expresión (1) es función del factor de planta (f.p.). (Cuando la potencia máxima demandada y la potencia instalada son iguales, es decir, cuando no hay exceso de la capacidad instalada sobre la demanda máxima, el factor de la planta es igual al factor de carga). El f.p. equivale a la siguiente expresión:

$$\text{f.p.} = \frac{\text{demanda media}}{\text{capacidad instalada(KW)}} \quad (2)$$

La demanda media es:

$$\frac{\text{KWH anuales}}{8.760 \text{ horas}} \quad (3)$$

Combinando (2) y (3), resulta que:

$$\frac{\text{KWH}}{\text{KW}} = (\text{f.p.}) 8.760 \quad (4)$$

La expresión anterior nos permite relacionar los gastos variables en términos de cada KW instalado.

Costos Fijos Anuales (Quetzales por KW Instalado):

- Planta Térmica:	10.96 % x 165 = 18.08
- Planta Hidráulica:	9.14 % x 260 = 23.76

Costos Variables Anuales (Quetzales por KW Instalado):

- Planta Térmica: $0.0097 \times (\text{f.p.}) \ 8 \ 760 = 84.97 \ (\text{f.p.})$
- Planta Hidráulica: $0.0005 \times (\text{f.p.}) \ 8 \ 760 = 4.38 \ (\text{f.p.})$

Costos Totales Anuales (Quetzales):

- Planta Térmica: $18.08 + 84.97 \ (\text{f.p.})$
- Planta Hidráulica: $23.76 + 4.38 \ (\text{f.p.})$

(f.p.) (Por ciento)	Producción Anual (GWH)	<u>Costo Anual por KW Instalado (Quetzales)</u>	
		Planta Térmica	Planta Hidráulica
0	---	18.08	23.76
10	52.56	26.58	24.20
20	105.12	35.07	24.64
30	157.68	43.57	25.07
40	210.24	52.07	25.51
50	262.80	60.56	25.95
60	315.36	69.06	26.39
70	367.92	77.56	26.83
80	420.48	86.06	27.26
90	473.04	94.55	27.70
100	525.60	103.05	28.14

El cuadro anterior se ha calculado según la ecuación de los cos totales, para distintos factores de planta. En el gráfico IV-1 se muestran los resultados obtenidos.

Trabajando a un f.p. igual al 7 por ciento, el costo anual por KW instalado es igual para ambas soluciones. Para factores de planta mayores que el indicado, la central hidráulica se hace más económica, acentuándose la diferencia a medida que éste aumente.

La producción media anual de la Central Jurún Marinalá, con características similares a la hidroeléctrica que aquí se compara, se ha calculado en 196 GWH con un caudal medio de 4.13 metros cúbicos por segundo, o sea que el factor de planta será:

$$\text{f.p.} = \frac{196\,000\,000}{60\,000 \times 8\,760} = 37,3 \%$$

Para un factor de planta de 37,3 %, el costo anual por KW instalado es de Q. 25.39. Los costos totales anuales de la hidroeléctrica serán de Q. 1 523 400

Para este mismo factor de planta, la alternativa térmica tendría un costo anual de Q. 49.77. Los costos totales anuales de la alternativa de vapor serían de Q. 2 986 200

4.1.7 Costos de Producción por KWH:

Para obtener los costos totales por KWH, es preciso expresar los costos anuales fijos en esos términos, pues el costo variable fué un dato estimado por KWH. Los costos de producción fijos anuales por KW instalado deben multiplicarse para ello por la expresión:

$$\frac{\text{KW instalados}}{\text{KWH producidos}} \quad (5)$$

La expresión anterior es recíproca de la (4) obtenida anteriormente, es decir:

$$\frac{\text{KW}}{\text{KWH}} = \frac{1}{(\text{f.p.}) 8\,760} \quad (6)$$

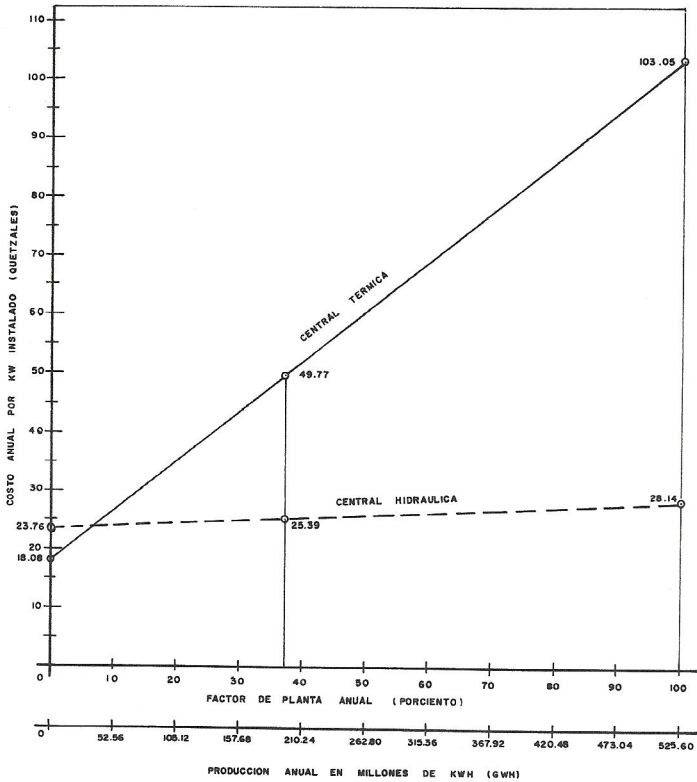
Si los gastos fijos anuales por KW instalado se multiplican por la expresión (6), se obtienen los gastos fijos por KWH producidos; sumando este producto a los costos variables por KWH, se obtiene finalmente el costo total de producción por KWH.

Costos Fijos Anuales (Quetzales por KWH):

$$\frac{\text{Q.}}{1 \text{ KWH}} = \frac{\text{Q.}}{1 \text{ KW inst.}} \times \frac{\text{KW instalados}}{\text{KWH anuales producidos}}$$

COSTO ANUAL DE PRODUCCION POR KW INSTALADO

(CENTRALES DE 60 000 KW)



Central Térmica $18.08 + 84.97 (f.p.)\%$
 Central Hidráulica $23.76 + 4.38 (f.p.)\%$

$$\frac{Q.}{1 \text{ KWH}} = \frac{Q.}{1 \text{ KW inst.}} \times \frac{\text{KW instalados}}{(\text{f. p.}) \times 8 \ 760 \times \text{KW inst.}}$$

$$\frac{Q.}{1 \text{ KWH}} = \frac{Q.}{1 \text{ KW inst.}} \times \frac{1}{(\text{f. p.}) \ 8 \ 760}$$

- Planta Térmica: 18.08 x $\frac{1}{(\text{f. p.}) \ 8 \ 760}$

- Planta Hidráulica: 23.76 x $\frac{1}{(\text{f. p.}) \ 8 \ 760}$

Costos Variables Anuales (Quetzales por KWH):

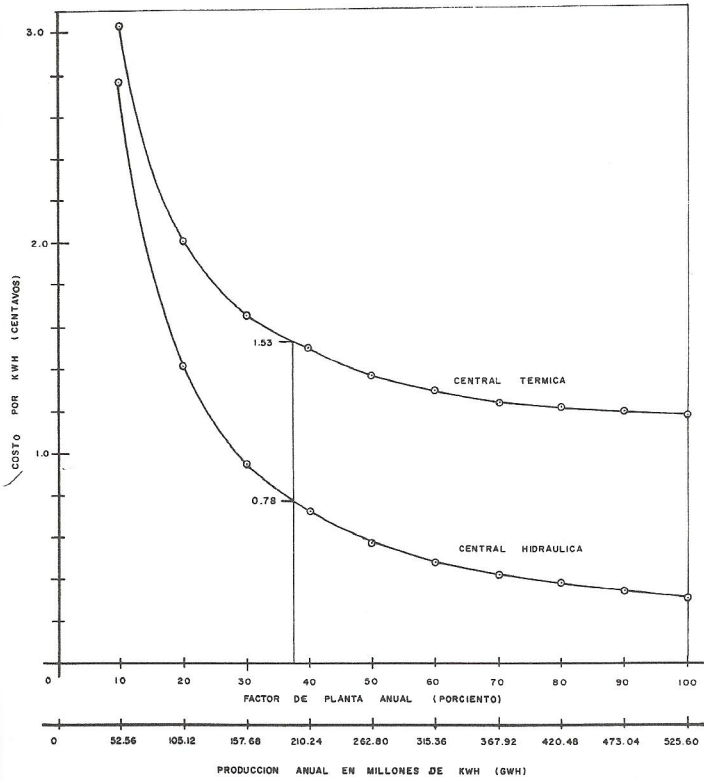
- Planta Térmica: 0.0097
- Planta Hidráulica: 0.0006

Costos Totales Anuales (Quetzales por KWH):

- Planta Térmica: 0.0097 + 18.08 x $\frac{1}{(\text{f. p.}) \ 8 \ 760}$
- Planta Hidráulica: 0.0005 + 23.76 x $\frac{1}{(\text{f. p.}) \ 8 \ 760}$

COSTOS POR KW

(CENTRALES DE 60 000 KW)



Central Térmica $0.97 + \frac{20.64}{(f.p.)^2}$

Central Hidráulica $0.05 + \frac{27.12}{(f.p.)^2}$

En base a las anteriores ecuaciones, se elaborará el siguiente cuadro:

Factor de Planta (Por ciento)	Producción Anual (GWH)	Costo Total por KWH (Centavos) ^{1/}	
		Planta Térmica	Planta Hidráulica
10	52.56	3.03	2.76
20	105.12	2.00	1.41
30	157.68	1.66	0.95
40	210.24	1.49	0.73
50	262.80	1.38	0.59
60	315.36	1.31	0.50
70	367.92	1.26	0.44
80	420.48	1.23	0.39
90	473.04	1.20	0.35
100	525.60	1.18	0.32

^{1/} Las ecuaciones resumidas son las siguientes:

$$\begin{aligned}
 - \text{Planta Térmica:} & \quad 0.97 + \frac{20.64}{(\text{f.p.}) \%} \\
 - \text{Planta Hidráulica:} & \quad 0.05 + \frac{27.12}{(\text{f.p.}) \%}
 \end{aligned}$$

El costo por KWH resulta una función hiperbólica del factor de planta. El gráfico IV-2 muestra la variación de los costos por KWH según el trabajo de cada planta.

Se ha calculado para la Hidroeléctrica Jurún-Marinalá un factor de planta de 37.3 por ciento anual, con una producción de 196 GWH. Para este f.p., el costo de la energía en Jurún-Marinalá será de 0.78 centavos por KWH en contra de 1.53 centavos por KWH de una alternativa térmica.

Teóricamente, Jurún-Marinalá economizará, al no instalarse - una planta térmica de igual capacidad, la cantidad de:

$$\frac{(1.53 - 0.78)}{100} \times 196\,000\,000 = Q. 1\,470\,000 \text{ anuales}$$

En el caso de la Hidroeléctrica Jurún-Marinalá, no se ha incluido el costo de línea de transmisión necesaria para transportar la energía a la ciudad de Guatemala, debido a que se consideró que la alternativa térmica necesitaría aproximadamente la misma línea de transmisión. Una última consideración: la comparación anterior se hizo para visualizar mejor el procedimiento empleado, sin pretender llegar a una aproximación rigurosa, aunque se ha tratado de que los datos aquí usados tuvieran cierta relación con la realidad.

4.1.8 El Tamaño más Económico de una Planta Hidroeléctrica:

Las condiciones hidrológicas, topográficas, geológicas, etc. del área donde se localiza el proyecto, establecen un rango de tamaños que son técnicamente factibles de instalar en una planta hidroeléctrica. Sin embargo, son factores de tipo económico los que determinarán la capacidad máxima a construir, dentro del rango establecido por las condiciones anteriores.

Si las condiciones del lugar permiten construir una hidroeléctrica de varios tamaños, la decisión de instalar una determinada capacidad máxima deberá tomarse después de haber efectuado una serie de comparaciones económicas, a fin de determinar el tamaño más económico y bajo el entendido que el costo de producción de la nueva planta deberá ser menor que el producido en una planta térmica eficiente.

Un método de comparar diferentes tamaños para una hidroeléctrica en proyecto y seleccionar aquel que sea más económico, consiste en comparar el costo incremental del kilovatio-hora hidráulico producido en la planta que se está comparando, con el costo incremental del kilovatio-hora producido en una planta térmica eficiente. En este método se aplica el Costo Anual y es bastante usado por las compañías consultoras que se dedican a proyectos de energía eléctrica.

El costo incremental del kilovatio-hora térmico usado como valor de comparación, corresponde casi en su totalidad al costo del combustible por kilovatio-hora y es un valor prácticamente constante. Es el caso de producir un kilovatio-hora más en una planta de vapor existente; el costo de este kilovatio-hora adicional no será más que el gasto correspondiente al combustible usado para producirlo, ya que precisamente una planta térmica se caracteriza porque puede entregar toda su potencia instalada en forma constante y en cualquier momento.

En el caso de una planta hidroeléctrica, el producir ésta energía incremental representará inversiones mayores puesto que se tendrán que construir obras adicionales y, consecuentemente, el costo de producción de este kilovatio-hora incremental estará influido por esa mayor inversión.

El costo incremental del kilovatio-hora hidráulico se calcula de la siguiente manera:

- a) Con los costos de inversión de cada uno de los tamaños propuestos y con sus respectivos costos anuales de operación y mantenimiento, se calculan los costos anuales de cada alternativa.
- b) Se determina el costo incremental del kilovatio-hora para dos tamaños sucesivos de la planta hidroeléctrica en estudio. Este costo resulta de dividir la diferencia de costos anuales de los dos tamaños sucesivos, entre la diferencia de kilovatios-hora anuales que produciría cada uno.
- c) Se continúa con el proceso de determinar el costo incremental del kilovatio-hora para cada dos tamaños sucesivos, hasta obtener todos estos valores.

Finalmente, los valores así calculados se comparan con el costo incremental del kilovatio-hora térmico, seleccionándose aquel tamaño cuyo costo de producción incremental tenga un valor inmediatamente inferior al térmico usado en la comparación. Es conveniente aclarar que el tamaño más económico no necesariamente será aquel que produce energía a más bajo costo, puesto que dentro del

rango de tamaños que se ha considerado, pueden haber uno o varios que lleguen a un valor más bajo.

4.2. El Método del Valor Presente y el Flujo Actualizado de Fondos:

Ambos métodos se explicarán mediante el siguiente ejemplo:

4.2.1 Descripción:

Para cubrir la demanda de energía eléctrica en una zona determinada, se han propuesto dos planes alternativos. Los estudios del mercado de energía eléctrica cubren un período de 20 años a partir de la entrada en operación del proyecto.

La alternativa A se concreta a dos etapas. En la primera fase se construirán instalaciones que requieren una inversión inmediata de 3 millones de Quetzales. En la segunda etapa se instalará otra planta que requiere una inversión de Q. 360,000, la cual iniciará su operación a los 12 años después de haberse concluido la primera etapa. La alternativa B comprende tres etapas. En la primera se requiere de una inversión de 2.7 millones de Quetzales. A los 8 años se instalará otra planta con una inversión de Q. 360,000, y a los 11 años será necesaria otra planta de Q. 360,000.

Se ha estimado, en ambos casos, un valor residual nulo al fin de la vida útil.

Asimismo, la empresa productora ha considerado que para sus nuevos proyectos el beneficio neto anual de la inversión supere el 10% del capital invertido.

<u>Resumen</u>	<u>Alternativa A</u>	<u>Alternativa B</u>
Inversión Inicial	3 000 000	2 700 000
Inversión al 8°. año	-----	360 000
Inversión al 11°. año	-----	360 000
Inversión al 12°. años	360.000	-----

Costos Anuales de Operación y Mantenimiento:

Alternativa A:

- del 1o. al 12o. año = Q. 30 000
- del 13o. al 20o. año = Q. 102 000

Alternativa B:

- del 1o. al 8o. año = Q. 27 000
- del 9o. al 11o. año = Q. 99 000
- del 12o. al 20o. año = Q. 171 000

4.2.2 Cálculo del Valor Presente (V.P.):

El valor presente de los desembolsos que se efectúan en ambas alternativas a través del período de 20 años considerado, y a una taza de actualización del 10% adoptada, se expone a continuación (cantidades en miles de Quetzales):

<u>Alternativa A:</u>	<u>Miles de Quetzales</u>
- Inversión Inicial	3 000.0
- V.P. de la inversión al 12o. año = $360 \times f.s.a. (10\%, 12 \text{ años}) = 360 \times 0.3186$	114.7
- V.P. de los gastos anuales de operación y mantenimiento del año 1 al 12 = $30 \times f.a.s. (10\%, 12 \text{ años}) = 30 \times 6.814$	204.4
del año 13 a 20 = $102 \left[f.a.s. (10\%, 20 \text{ años}) - f.a.s. (10\%, 12 \text{ años}) \right]$ = $102 (8.514 - 6.814)$	173.4
TOTAL:	3 492.5
	=====
Valor Presente de los desembolsos en los 20 años:	3 942.5
	=====

<u>Alternativa B:</u>	<u>Miles de Quetzales</u>
- Inversión Inicial	2 700.0
- V.P. de la inversión a los 8 años = 360 x f.s.a. (10%, 8 años) = 360 x 0.4665	167.9
- V.P. de la inversión a los 11 años = 360 x f.s.a. (10%, 11 años) = 360 x 0.3505	126.2
- V.P. de los gastos anuales de operación y mantenimiento del 1o. al 8o. año = 27 x f.a.s. (10%, 8 años)	
= 27 x 5.335	144.0
del 9o. al 11o. año = 99 (6.495 - 5.335)	114.8
del 12o. al 20o. año = 171 (8.514 - 6.495)	345.2
TOTAL:	3 598.1
	=====
Valor presente de los desembolsos en los 20 años:	3 598.1
	=====

Como se puede observar en las comparaciones precedentes, la alternativa A que requiere de mayor inversión inicial, tiene ventaja sobre la alternativa B debido a que su valor presente es menor a una tasa de actualización del 10% anual. Esto no necesariamente significa que la alternativa A obtiene una tasa de rendimiento del 10% anual, ya que todo dependerá de los ingresos, lo que sí es obvio es que los ingresos anuales deberán cubrir por lo menos los costos anuales para obtener una rentabilidad del 10%.

4.2.3 Cálculo del Flujo Actualizado de Fondos:

Este método ha sido generalmente aceptado durante los últimos años, ya que toma en cuenta el flujo de fondos a través del tiempo y les da un valor específico a medida que éstos se suceden.

Al calcular la tasa de rendimiento interna mediante este procedimiento, es importante señalar que dentro de los egresos no deben incluirse los renglones correspondientes a depreciación e intereses

sobre préstamos, ya que éstos estarán involucrados dentro del mismo proceso de actualización, de esta manera se obtiene la tasa de rentabilidad sobre la inversión inicial.

Si se calcula la tasa de rendimiento de la inversión adicional, se obtendrá la tasa de rentabilidad sobre la inversión adicional inicial.

4.2.3.1 La Tasa de Rendimiento Interna:

Las mismas alternativas pueden compararse calculando la tasa de rendimiento de ambas inversiones.

El cálculo de la tasa de rendimiento se efectúa mediante aproximaciones sucesivas, actualizando los flujos netos de fondos hasta encontrar la tasa que hace igual a cero la suma de este flujo de fondos netos.

Se adopta el signo negativo para todas aquellas cantidades que signifiquen una salida de recursos, y signo positivo para aquellas que signifiquen una entrada de recursos. La tasa de interés que da un valor actual igual a cero se llama tasa de rendimiento interna, y se puede considerar como la tasa máxima de interés que podríamos pagar para llevar a cabo el proyecto sin sufrir pérdidas, pero sin obtener ganancias.

Los ingresos se han calculado en base a las ventas proyectadas de acuerdo con un estudio de mercado efectuado con anterioridad. La actualización se efectúa multiplicando los flujos netos estimados por el factor singular de actualización correspondiente al año considerado y a la tasa de interés que se está ensayando.

Finalmente, las tasas de rendimiento interno obtenidas deberán compararse con la rentabilidad que la empresa se ha fijado como mínima, escogiendo naturalmente la alternativa que dé una tasa mayor si la mínima fijada es sobrepasada. Si se trata de seleccionar la dimensión óptima de un proyecto, se escogerá el tamaño que rinda la tasa máxima de rentabilidad.

En los cuadros siguientes se han calculado las tasas de rendi-

miento para ambas alternativas. Los f. s. a. respectivos han sido tomados de tablas financieras para el año considerado y a la tasa de interés que se está probando. Los valores del flujo neto de fondos se multiplican por los f. s. a. y se obtienen los valores actualizados, - los cuales son sumados algebráicamente, obteniéndose los totales respectivos.

ALTERNATIVA A

FLUJO ESTIMADO DE FONDOS

Año	Ingresos	Egresos	Flujo Neto		Valor Actual	
			Estimado	Al 8%	Al 10%	
0	----	-3 000	-3 000	-3.000.00		-3.000.00
1	+ 150	- 30	120	111.11		109.09
2	+ 190	- 30	160	137.17		132.22
3	+ 230	- 30	200	158.76		150.26
4	+ 270	- 30	240	176.40		163.92
5	+ 310	- 30	280	190.57		173.85
6	+ 350	- 30	320	201.66		180.64
7	+ 390	- 30	360	210.06		184.75
8	+ 430	- 30	400	216.12		186.60
9	+ 470	- 30	440	220.09		186.60
10	+ 500	- 30	470	217.70		181.19
11	+ 530	- 30	500	214.45		175.25
12	+ 560	- 390	170	67.51		54.16
13	+ 590	- 102	488	179.44		141.37
14	+ 620	- 102	518	176.38		136.39
15	+ 650	- 102	548	172.73		131.19
16	+ 670	- 102	568	165.80		123.60
17	+ 690	- 102	588	158.94		116.31
18	+ 710	- 102	608	152.12		109.38
19	+ 730	- 102	628	145.51		102.68
20	+ 750	- 102	648	139.00		96.29
				+ 411.52		- 164.26

Rendimiento:

Tasa que iguala a cero el valor presente. Se encuentra por interpolación. Si el valor presente resulta positivo, hay que elevar la tasa y viceversa cuando es negativo.

Tasa de Rendimiento:

$$8\% + 2\% \times \frac{411.52}{575.78} = 9.43\%$$

ALTERNATIVA B

FLUJO ESTIMADO DE FONDOS

Año	Ingresos	Egresos	Flujo Neto Estimado	Valor Actual	
				Al 8%	Al 10%
0	---	- 2 700	- 2 700	- 2 700.00	- 2 700.00
1	+ 150	- 27	123	113.89	111.82
2	+ 190	- 27	163	139.74	134.70
3	+ 230	- 27	203	161.14	152.51
4	+ 270	- 27	243	178.61	165.97
5	+ 310	- 27	283	192.61	175.71
6	+ 350	- 27	323	203.55	182.33
7	+ 390	- 27	363	211.81	186.29
8	+ 430	- 387	43	23.23	20.06
9	+ 470	- 99	371	185.57	157.34
10	+ 500	- 99	401	185.74	154.59
11	+ 530	- 459	71	30.45	24.89
12	+ 560	- 171	389	154.47	123.94
13	+ 590	- 171	419	154.07	121.38
14	+ 620	- 171	449	152.88	118.22
15	+ 650	- 171	479	150.98	114.67
16	+ 670	- 171	499	145.66	108.58
17	+ 690	- 171	519	140.29	102.66
18	+ 710	- 171	539	134.86	96.97
19	+ 730	- 171	559	129.52	91.40
20	+ 750	- 171	579	124.20	86.04
				+ 213.27	- 269.93

Tasa de Rendimiento:

$$8\% + 2\% \cdot \frac{213.27}{483.20} = 8.88\%$$

Los cuadros anteriores muestran el flujo actualizado de fondos para ambas alternativas. Del cálculo se desprenden las siguientes conclusiones:

- a) En ambas alternativas no se llega a obtener la rentabilidad del 10% sobre el capital invertido. Al actualizar el flujo de fondos de ambas alternativas a una tasa del 10%, los valores resultantes son negativos, lo que indica que la tasa de rendimiento es inferior a este 10 % considerado.
- b) Si no existe otra alternativa de satisfacer la demanda de energía eléctrica, se escogerá la alternativa A por su mayor tasa de rendimiento (9.43 % contra 8.88 %).

4.2.3.2 La Tasa de Rendimiento de la Inversión Adicional:

Los valores de rentabilidad obtenidos para cada una de las alternativas anteriormente comparadas, nos dan los elementos de juicio necesarios para decidirse por una alternativa en particular, aunque en este caso no se alcance la rentabilidad mínima fijada de antemano. Cuando no existe otra alternativa para satisfacer la demanda, es preciso considerar los flujos netos estimados de una y otra solución y calcular la tasa de interés que iguala a cero la serie resultante. - Esta tasa de interés puede interpretarse como la tasa de rentabilidad del excedente de inversión de la solución inicialmente más barata. Si la rentabilidad resultante de la inversión marginal es superior a la tasa mínima de rentabilidad fijada o al costo de oportunidad del capital, se comprueba que es más conveniente la alternativa que requiere una mayor inversión inicial.

En los sistemas eléctricos se plantea frecuentemente la necesidad de decidirse por una alternativa que requiere de mayor inversión inicial o por otra que aunque el capital inicial invertido es menor, su costo de operación y mantenimiento es mayor en el transcur

so de su vida útil. En este caso es particularmente conveniente comprobar si el valor de las inversiones adicionales rinden el costo de oportunidad mínimo del capital, o sea, la tasa de rendimiento que puede derivarse de otros usos.

Siguiendo el criterio de asignar los limitados recursos de capital a proyectos que rinden mayores beneficios, toda inversión adicional y optativa tendrá que rendir este costo de oportunidad del capital antes de que se considere que vale la pena incluirla dentro del plan.

CALCULO DE LA TASA DE RENDIMIENTO DE LA INVERSION
ADICIONAL

Año	F. Netos		Diferencias de F. Netos	Valor Presente de Diferencias		
	Alt. A	Alt. B		Al 10%	Al 12%	Al 15%
0	-3 000	-2 700	- 300	- 300.00	- 300.00	- 300.00
1	120	123	- 3			
2	160	163	- 3			
3	200	203	- 3			
4	240	243	- 3			
5	280	283	- 3			
6	320	323	- 3			
7	360	363	- 3	- 14.59	- 13.69	- 12.48
8	400	43	+ 357	+ 166.54	+ 144.19	+ 116.70
9	440	371	+ 69	+ 29.26	+ 24.88	+ 19.64
10	470	401	+ 69	+ 26.60	+ 22.22	+ 17.06
11	500	71	+ 429	+ 150.36	+ 123.34	+ 92.19
12	170	389	+ 219	- 69.77	- 56.22	- 40.93
13	488	419	+ 69			
14	518	449	+ 69			
15	548	479	+ 69			
16	568	499	+ 69			
17	588	519	+ 69			
18	608	539	+ 69			
19	628	559	+ 69			
20	648	579	+ 69	+ 117.30	+ 87.98	+ 57.82
				+ 105.70	+ 32.70	- 50.02

Para los años donde se repiten los valores se usa el factor de actualización de series uniformes. Así para los años 1 a 7 deberá usarse el f. a. s. (i, 7 años) menos f. a. s. (i, año 0).

Tasa de Rendimiento de la Inversión Adicional:

$$= 12 \% + 3\% \times \frac{32.70}{82.72} = 13.19 \%$$

Como se puede observar, la tasa de rendimiento de la inversión adicional resultó igual al 13.19 %, lo que nos indica que el excedente en la inversión inicialmente más cara produce una tasa de rendimiento mayor que el 10 % que se considera como atractivo. Por consiguiente, se escogerá la alternativa A debido a que la inversión adicional de Q.300.000 se recupera con un interés del 13.19 %.

5. Evaluación Económica de Sistemas Hidroeléctricos y Térmicos:

Con el propósito de darle más claridad al procedimiento empleado para seleccionar alternativas de desarrollo de sistemas eléctricos, se presentan a continuación los criterios seguidos por el Departamento de Estudios Económicos del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF).

Los conceptos que aquí se exponen fueron publicados por el BIRF en 1966 en la obra titulada "The Economic Choice Between Hydroelectric and Thermal Power Developments" escrita por Herman G. Van der Tak.

Solo se han incluido en el presente trabajo aquellos puntos que tienen una marcada importancia en el propósito del mismo, y los cuales se resumen a continuación.

5.1 La esencia del proceso de evaluación económica es determinar cuál de los proyectos involucrados hace el mejor uso de los recursos en comparación con otras posibles alternativas. La evaluación de los beneficios y los costos pueden diferir según sea el propósito de la evaluación. Desde el punto de vista nacional, la evaluación de

los recursos deberá ser efectuada en términos de costos y beneficios reales (sociales). Para poder efectuar cuantitativamente el proceso de evaluación, se usa generalmente el llamado "Costo de Oportunidad de Capital", que equivale a la tasa mínima de rendimiento - que produciría el capital comprometido en una alternativa marginal de uso. Si el rendimiento del proyecto considerado es menor que este mínimo, no debe ser tomado en cuenta porque se presume que habrá más usos productivos para el capital comprometido. Casos específicos donde las alternativas bajo consideración pueden producir el mismo bien o servicio por diferentes maneras, tienen un carácter especial en el procedimiento de evaluación económica. En estos casos, la comparación es bastante clara y se limitará a las alternativas consideradas, de las cuales una deberá ser seleccionada. El costo de oportunidad entra dentro del problema para ayudar a determinar cuál de las alternativas hace el mejor uso de los recursos dentro del marco general de la economía.

5.2 Un ejemplo de este tipo especial de evaluación es la comparación entre alternativas para producir energía eléctrica. Los beneficios serán iguales, la única cuestión es determinar cuál es la manera más barata de producción. Un kilovatio-hora producido por una hidroeléctrica es igual a un kilovatio-hora producido por una termoelectrica. En la práctica este es un concepto muy importante, pues es la base de la evaluación económica de todos los proyectos hidroeléctricos. En algunos casos la selección es obvia; el costo del combustible puede ser muy alto y el costo de construcción de las plantas hidro muy bajo. En otros, sin embargo, análisis más detallados serán necesarios para poder efectuar la comparación.

5.3 Se trata de llegar a un método sistemático que simplifique la comparación económica entre alternativas de desarrollo de sistemas eléctricos. El método de los FLUJOS FINANCIEROS ACTUALIZADOS ha sido generalmente aceptado en los últimos años.

5.4 Este método es de fácil comprensión y ha sido usado por los consultores en evaluaciones preliminares. La exactitud de los resultados dependerá de las estimaciones en los renglones críticos, los cuales requerirán de un análisis más cuidadoso.

tificación de las cantidades en un punto determinado del tiempo se efectúa actualizando los dos flujos de fondos a un año común. Estos valores actualizados a un año común pueden ser comparados directamente. El procedimiento de actualización involucra las siguientes consideraciones: Cuáles son las partidas que deberán ser incluidas en los costos o desembolsos, el período de tiempo o el número de años que abarcará el proceso, y la tasa de interés que deberá usarse en la actualización.

5.9 Para calcular costos, solo los desembolsos reales en bienes y servicios deberán incluirse y en los años en que éstos se suceden. - Cargos financieros y partidas contables, como intereses, depreciación y amortización, deberán excluirse de los mismos. Depreciación e intereses del capital invertido ya están involucrados en el mismo procedimiento de actualización. Amortización e intereses sobre préstamos son partidas financieras que dependen de términos específicos de financiamiento y no son inherentes a la naturaleza misma del proyecto (en el caso especial donde el financiamiento externo se obtiene a tasas de subsidio solo para uno de los proyectos considerados, sí deberá tomarse en cuenta).

5.10 El período de tiempo comprendido por el flujo financiero dependerá de las circunstancias, pero en general puede dividirse en dos partes. El primer período cubre los años de expansión del sistema, hasta los años donde los costos relativos de las diferentes alternativas no están influyendo en la decisión de inversión que ahora se está efectuando debidos a una expansión posterior del sistema. Este período lo define la alternativa de desarrollo que se está comparando y a menudo termina en el año donde se utiliza la capacidad total del embalse. Para el propósito de calcular el rendimiento de una inversión hidro adicional, la expansión del sistema se fija en este año. Sin embargo, el flujo de fondos deberá extenderse por un período mayor de tiempo hasta que las diferencias en los costos de operación en los sistemas alternativos sean insignificantes en términos de su valor actualizado. (A este respecto, cabría la pregunta de por qué el período de comparación no abarca toda la vida útil del proyecto; ante esto habría primero que definir cuál es la vida útil del proyecto, ya que existen diferentes opiniones sobre si tomar la vida útil de la presa o del equipo, o bien del sistema íntegro. Por suerte, para cualquier tasa de actualización usada en la práctica, las diferen-

cias entre los costos de operación actualizados comenzarán a ser despreciables antes de este punto, por lo que no se considera un problema).

5.11 Finalmente, este flujo de fondos deberá ser comparado. Se puede llegar a la misma conclusión por diferentes métodos. Un método consiste en hallar por aproximaciones sucesivas la tasa de actualización que iguala el valor presente de los dos flujos comparados. Alternativamente, el mismo resultado puede ser obtenido mediante la actualización de los flujos netos (flujo de costos de la alternativa hidro menos flujo de costos de la alternativa térmica, obteniéndose un flujo neto de costos compuestos de cantidades positivas y negativas). Los valores positivos son los costos adicionales de la alternativa hidro, los cuales ocurren principalmente en los primeros años; los valores negativos son los ahorros obtenidos en la alternativa hidro (beneficios). La tasa de actualización que iguala el valor presente de las cantidades positivas y negativas (valor presente del flujo neto igual a cero), será igual a la tasa de actualización que iguala los dos flujos financieros separadamente. (Nótese que solo se están comparando los costos de ambas alternativas. Los ingresos no han sido considerados debido a que se supone que serán iguales en ambas alternativas).

5.12 La tasa de rendimiento de la inversión adicional según la alternativa hidro, deberá compararse con el costo de oportunidad del capital, de tal manera de asegurarse cuando esta tasa es adecuada. Alternativamente, la misma tasa (costo de oportunidad del capital) puede usarse para calcular el valor presente del flujo de fondos de ambas alternativas. La alternativa con el menor costo, en términos de su valor presente deberá considerarse como el proyecto que hace el mejor uso de los recursos financieros.

CAPITULO V

ASPECTOS FINANCIEROS

1. REGULACION DEL SERVICIO ELECTRICO:

1.1 Los servicios Públicos:

En la actualidad, se encuentran clasificados como de utilidad pública los servicios de:

Agua
Gas
Comunicaciones
Electricidad
Transporte Urbano

La relación entre el crecimiento urbano y el de los servicios públicos no es difícil de percibir. El crecimiento urbano agrupa fuerzas económicas que producen estas utilidades de necesidad urbana y, consecuentemente, el normal desarrollo de las ciudades sería prácticamente imposible sin estos servicios. Es decir, que la interdependencia que existe entre las comunidades y los servicios de utilidad pública es tal, que su progreso y desenvolvimiento es inseparable.

La demanda de esos servicios ha obligado a empresas pequeñas de electricidad a expandir sus instalaciones y posteriormente a unirse con otras pequeñas empresas que sirven en lugares cercanos, hasta llegar a los grandes sistemas de energía eléctrica. Son muchas las ventajas que pueden obtenerse de esta unión. En el caso de empresas eléctricas, se consiguen grandes ventajas económicas mediante la sustitución de muchas plantas pequeñas por otras de mayor tamaño pero con mayores eficiencias. Las empresas pequeñas no pueden proporcionar empleo en forma regular y exclusiva a un cierto grado de personal idóneo, técnico, financiero y administrativo. Lo que sí es posible en empresas mayores, resultando en costos comparativamente bajos.

Debido a que todos los servicios contribuyen o son esenciales al bienestar público, se hace necesaria la regulación por parte del Estado. Sean estos servicios de propiedad pública o privada.

1.2 El Carácter de Monopolio de la Industria Eléctrica:

Siempre ha existido entre el público la oposición hacia las agrupaciones de grandes capitales representados por las compañías, de manejar a su antojo los precios cobrados por el servicio que suministran y de registrar costos demasiado elevados. Sin embargo, en el caso de los servicios de utilidad pública, tal oposición no tiene fundamento, ya que el control ejercido mediante una regulación adecuada, la ganancia de los inversionistas estará restringida ya sea que se trate de grandes o pequeñas empresas.

En el caso de empresas eléctricas, es claro que no puede haber competencia debido a la naturaleza del servicio que prestan. Al no existir competencia, las ventajas son tanto para la misma empresa como para sus abonados. La competencia en una determinada zona geográfica provocaría una duplicación de instalaciones, lo que traería consigo costos más altos en el valor de la energía, repercutiendo en las tarifas de venta al público. Los servicios eléctricos son considerados como "monopolios naturales", indicando con esto que cada una de las empresas será un monopolio, debido a que tienen una concesión exclusiva y especial. Las grandes inversiones que requieren las obras de este tipo, la relación tan baja entre el ingreso y la inversión y la imposibilidad de operar con factores de carga ideales, son factores que contribuyen para que este tipo de servicio público se opere bajo la condición de una disminución de costos. Esto se consigue únicamente bajo el monopolio.

1.3 Derechos y Obligaciones de las Empresas Eléctricas:

Por el carácter y naturaleza del servicio eléctrico, existen ciertos derechos y deberes que deben regir las relaciones entre la empresa y sus consumidores. El primer deber es de prestar el servicio a todos aquellos que así lo desean. En segundo lugar, está el prestar el servicio hasta la máxima capacidad, empleando toda la capacidad disponible si la demanda así lo justifica. Un tercer deber consiste en que el servicio que se preste sea seguro y adecuado, de

bido a la dificultad de sustitución motivada por el mismo carácter de monopolio de las empresas eléctricas. Existe también entre los deberes de una empresa, la prohibición de una injusta discriminación (esto no significa que se puedan elaborar tarifas de acuerdo al tipo de consumidor y en forma gradual). Finalmente, la empresa tiene el deber de no demandar del consumidor más que un precio razonable por el servicio suministrado.

Así como tiene obligaciones, una empresa tiene derechos. En primer lugar, está el de cobrar por el servicio suministrado mediante la aplicación de una tarifa razonable y, en segundo lugar, deberán de tener el privilegio de poder prestar el servicio bajo ciertas reglamentaciones justas que incluyen la prontitud en el pago de las cuentas, derecho de inspecciones, depósitos por servicio, extensiones, contratos y discontinuidad del servicio.

1.4 Función del Organismo Regulador:

Debido al carácter de monopolio que tiene el suministro de energía eléctrica, éste debe estar necesariamente sujeto a una regulación por parte del Estado. El organismo regulador tiene la función de proteger a los usuarios frente a posibles prácticas de monopolio o discriminatorias de la empresa proveedora del servicio y asegurar, por otra parte, a la empresa condiciones económicas adecuadas para su operación y desenvolvimiento. El organismo regulador deberá fijar normas que tiendan a garantizar a los usuarios del servicio eléctrico un adecuado suministro, abarcando aspectos técnicos, económicos y de seguridad de las instalaciones eléctricas. Asimismo, deberá establecer las estructuras tarifarias y las tarifas eléctricas, tomando en cuenta el interés de los abonados y las necesidades financieras de las empresas.

Los aspectos que deben ser objeto de regulación en las empresas eléctricas de servicio público, son principalmente:

1.4.1 Las tarifas eléctricas, de tal manera que los precios aplicados a los consumidores y las utilidades obtenidas por la empresa deben ser "justos y razonables".

1.4.2 Las características del servicio suministrado. Encierto sentido, un servicio adecuado es tan importante como el problema de las tarifas razonables, ya que ninguna tarifa podrá ser calificada de

razonable a mēnos que se relacione con un servicio apropiado. Las características más importantes a ser controladas son:

- a) Continuidad del servicio
- b) Regulación de voltaje y ciclaje
- c) Atención de quejas
- d) Prueba de medidores
- e) Mejoras del servicio
- f) Construcción de líneas de transmisión y distribución
- g) Prevenciones para emergencias
- h) Capacidad adecuada
- i) Proveer nuevos servicios
- j) Extensiones de líneas
- k) Líneas secundarias subterráneas

1.4.3 Regulación de los gastos de operación. En este sentido deberá determinarse si ciertos gastos son razonables o si son excesivos causados por una administración inadecuada o una operación deficiente, en vista de la incidencia que tienen estos gastos sobre las tarifas.

1.4.4 Extensiones en el área de concesión. Este caso se presenta cuando los posibles nuevos consumidores están muy distantes de las instalaciones existentes, requiriendo la erogación de fuertes sumas de dinero que tendrán que ser cubiertas en parte por la empresa y por los interesados.

1.4.5 Regulación de la contabilidad. El organismo regulador deberá requerir a las empresas una contabilidad adecuada, exacta y uni-

forme, a fin de que puedan ser examinadas con facilidad y compararlas con las de otras empresas. A través de esto, se pueden examinar los detalles de las actividades de las empresas.

1.4.6 Regulación de las ganancias, en base a utilidades razonables.

1.4.7 Regulación de la estructura de las finanzas debido a la magnitud de las inversiones.

1.4.8 Regulación de los planes de inversión en nuevas obras y su correspondiente financiamiento, a efecto de evitar un desperdicio de los recursos naturales, humanos y financieros del país.

Una revisión de las funciones reguladoras anteriormente nos muestra que todas ellas están relacionadas, directa o indirectamente, con los objetivos de la regulación: PROPORCIONAR UN SERVICIOS ADECUADO CON TARIFAS RAZONABLES. La administración de las concesiones de servicio eléctrico y de la legislación general regulatoria, deben estar en manos de un cuerpo idóneo, con autoridad suficiente, y capacidad técnica para hacerla respetar.

1.5 Situación Prevaleciente en Guatemala:

La regulación del servicio eléctrico no ha tenido efectividad en Guatemala debido a que no se cuenta con un organismo plenamente establecido para poder ejercer dicha función. El INDE tiene en cierta manera el carácter de organismo regulador, ya que de acuerdo con la ley constitutiva del mismo, según decreto No. 1287, se establece que el INDE, como organismo regulador del servicio público de electricidad, está obligado a vigilar y a exigir el cumplimiento de las leyes, reglamentos, ordenanzas y contratos relacionados con tal servicio. Tendrá a su cargo el estudio, formulación, revisión y vigilancia de la aplicación de las tarifas y la inspección de todas las empresas, instalaciones y servicios eléctricos, a efecto de que se ajusten a las normas legales, técnicas y de seguridad. Como se puede apreciar, de acuerdo a tal ley, el INDE tiene el carácter de organismo regulador, pero no ha podido cumplir a cabalidad con tal función debido principalmente a que no se tienen las normas y reglamentos necesarios para poder hacerla efectiva.

Otra de las razones principales que ha afectado tal función es que el INDE fué creado hasta el año 1959, y a esa fecha ya existían muchas empresas de servicio eléctrico plenamente establecidas en el país. La ausencia de una institución que se encargara de planificar el desarrollo eléctrico, provocó el establecimiento de pequeños sistemas que servían únicamente a un municipio y sólo con fines de alumbrado, en contra de la utilización más racional y eficiente de los recursos naturales del país. Para el año 1959, la Empresa Eléctrica de Guatemala tenía ya 37 años de estar operando en la zona de mayor actividad del país con un servicio eficiente, aunque con razones puramente utilitarias y sin tomar en cuenta el desarrollo integral de la electrificación del país, debido a que no existían normas dictadas por el Estado que las regulara.

2. TARIFACION ELECTRICA:

2.1 La Base Tarifaria:

Debido al carácter mismo de la industria eléctrica, es obligación del Estado proteger a los usuarios del servicio eléctrico contra posibles prácticas monopolísticas de la empresa distribuidora, evitando que ésta imponga tarifas muy altas que le representen utilidades mucho mayores que lo considerado aceptable de acuerdo a las normas dictadas en tales casos. Por otra parte, las tarifas deberán cubrir todos los costos en que incurre una empresa de este tipo por la prestación del servicio, incluyendo por supuesto una rentabilidad que en promedio no debiera ser superior a la que obtienen otros negocios que envuelven iniciativa y riesgos similares.

El servicio eléctrico es una combinación de cantidad, intensidad y oportunidad del uso de la energía, que es propia de cada consumidor y que influye decisivamente en el régimen de costos de la empresa. Por esta razón no puede hablarse estrictamente del precio de la energía eléctrica sin especificar las condiciones en que esta energía es suministrada.

De ahí la necesidad de disponer de tarifas, que no son precios sino tablas o escalas de precios que valen para las múltiples modalidades de consumo que se presentan en la práctica. Si el precio medio "razonable" del servicio eléctrico se ha de fijar en función del costo para la empresa, es necesario definir los componentes del costo y establecer si estos componentes, ya sea por su naturaleza o por su

monto, son razonables o justificados.

Las partidas o grupos que forman parte del costo total, son por consiguiente:

- a) Gastos de operación y mantenimiento (gastos directos de explotación).
- b) Impuestos.
- c) Depreciación (de bienes físicos) y amortización (de intangibles y otras inversiones relacionadas con el servicio suministrado).
- d) Intereses sobre préstamos (costo de los fondos obtenidos en préstamo).
- e) Utilidad sobre el capital invertido.

Los tres primeros cargos corresponden a los gastos de administración, operación y mantenimiento de las propiedades existentes, y los tres últimos a los cargos relacionados con la inversión de esas propiedades.

Cuando el servicio es suministrado por entidades del Estado, se establece una rentabilidad cuya finalidad es garantizar la expansión apropiada del servicio mismo.

La verificación de los gastos de operación y mantenimiento, administración y generales, así como de los impuestos, no ofrece mayores dificultades. Lo mismo ocurre con los intereses cuando éstos se consideran por separado en el cómputo de los costos totales. Lo anterior se simplificaría si se dispusiera de una buena información estadística y contable.

La dificultad se presenta en la determinación de los otros elementos del costo: la depreciación y la utilidad, ya que directa o indirectamente se relacionan con el valor de los bienes de la empresa.

Para calcular la depreciación se puede utilizar cualquier método que permita registrarla contablemente con cargo a los gastos de explotación, siempre que permita recuperar, a lo largo del período de servicio, la inversión total comprometida. La tendencia general, al menos en la industria eléctrica, es adoptar el método de depreciación lineal que tiene, entre otros, el mérito de la simplicidad.

El cálculo de la depreciación envuelve, en primer lugar, una estimación de la vida útil del bien depreciable. La vida útil estará sujeta a revisiones, de acuerdo con el comportamiento del bien y sus expectativas de vida en un momento dado. Una sobre-estimación no tendría mayores consecuencias, aparte de gravar más fuertemente a los consumidores presentes en beneficios de los consumidores futuros. Pero una sub-estimación impedirá a una empresa recuperar en definitiva la inversión realizada.

El otro elemento que entra en el cálculo de la depreciación es el "valor base", o el monto representativo de la inversión que pretende amortizar. La determinación del valor original requiere de un examen de los libros contables o una reconstrucción de los costos originales y verdaderos de las instalaciones eléctricas en operación, - con los mismos niveles de precios vigentes en las fechas respectivas en que se ejecutaron las obras y sus adiciones.

2.2 Gastos e Ingresos de Explotación:

2.2.1 Gastos de Explotación:

Representan parte del costo del suministro de energía eléctrica. Comprenden los "gastos directos de explotación", las provisiones para "depreciación" y los "impuestos" (excepto los correspondientes a las utilidades).

Los gastos directos de explotación comprenden:

- a) Los de operación, mantenimiento, supervisión técnica y administración local de las instalaciones para las etapas de generación (y/o compra de energía), transmisión y distribución.
- Los gastos de mantenimiento arriba mencionados comprenden

la mano de obra, materiales, gastos generales y otros realizados para preservar la eficiencia de operación o las condiciones físicas de las instalaciones.

- b) Los de lectura de medidores, facturación, contabilización, recaudación y todos los que se relacionan directamente con el suministro de energía a los clientes de la empresa.
- c) Los de promoción de ventas, incluyendo la propaganda, la asesoría técnica a los clientes y las demostraciones de artefactos para incrementar el consumo.
- d) Los de administración y generales, que son comunes a todas las actividades antes mencionadas.

— La depreciación es la pérdida en el valor de servicio de los bienes del activo, no restaurada por los trabajos de mantenimiento corriente. Proviene del consumo o presunto retiro de las instalaciones en servicio, por causas que deben producirse en la operación normal y contra las cuales la empresa no está protegida por seguros. Entre esas causas se consideran el desgaste, la acción de los agentes naturales, la inadecuación, la obsolescencia, los cambios tecnológicos y las modificaciones en las condiciones que requieren las autoridades públicas.

2.2.2 Ingresos de Explotación:

Son las sumas facturadas por la empresa correspondientes a los servicios de electricidad efectuados en el año y a otros servicios directamente relacionados con el suministro de energía, deducidos aquellos cargos en que la empresa es solo agente de retención. A la suma así obtenida se le llama ingreso bruto de explotación.

El ingreso neto de explotación resulta de la diferencia entre los ingresos brutos de explotación y los gastos de explotación; comprende intereses sobre deudas y la utilidad, o sea todo lo que excede de los gastos de explotación representa la remuneración conjunta de acreedores y propietarios.

2.3 Rentabilidad:

Si se pretende por parte del organismo regulador que las utilidades sean razonables, será necesario fijar una tasa o tanto por ciento razonable de rentabilidad y establecer un valor base de referencia, supuesto también razonable, al cual se aplica la rentabilidad.

Al establecer un valor base de referencia, es necesario aclarar los siguientes conceptos:

2.3.1 Activo Fijo:

Suma de los valores no depreciados de los bienes físicos en servicio necesarios para las actividades específicas de la empresa, que incluye ciertos intangibles correspondientes a gastos legítimos y verificables, así como los intereses de las inversiones en el período de construcción de las obras y montaje de las instalaciones hasta que éstas empiezan a producir (intereses intercalares). Excluye, en el período anual considerado, las obras en construcción o los estudios de planeamiento e investigación de futuros proyectos.

2.3.2 Activo Fijo Depreciado (Activo Fijo Neto):

Valor representativo de las inversiones en bienes, derechos y obras en servicio, en su estado actual. Es la diferencia entre el activo fijo bruto y la depreciación acumulada.

2.3.3 Inversión Inmovilizada:

Monto de las inversiones de capital (propietario y adeudado) inmovilizado por la empresa en las actividades de abastecimiento de energía eléctrica. Contablemente, es la suma del activo fijo depreciado y el activo de trabajo.

2.3.4 Activo de Trabajo o de Explotación:

Patrimonio en efectivo u otros valores realizables que una compañía necesita para atender los gastos corrientes de explotación antes de empezar a obtener la recaudación del servicio suministrado a los clientes, en el ciclo normal de facturación. Además del pago de

sueldos y jornales y otros servicios regulares que se exigen a la empresa dentro de ese ciclo, el capital de trabajo incluye el valor de una existencia razonable de combustible, materiales y repuestos en bodega, así como un margen por rezago en la recaudación.

El valor base que ha de servir para determinar el monto razonable de los ingresos de explotación y finalmente, el nivel medio de las tarifas de venta, debe de incluir, además del activo fijo neto, el llamado capital de trabajo.

El valor base o de referencia sobre el cual tendrán que aplicarse los ingresos netos de explotación es, por consiguiente, el llamado como inversión inmovilizada.

En todo caso, la rentabilidad ha de ser suficiente para cubrir el pago de intereses sobre deuda y asegurar una remuneración satisfactoria al propietario, con un margen adecuado de seguridad para imprevistos y hasta cierto punto, para hacer frente a las demandas inmediatas de la expansión corriente de las instalaciones.

En muchos países latinoamericanos se considera adecuada, en el caso de las empresas eléctricas, una tasa de rentabilidad del 10 por ciento sobre la inversión inmovilizada. En Guatemala, la fijación de una tasa máxima de rentabilidad sería función del organismo regulador.

CUADRO V-1

A continuación se presenta un cuadro que muestra la secuencia de cálculos para llegar a determinar la rentabilidad obtenida por una empresa en un año dado:

<u>Rubro</u>	<u>Valor en Quetzales</u>
1. Activo Fijo Bruto	
1.1 Centrales Generadoras	-----
1.2 Obras de Transmisión	-----
1.3 Obras de Distribución	-----
1.4 Bienes e Instalaciones Generales	-----
1.5 Intangibles	-----
	<hr style="border-top: 1px solid black;"/>
Total Activo Fijo	=====
2. Depreciación Acumulada	-----
3. Total Activo Fijo Neto Depreciado (1 - 2)	-----
4. Activo de Trabajo	-----
5. Total Inversión Inmovilizada (3 + 4)	-----
6. Ingresos de Explotación	-----
7. Gastos de Explotación	
7.1 Gastos Directos de Explotación	-----
7.2 Depreciación	-----
7.3 Impuestos	-----
	<hr style="border-top: 1px solid black;"/>
Total Gastos de Explotación	=====
8. Ingreso Neto de Explotación (6 - 7)	=====
9. Rentabilidad en por ciento de la inversión inmovilizada $\frac{(8)}{5}$	

El organismo regulador fijará la tasa de rentabilidad, con cierto margen de fluctuación, y que será similar a la que pudieran obtener en promedio los inversionistas de la empresa en otros negocios similares o en actividades industriales de magnitud y riesgos compa-

rables. Por otra parte, la concesión del servicio eléctrico en una zona determinada garantiza un dividendo virtualmente constante a través de los años y les protege de los fracasos financieros a que se hallaría expuesto el mismo capital de haberse invertido en una empresa de libre competencia; esta es la razón por la cual las rentabilidades de las empresas eléctricas son menores que en otras inversiones.

En ciertos casos, donde las empresas estatales abastecen zonas o mercados marginales suministrando un servicio de primera necesidad que no podría atender una empresa privada en condiciones satisfactorias sin cobrar precios que estarían fuera del alcance de la mayoría de la población, se podría aceptar una rentabilidad muy baja o nula sobre la inversión pública, pero en el conjunto o la totalidad del sistema es conveniente que las rentabilidades sean adecuadas a manera de poder expandir el sistema a áreas donde la rentabilidad es más baja que el promedio.

2.4 Análisis Financiero para una Empresa Eléctrica de Distribución:

El ejemplo que se desarrollará a continuación aclarará algunos conceptos mencionados anteriormente.

2.4.1 Bases del Análisis:

Se desea conocer la situación financiera de una empresa eléctrica que distribuirá la energía eléctrica al detalle en una población del país. La empresa estará a cargo de la municipalidad del lugar y tendrá su propia organización.

Los estudios previos indican que la forma más económica de suministro es mediante una línea de transmisión del INDE, que alimentará la red de distribución de la población. El INDE venderá la energía en bloque y cobrará un precio promedio de 2.5 centavos por KWH, puesto en subestación.

La municipalidad del lugar tendrá que construir la red de distribución. El costo de la obra se ha presupuestado en Q. 120 000.

La municipalidad aportará un capital de Q. 40 000 de sus propios fondos y el resto, o sean los Q. 80 000 serán financiados mediante un préstamo otorgado por el INFOM a un interés del 5 % anual y a un plazo de 15 años, sin período de gracia.

La red de distribución construída por la municipalidad iniciará el servicio eléctrico el 1o. de enero de 1969.

Asímismo, se le ha fijado a la empresa un precio medio de 5.0 centavos por KWH para venta de energía al detalle.

2.4.2 Mercado de Energía:

El consumo probable de energía en la población se ha determinado mediante índices obtenidos en otras poblaciones similares del país y a través de una encuesta realizada en el lugar.

Los estudios realizados concluyen que el consumo de energía será de 1 100 000 KWH para el primer año de operación, y que éste se incrementará anualmente a una tasa de crecimiento del 6% anual.

Se desea analizar la situación de la empresa al primer año de explotación, o sea al 31 de diciembre de 1969, y al quinto año, o sea al 31 de diciembre de 1973.

El consumo de energía estimado para el año 1974 será calculado de acuerdo a la fórmula siguiente:

$$C = 1\ 100\ 000 (1 + 0.06)^5 = 1\ 472\ 000\ \text{KWH}$$

2.4.3 Gastos de Explotación:

Uno de los principales renglones dentro de los gastos directos es la compra de energía. El valor de la energía suministrada en bloque que se calculará asumiéndose que se pierde un 5% del total en la red de distribución, o sea que la energía facturada en bloque:

$$\text{año 1969} = 1\ 100\ 000 (1.05) = 1\ 155\ 000\ \text{KWH}$$

$$\text{año 1973} = 1\ 472\ 000 (1.05) = 1\ 545\ 600\ \text{KWH}$$

La compra de energía será:

$$\text{año 1969} = 1\,155\,000 \times \text{Q. } 0.025 = \text{Q. } 28\,875$$

$$\text{año 1973} = 1\,545\,600 \times \text{Q. } 0.025 = \text{Q. } 38\,640$$

Los otros gastos directos de explotación se han calculado en -- Q. 12 600 para el año 1969 y en Q. 15 600 para el año 1974.

La depreciación se calculará sobre la base de una vida útil de la red de distribución de 30 años y aplicándose el método de la línea - recta; se considera, además, que al final de su vida útil, el valor de rescate será igual a cero.

Dentro de los gastos no se han considerado los impuestos debido a que la empresa es propiedad municipal.

Los gastos de explotación se resumen a continuación:

	<u>1969</u>	<u>1973</u>
Gastos Directos	Q. 41 475	Q. 54 240
Depreciación anual (3.33% x 120 000)	<u>4 000</u>	<u>4 000</u>
Total	Q. 45 475 =====	Q. 58 240 =====

2.4.4 Ingresos de Explotación:

Los ingresos por venta de energía a los usuarios son los siguientes:

$$\text{año 1969} = 1\,100\,000 \times \text{Q. } 0.05 = \text{Q. } 55\,000$$

$$\text{año 1973} = 1\,472\,000 \times \text{Q. } 0.05 = \text{Q. } 73\,000$$

2.4.5 Ingreso Neto de Explotación:

	<u>1969</u>	<u>1973</u>
Ingresos de Explotación	Q. 55 000	Q. 73 600
Gastos de Explotación	<u>45 475</u>	<u>58 240</u>
Ingreso Neto:	<u>Q. 10 525</u>	<u>Q. 15 360</u>

2.4.6 Rentabilidad:

El capital de trabajo de la empresa se ha calculado en Q. 3 200 para 1969 y en Q. 5 100 para 1973. Los activos fijos netos (costo original menos depreciación acumulada) serán:

$$\text{año 1969} = 120\ 000 - 4\ 000 = \text{Q. } 116\ 000$$

$$\text{año 1969} = 120\ 000 - 5 \times 4\ 000 = \text{Q. } 100\ 000$$

	<u>1969</u>	<u>1973</u>
Ingreso Neto de Explotación	Q. 10 525	Q. 15 360
Activo Fijo Neto	116 000	100 000
Capital de Trabajo	<u>3 200</u>	<u>5 100</u>
Inversión Inmovilizada:	<u>Q. 119 200</u>	<u>Q. 105 100</u>

Rentabilidad en por ciento de:

- la inversión inmovilizada	8.8	14.6
- activo fijo neto	9.1	15.4

De acuerdo a los cálculos y estimaciones efectuados, la empresa obtendrá rentabilidades adecuadas, considerando que se trata de analizar la situación de la misma con condiciones que pueden variar de un momento a otro, ya que todo está basado en las predicciones del mercado futuro. Un organismo regulador que hubiere fijado una rentabilidad máxima, digamos el 10%, obligaría a la empresa a bajar sus tarifas de tal manera de obtener la rentabilidad estipulada. - Es indudable que dicha rebaja de tarifas tendría que efectuarse cuando se comprobase que efectivamente la rentabilidad es mayor que la que ha sido previamente fijada.

Aparte del cálculo de rentabilidad sobre todo el capital financiado por propietarios (municipalidad) y acreedores (INFOM), es necesario hacer una separación y relacionarla con las deudas de la empresa, a efecto de determinar si la rentabilidad es suficiente para cubrir el pago de intereses sobre deuda y asegurar una remuneración satisfactoria al propietario, con un margen adecuado de seguridad para imprevistos y, hasta cierto punto, para hacer frente a las demandas inmediatas de la expansión corriente de las instalaciones.

2.4.7 Relación Ingreso Neto e Intereses:

Estudios efectuados sobre empresas eléctricas muestran que para una prudente administración financiera, la rentabilidad total no debiera bajar de un límite que depende de la importancia de los cargos de la deuda, cualquiera que sea el porcentaje de utilidad resultante del capital propietario; este criterio se verifica si la relación ingreso neto e intereses resulta por lo menos igual a 2, relación que puede considerarse como mínima aceptable en empresas de servicio público que no dependen de subsidios. Para llegar a determinar esta relación en la empresa que se está analizando, es necesario primero calcular el servicio de la deuda.

El servicio de la deuda es el pago de amortizaciones e intereses del capital acreedor. Puede variar según las condiciones negociadas con la fuente de financiamiento, pero en este caso se considerará pagos iguales anuales, más los intereses correspondientes a los saldos al final de cada año. Para los años considerados y con un préstamo de Q. 80 000 al 5 % de interés anual pagaderos en 15 años, el servicio de la deuda es el siguiente:

	<u>1969</u>	<u>1970</u>	<u>1971</u>	<u>1972</u>	<u>1973</u>
Saldo al final del año	74 667	69 333	64 000	58 667	53 333
Amortización	5 333	5 333	5 333	5 333	5 333
Intereses	4 000	3 733	3 467	3 200	2 933
Servicio de la deuda	9 333	9 066	8 800	8 533	8 266

Las rentabilidades parciales y totales sobre los activos fijos netos, se determinaron como sigue:

Para el año 1969

<u>Al final del año</u>	<u>Financiamiento</u>	Rentabilidad Neta		Relación <u>Ing. Neto/Inte.</u>
		<u>% anual</u>	<u>Monto</u>	
Deuda	74 667	5.0	3 733	$\frac{10\ 525}{3\ 733} = 2.82$
Capital Propio <u>1/</u>	<u>41 333</u>	<u>16.4</u>	<u>6 792</u>	<u>3 733</u>
Total	116 000	9.1	10 525	

1/ Capital Propio = Valor original red de distribución-depreciación acumulada - préstamo original + amortizaciones
= 120 000 - 4 000 - 80 000 + 5 333 = 41 333

Para el año 1973

<u>Al final del año</u>	<u>Financiamiento</u>	Rentabilidad Neta		Relación <u>Ingreso Neto/In.</u>
		<u>% anual</u>	<u>Monto</u>	
Deuda	53 333	5.0	2 667	$\frac{15\ 360}{2\ 667} = 5.8$
Capital Propio <u>1/</u>	<u>46 667</u>	<u>27.2</u>	<u>12 693</u>	<u>2 667</u>
Total	100 000	15.4	15 360	

1/ Capital Propio = 120 000 - (5 x 4 000) - 80 000 + 26 677 = 46 677

Como se puede observar en ambos casos, el ingreso neto de explotación es superior a dos veces el cargo financiero de la deuda situación que da un amplio margen de protección al compromiso de pago de intereses. Asimismo, la rentabilidad sobre el capital propio es del 16.4 % y el 27.2 % para los años 1969 y 1973 respectivamente.

A fin de proveer a las empresas un margen adecuado de protección al compromiso del pago de los intereses, el organismo regulador -- deberá permitir rentabilidades más altas sobre el capital propio si es que la composición del financiamiento así lo demanda. En el caso de la empresa que aquí se analiza, puede decirse que su situación financiera es magnífica, permitiéndole invertir sus utilidades para extensiones de servicio a zonas donde originalmente no ha sido contemplado, además de mejorar la red de distribución y la calidad de servicio. En caso contrario, ésta deberá bajar sus tarifas de tal manera que se obtenga la rentabilidad mínima adecuada.

2.4.8 Estado de Ingresos y Egresos:

Finalmente, conviene analizar la empresa desde el punto de vista de sus entradas y salidas, a efecto de determinar si ésta podrá cumplir con sus obligaciones.

	<u>1969</u>	<u>1973</u>
<u>Egresos (Quetzales)</u>		
Gastos directos (sin incluir depreciación)	41 475	54 240
Servicio de la deuda	<u>9 333</u>	<u>8 266</u>
Total Egresos	50 808	62 506
 <u>Ingresos (Quetzales)</u>		
Venta de energía	<u>55 000</u>	<u>73 600</u>
SUPERAVIT:	4 192	11 094
	=====	=====

Este último cuadro ha demostrado que la empresa podrá en todo momento cumplir con todos los pagos y obligaciones. confirmándose

lo que se ha dicho anteriormente.

Finalmente, queremos mencionar que un estudio de este tipo tiene una gran importancia no sólo para la empresa que se va a formar, sino que también para la entidad prestamista que necesita de ciertas seguridades de que el préstamo podrá ser recuperado. La decisión de invertir se tomará solo en base a las anteriores consideraciones.

2.5 Análisis de las Necesidades de Financiamiento del Desarrollo Eléctrico en Centroamérica y Panamá:

Con el objeto de traducir numéricamente la importancia de las necesidades de financiamiento, se presenta a continuación un estudio basado en el análisis efectuado por los ingenieros Eugenio Salazar y Carlos Roberston de la Sección de Energía Eléctrica de la División de Análisis de Proyectos del Banco Interamericano de Desarrollo. - Este estudio fué desarrollado por los participantes del IV Curso Centroamericano sobre Programación del Desarrollo y Preparación y Evaluación de Proyectos, en la Especialidad de Energía.

2.5.1 Datos para el Desarrollo de Análisis:

- a) Capacidad instalada en 1965 en Centroamérica y Panamá: 683 MW.
- b) Capacidad instalada por habitante: 48.7 vatios (en 1960 era de 36.2 vatios por habitante).
- c) Porcentaje de la población servida: 30 %
- d) Tasa de crecimiento de generación: 8.5 % anual
Tasa de crecimiento de potencia: 8.0 % anual
- e) Valores medios de inversión por KW de capacidad generadora:

	<u>Quetzales</u>	
- Generación (70 % hidroeléctrica)	200	250
- Transmisión	40	60
- Distribución y otros	<u>120</u>	<u>160</u>
Totales	360	470
	=====	=====
INVERSION MEDIA:		410
		=====

- f) Estimación de gastos de importación: 50% de los gastos totales.
- g) Fuentes de financiamiento de la inversión:
 - 1) Excedentes netos resultantes de la explotación, después del pago de dividendos y servicio de las deudas.
 - 2) Contribuciones y servicio de las deudas.
 - 3) Créditos de entidades internacionales y proveedores de la industria.
 - 4) Créditos internos.
- h) Inversión estimada al 31 de diciembre de 1965: 239 050 000 Quetzales.
- i) Depreciación acumulada al 31 de diciembre de 1965: 25% de la inversión.
- j) Ingreso neto calculado con base en un 10% del activo fijo neto.
- k) Monto de la deuda al 31 de diciembre de 1965: 120 000 000 Quetzales, al 6 % anual de interés.

Amortización: 8 000 000 Quetzales anuales.

- l) Financiamiento externo nuevo: 15 años plazo, 6 % anual de interés.

El análisis se efectuará para un período de 10 años a partir del 31 de diciembre de 1965, considerando que para esa fecha la demanda de potencia es de 683 MW y la demanda de energía es de 2 684 GWH.

2.5.2 Cálculo de la Capacidad Requerida en 1975:

Adoptándose una capacidad de reserva igual al 10% de la demanda máxima en el sistema, la capacidad que tendrá que tener instalada el sistema para esa fecha será de:

$$1\ 475 + 148 = \underline{1\ 623\ MW.}$$

Asímismo, se ha calculado que 60 MW tendrán que ser sustituidos por plantas nuevas. En ese caso, la capacidad que tendrá que instalarse en ese período de 10 años será de:

Total requerido por el sistema	=	1 623
Total instalado en 1965	=	<u>683</u>
Capacidad requerida	=	940
Sustitución de plantas	=	<u>60</u>
Capacidad a instalarse (hasta 1975)	=	1 000 MW

Porcentaje de crecimiento de la capacidad total requerida por el sistema:

$$1\ 623 = 683 (1 + t)^{10} \quad t = 9\ %.$$

2.5.3 Pronósticos Hasta el Año 1975:

CUADRO No. 1

Año	Energía (GWH) (t=8.5%)	Potencia (MW) (t=8.0%)	Capacidad Instalada (MW) (t=9.0%)	Adición de Capacidad (MW)
1965	2 684	683	683	---
1966	2 912	738	744	61
1967	3 159	797	811	67
1968	3 427	861	884	73
1969	3 718	930	964	80
1970	4 034	1 004	1 051	87
1971	4 377	1 084	1 146	95
1972	4 749	1 171	1 249	103
1973	5 153	1 265	1 362	113
1974	5 591	1 366	1 485	123
1975	6 066	1 475	1 683	198

Se estima que en 1975 se sustituirán en sistema los 60 MW por

retiro de plantas viejas.

2.5.4 Requerimiento de Financiamiento:

La capacidad total que se adicionará al sistema es de 1 000 000 KW a un promedio de Q. 410 por KW, requiriéndose por consiguiente de una inversión de Q. 410 millones en el período considerado, de los cuales un 50% es requerido en una moneda local, o sean Q. 205 millones y otro 50% en moneda extranjera, o sean \$ 205 millones.

La necesidad de financiamiento en cada uno de los años considerados se calculará multiplicando la capacidad adicionada en cada uno de los años, por Q. 410. El cuadro siguiente detalla la inversión requerida en cada año.

CUADRO No. 2

<u>Año</u>	<u>Inversión (Miles de Quetzales)</u>			<u>Inversión Acumulada</u>
	<u>Total</u>	<u>Local</u>	<u>Externa</u>	<u>(Miles de Q.)</u>
1966	25 010	12 505	12 505	25 010
1967	27 470	13 735	13 735	52 480
1968	29 930	14 965	14 965	82 410
1969	32 800	16 400	16 400	115 210
1970	35 670	17 835	17 835	150 880
1971	38 950	19 475	19 475	189 830
1972	42 230	21 115	21 115	232 060
1973	46 330	23 165	23 165	278 390
1974	50 430	25 215	25 215	328 820
1975	81 180	40 590	40 590	410 000
Total	410 000	205 000	205 000	

2.5.5 Cálculo del Activo Fijo Neto:

Las rentabilidades se calculan normalmente sobre el activo fijo neto, que es igual a la inversión original menos la depreciación acumulada. Los activos fijos netos se calculan al 31 de diciembre de cada año. (Ver cuadro No. 3).

CUADRO No. 3

CALCULO DE ACTIVOS FIJOS NETOS

(Miles de Quetzales)

	<u>1965</u>	<u>1966</u>	<u>1967</u>	<u>1968</u>	<u>1969</u>	<u>1970</u>	<u>1971</u>	<u>1972</u>	<u>1973</u>	<u>1974</u>	<u>1975</u>
Activo Fijo Bruto a principios del año	239 050	264 060	291 530	321 460	354 260	389 930	428 880	471 110	517 440	567 870	628 050
Adiciones en el año	---	25 010	27 470	29 930	32 800	35 670	38 950	42 230	46 330	50 430	81 180
Retiros en el año	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Activo Fijo Bruto a finales del año	239 050	264 060	291 530	321 460	354 260	389 930	428 880	471 110	517 440	567 870	628 050
Depreciación Anual (3%)	---	7 922	8 746	9 644	10 628	11 698	12 866	14 133	15 523	17 036	18 842
Depreciación Acumulada	59 762	67 684	76 430	86 074	96 702	108 400	121 226	135 399	150 922	167 958	185 800
Activo Fijo Neto	179 288	196 376	215 100	235 386	257 558	281 530	307 614	335 711	366 518	399 912	462 250
Rentabilidad (10%)		19 638	21 510	23 539	25 756	28 153	30 761	33 571	36 652	39 991	46 225

SUMA DE RENTABILIDADES = 305 796

SUMA DE DEPRECIACIONES = 127 038

Del cálculo se desprende que se obtendrá una rentabilidad de Q. 305 796 000 durante el período considerado. Para este mismo período, la suma de las depreciaciones es de Q. 127 038 000.

2.5.6 Servicio de la Deuda:

Comprende los desembolsos a efectuarse por pago de amortizaciones e intereses. El préstamo cubrirá únicamente los gastos efectuados en moneda externa, o sean \$ 205 millones.

El valor de los préstamos para cada año en particular se ha calculado en el cuadro No. 2, en la columna correspondiente a la moneda externa.

El servicio de la deuda del nuevo préstamo se calcula en el cuadro No. 4.

2.5.7 Origen y Aplicación de Fondos (Cuadro No. 5):

Es una manera de representar la situación financiera de una empresa, mostrándose con claridad las necesidades de financiamiento interno y externo. Los aportes de capital resultan de la diferencia entre el total de la aplicación de fondos y los otros renglones considerados en el origen de fondos; estas cantidades constituyen los aportes de los gobiernos locales para el financiamiento del desarrollo eléctrico. El renglón de dividendos fué adoptado como dato para el desarrollo del análisis y son las utilidades que las empresas pagan a sus accionistas.

El cuadro muestra que no será posible atender el servicio de la deuda y el desarrollo financiero de la empresa sin los aportes de los gobiernos a los organismos nacionales de electrificación; estos aportes se han estimado en Q. 78.7 millones para el período considerado. Los estados de origen y aplicación de fondos para el INDE muestran que en el período 1970-72 las contribuciones del Gobierno alcanzarán solo el 5 por ciento del gasto de inversión en moneda local, entendiéndose que se requerirá de préstamos externos para poder cubrir todos los gastos.

CUADRO No. 4

SERVICIO DE LA DEUDA DEL NUEVO PRESTAMO

(MILES DE QUETZALES)

<u>AÑO</u>	<u>PRESTAMO</u>	<u>1966</u>	<u>1967</u>	<u>1968</u>	<u>1969</u>	<u>1970</u>	<u>1971</u>	<u>1972</u>	<u>1973</u>	<u>1974</u>	<u>1975</u>
1966	Monto =12505	12505	11671	10837	10003	9169	8335	7501	6667	5833	4999
	Amortizacion	834	834	834	834	834	834	834	834	834	834
	Intereses	750	700	650	600	550	500	450	400	350	300
1967	Monto = 13735		13735	12819	11903	10987	10071	9155	8239	7323	6407
	Amortizacion		916	916	916	916	916	916	916	916	916
	Intereses		824	769	714	659	604	549	494	439	384
1968	Monto =14975			14975	13977	12979	11981	10983	9985	8987	7989
	Amortizacion			998	998	998	998	998	998	998	998
	Intereses			898	839	779	719	659	599	539	479
1969	Monto =16400				16400	15307	14214	13121	12028	10935	9842
	Amortizacion				1093	1093	1093	1093	1093	1093	1093
	Intereses				984	918	853	787	722	656	590
1970	Monto =17835					17835	16646	15457	14268	13079	11890
	Amortizacion					1189	1189	1189	1189	1189	1189
	Intereses					1070	999	927	856	785	713
1971	Monto =19475						19475	18177	16879	15581	14283
	Amortizacion						1298	1298	1298	1298	1298
	Intereses						1168	1091	1013	935	857
1972	Monto =21115							21115	19707	18299	16891
	Amortizacion							1408	1408	1408	1408
	Intereses							1267	1182	1098	1013
1973	Monto =23165								23165	21621	20077
	Amortizacion								1544	1544	1544
	Intereses								1390	1297	1205
1974	Monto =25215									25215	23534
	Amortizacion									1681	1681
	Intereses									1513	1412
1975	Monto =40590										40590
	Amortizacion										2706
	Intereses										2435
TOTAL AMORTIZACIONES		834	1750	2748	3841	5030	6328	7736	9280	10961	13667
TOTAL INTERESES		750	1574	2472	3456	4526	5694	6961	8351	9864	12299
<u>SERVICIO DE LA DEUDA PRESTAMO ANTIGUO</u>											
MONTOS		120000	112000	104000	96000	88000	80000	72000	64000	56000	48000
A AMORTIZACION		8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000
INTERESES		7200	6720	6240	5760	5280	4800	4320	3840	3360	2880

CUADRO NO. 5

ESTADO DE ORIGEN Y APLICACION DE FONDOS
(Miles de Quetzales)

O. R. I. G. E. N.	1. 966	1. 967	1. 968	1. 969	1. 970	1. 971	1. 972	1. 973	1. 974	1. 975
1. Rentabilidad	19 638	21 510	25 539	25 756	28 153	30 761	33 571	36 652	39 991	46 225
2. Depreciación	7 922	8 746	9 644	10 628	11 698	12 866	14 133	15 523	17 036	18 842
Sub-total	27 560	30 256	35 183	36 384	39 851	43 627	47 704	52 175	57 027	65 067
3. Préstamos externos	12 505	13 735	14 965	16 400	17 835	19 475	21 115	23 165	25 215	40 590
4. Aportes de capital	7 729	7 523	5 242	7 073	6 820	6 670	6 428	6 461	6 373	18 369
Total origen fondos.	47 794	51 514	55 390	59 857	64 506	69 772	75 247	81 801	88 615	124 026

APLICACION

1. Inversiones	25 010	27 470	29 930	32 800	35 670	38 950	42 230	46 330	50 430	81 180
2. Servicio deuda antigua,										
-Amortización	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000
-Intereses	7 200	6 720	6 240	5 760	5 280	4 800	4 320	3 840	3 360	2 880
3. Servicio deuda nueva:										
-Amortización	834	1 750	2 748	3 841	5 030	6 328	7 736	9 280	10 961	13 667
-Intereses	750	1 574	2 472	3 456	4 526	5 694	6 961	8 351	9 864	12 299
Total servicio--deuda	16 784	18 044	19 460	21 057	22 836	24 822	27 017	29 471	32 185	36 846
4. Dividendos	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000
Total aplicación-fondos:	47 794	51 514	55 390	59 857	64 506	69 772	75 247	81 801	88 615	124 026

RESUMEN TOTAL

Préstamos externos:	205 000
Inversiones :	410 000
Dividendos :	60 000
Aportes de capital:	78 688

El objetivo del análisis anterior, es efectuar una previsión de las necesidades de financiamiento para el desarrollo eléctrico en Centroamérica y Panamá. Es indudable que se necesitarán cálculos más afinados para cada país en particular dependiendo de las características y composición de cada sistema. Lo que interesa destacar es que el volumen de inversiones requerido es muy grande, debiéndose prever con anticipación la obtención de los fondos requeridos de manera que en los años futuros no exista una escasez de energía debido a esta falta de previsión financiera.

El presente análisis muestra una metodología para el cálculo de las provisiones financieras para destacar las necesidades de recursos financieros, sacrificando en cierta manera, la exactitud de los resultados que podría conseguirse analizando cada sistema en particular.

Los créditos externos representan ahorros de otros países que se invierten en el país donde se realiza el proyecto. Este tipo de financiamiento implica en esencia que los ahorros formados en países más desarrollados, llegan a complementar el esfuerzo de capitalización de las colectividades menos desarrolladas.

Con respecto a la política en materia de préstamos externos para Guatemala, puede decirse que ésta deberá canalizarse a través del Estado, de manera que el endeudamiento sea perfectamente compatible con nuestra futura capacidad de pago. Existen actualmente una serie de agencias internacionales de financiamiento que otorgan préstamos para impulsar el desarrollo en condiciones adecuadas y compatibles con las necesidades de los países que los reciben, que deberán ser seleccionados según la mejor conveniencia para el país.

Así mismo, se reconoce la necesidad de utilizar eficientemente los recursos externos para el desarrollo de obras en el sector energía que sean autofinanciables. Esto implica una programación financiera y de inversiones públicas en base a los proyectos de más alta prioridad y una selección cuidadosa de las fuentes financieras a utilizarse. La contratación de préstamos externos, por consiguiente, no debe ser una utilización oportuna o esporádica de recursos para financiar un proyecto aislado, sino una política preconcebida de inversión durante determinado período.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. CONCLUSIONES:

- 1.1 La disponibilidad de energía en cantidades suficientes y a precios adecuados, resulta fundamental en el proceso de desarrollo económico de un país. A este respecto se podría decir que la energía más cara es aquella que no se produce cuando se le necesita.
- 1.2 La energía eléctrica tiene un lugar predominante dentro del sector energía debido a las posibilidades de sustitución que brinda de otras fuentes de energía.
- 1.3 Los proyectos destinados a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica se caracterizan generalmente por su largo período de maduración y por las cuantiosas inversiones requeridas para llevarlos a cabo. El uso de los recursos deberá por consiguiente, planearse con la suficiente anticipación a manera de darles el empleo más eficiente.
- 1.4 La importancia de tener un plan de electrificación a nivel nacional estriba en una mejor utilización de los recursos disponibles, ya sean éstos humanos, naturales o financieros. Un programa evitará la elección de soluciones debidas al apremio derivado por la escasez de energía o por la falta de recursos financieros. En base al plan se podrán prever las necesidades de capital para financiar los nuevos proyectos, además de que permite el ordenamiento de la recolección de la información básica necesaria para una mejor utilización del recurso.
- 1.5 El aprovechamiento del potencial hidroeléctrico de un país es una necesidad ineludible, sobre todo para un país que no posea combustibles naturales.

- 1.6 Las plantas diesel-eléctricas son particularmente ventajosas para atender consumos específicos y en casos donde la demanda de energía eléctrica y la localización del consumo no justifiquen su conexión a una red mayor.
- 1.7 Las plantas de vapor compiten económicamente con cualquier otro medio de producción de electricidad en sistemas de cierto tamaño y sobre todo cuando el costo del combustible es bajo. Trabajan a un alto factor de carga y en un sistema predominante hidráulico, cumplen la función - de afirmar la producción de energía en períodos de caudal bajo.
- 1.8 Las turbinas de gas son particularmente ventajosas cuando se usan para cubrir la demanda de pico y solo durante pocas horas al día debido a su bajo costo de instalación por KW. Por sus altos costos variables de operación (combustibles y lubricantes), no deben usarse en la base de la curva de carga. Asimismo, este tipo de planta es usada para proveer la capacidad de reserva necesaria en un sistema y cuando el crecimiento acelerado de la demanda requiera una instalación que pueda ser puesta en operación en un corto período de tiempo.
- 1.9 Actualmente no se justifica la instalación de una planta electro-nuclear debido a lo reducido de los mercados de energía eléctrica y a la existencia de grandes recursos hidroeléctricos aún no explotados. Esta posibilidad podría justificarse solo en un sistema centroamericano interconectado y hasta dentro de unos diez años.
- 1.10 La capacidad de reserva de un sistema requiere de grandes inversiones, pero es indispensable la función que debe cumplir en la operación más eficiente y segura de un sistema.
- 1.11 La energía térmica complementa la energía hidroeléctrica de un sistema, ya que las termoeléctricas no están expuestas a las variaciones climatológicas, además de otras ventajas económicas que puede representar una operación

combinada. Los proyectos hidroeléctricos Jurún-Marinalá y Atitlán son básicamente plantas, de pico, que tendrán que ser complementadas con plantas térmicas de base.

- 1.12 La decisión de interconectar dos o más sistemas depende de las ventajas económicas que ésta pueda representar comparándola con el desarrollo aislado de los sistemas.
- 1.13 La electrificación nacional ha tenido muchos problemas debido a la falta de información básica confiable. El planeamiento adecuado del desarrollo eléctrico exige determinar en primer lugar, las necesidades actuales y futuras de energía y los recursos naturales disponibles para satisfacer esta demanda. Una buena información estadística de los mercados de energía eléctrica y la disponibilidad de datos básicos confiables de los recursos naturales conducirá a un planeamiento más adecuado del desarrollo eléctrico.
- 1.14 La insuficiencia de recursos financieros obliga a decidirse por soluciones en función de su menor costo en lugar de su mayor valor técnico-económico. En los países de escasos recursos financieros este problema repercute decisivamente en el desarrollo más económico de los sistemas. De ahí la importancia que tiene el prever las necesidades de capital con la suficiente anticipación, a efecto de tomar las medidas necesarias para que estén disponibles cuando llegue el momento de efectuar la inversión.
- 1.15 Los métodos de evaluación económica deben considerar el factor tiempo en el uso de los capitales, en las disponibilidades de los ingresos y en el esparcimiento de los egresos. Para poder efectuar la comparación, las cantidades deben convertirse en una medida común y situarlas en un punto determinado del tiempo.
- 1.16 El método del Costo Uniforme Equivalente Anual (Costo Anual), convierte la inversión inicial en una serie de pagos anuales equivalentes que, sumados a los costos anuales de explotación, se obtiene el costo total anual de la inversión.

- 1.17 El método del Valor Presente o Valor Actualizado traduce los desembolsos anuales a términos de la inversión inicial, reduciendo todos los pagos anuales al equivalente de un solo pago efectuado junto con la inversión, o sea que el método permite calcular la inversión inicial equivalente.
- 1.18 Mediante el método del Flujo Actualizado de Fondos se puede calcular la tasa de rendimiento interna que se espera obtener de un proyecto. Esta tasa representa la tasa máxima de interés que se podría pagar para llevar a cabo un proyecto sin sufrir pérdidas pero sin obtener ganancias.
- 1.19 En el método del Costo Anual y el del Valor Presente, se usa una tasa de interés igual a la tasa de recuperación estipulada como mínima atractiva. La tasa de rendimiento interna y de la inversión adicional se calculan mediante el Flujo Actualizado de Fondos; estas tasas deberán compararse con la mínima aceptada como atractiva.
- 1.20 La elección de la tasa de interés es quizá el problema -- más difícil que hay que resolver en el campo de la evaluación de proyectos, ya que es un dato que llega a influir decisivamente por una u otra alternativa. Se estima que en los proyectos públicos destinados al sector energía eléctrica, la tasa de interés a usarse varía entre el seis y ocho por ciento.
- 1.21 El problema económico de escoger entre una alternativa hidráulica y una térmica está en decidir si los altos costos de inversión en los primeros años de la alternativa hidro están o no justificados por sus más bajos costos de operación en años futuros, comparándolos con los costos iniciales bajos y altos costos de operación y mantenimiento futuros de la alternativa térmica.
- 1.22 La regulación del servicio eléctrico por parte del Estado es necesaria debido a que éste es un servicio con carácter de monopolio que contribuye y es esencial al bienestar público. Los Organismos Reguladores tienen la función de proteger a los usuarios frente a posibles prácti-

cas monopolísticas de la empresa proveedora, y asegurar, por otra parte, a la empresa condiciones económicas adecuadas para su operación y desenvolvimiento. El objetivo básico de toda regulación del servicio eléctrico será el de proporcionar un servicio adecuado con tarifas razonables.

- 1.23 Una tarifa eléctrica debe estar diseñada para que cubra to dos los costos derivados por el suministro del servicio, a parte de una rentabilidad adecuada que le permita a la em presa condiciones económicas para su desenvolvimiento. En una empresa de propiedad pública, se establece una rentabilidad cuya finalidad es garantizar la expansión apropiada del servicio; si la empresa es de propiedad privada, tendrá además que rentar al capital propietario.
- 1.24 El desarrollo eléctrico en Guatemala no podría llevarse a cabo sin el financiamiento externo. A fin de utilizar eficientemente estos recursos, es necesario que sean utilizados en obras que sean autofinanciables.

2. RECOMENDACIONES:

- 2.1 Iniciar la investigación del potencial hidroeléctrico de Guatemala, en base al cual se pueda efectuar una investigación más detallada de los proyectos que preliminarmente muestren ser más prometedores a través de esquemas de proyectos para los sitios hidroeléctricos más favorables y en el cual se incluirá un diseño preliminar de la transmisión y otras facilidades.
- 2.2 Establecer un plan nacional de electrificación que abarque un período de quince años con pronósticos máximos y mínimos, tanto para la carga máxima como para el consumo. El plan deberá contener, además, un estudio de prioridades considerando las alternativas de proyectos hidroeléctricos, junto con la generación térmica e hidroeléctrica existente, a efecto de obtener el orden de desarrollo más económico y conveniente para el país.

- 2.3 Revisar continuamente el plan general y al mismo tiempo llevar a cabo un trabajo de investigación en los proyectos individuales a fin de asegurar que los mismos son factibles técnica y económicamente. Deberá prestársele especial atención a los pronósticos financieros a efecto de tomar las medidas necesarias para disponer en el momento oportuno del financiamiento requerido para llevar a cabo el plan.
- 2.4 Mejorar continuamente las estadísticas del mercado de energía eléctrica a efecto de llegar a pronósticos más exactos de la demanda futura. No debe descuidarse también la recolección de la información hidrológica que nos permitirá llegar a una evaluación correcta de los recursos hidráulicos del país y para la planificación y diseños apropiados de los proyectos.
- 2.5 Los estudios de factibilidad deberán incluir el examen de llado de los costos de construcción, problemas de ingeniería, justificación económica y costos futuros de producción de energía eléctrica.
- 2.6 Llevar a cabo un programa constante de entrenamiento del personal nacional, ya que a medida que un sistema eléctrico crece, adquiere mayor importancia la disponibilidad del personal calificado en este aspecto.
- 2.7 Contratar préstamos externos canalizándolos a través del Estado, de manera que el endeudamiento sea perfectamente compatible con nuestra futura capacidad de pago. Las agencias internacionales de crédito deberán seleccionarse cuidadosamente en atención de sus mejores condiciones de préstamos, tales como menores intereses, períodos de gracia y amortizaciones a más largo plazo.
- 2.8 Que la Secretaría del Consejo Nacional de Planificación - Económica emita dictamen sobre la tasa de interés a usarse en la evaluación de proyectos de energía eléctrica.

- 2.9 Emplear cualquiera de los métodos de evaluación descritos en el presente trabajo para comparar alternativas o para determinar la factibilidad económica de un proyecto o plan de desarrollo. La realización de las obras sólo podrá llevarse a cabo después de un estudio económico de este tipo.
- 2.10 Efectuar un estudio en las industrias del país que se autoabastecen por medio de plantas diesel convencionales, a efecto de determinar la posibilidad de conectarlas a la red pública. Con esto se logrará mejorar el factor de carga del sistema y un ahorro de combustibles importados.
- 2.11 Estudiar el establecimiento de cooperativas de electrificación rural para que los beneficios de la energía eléctrica puedan ser aprovechados por los habitantes de las áreas rurales y para que sea aumentada la productividad de estas zonas.
- 2.12 Crear un organismo regulador del servicio público de energía eléctrica con las normas y reglamentaciones adecuadas y con la suficiente autoridad para hacerlas efectivas.
- 2.13 Integrar los sistemas aislados del país a un Sistema Nacional Interconectado cuando las condiciones así lo justifiquen. Asimismo, es recomendable estudiar una posible interconexión con los demás países de Centroamérica.


ROLANDO VON SIU

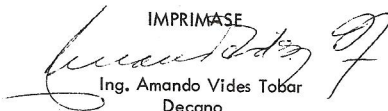
Vo. Bo.


Ing. Pedro Aragón
Asesor

Vo. Bo.


Ing. Rodolfo Koetigsberger
Director Escuela de Ingeniería
Mecánica-Electricista

IMPRIMASE


Ing. Amando Vides Tobar
Decano

BIBLIOGRAFIA

1. Manual de Proyectos de Desarrollo Económico. Naciones Unidas, 1958.
2. Preparación, Evaluación y Financiamiento de Nuevos Proyectos de Desarrollo Económico. Osvaldo Fernández Balmaceda, 1966.
3. Criterios Económicos para la Selección y Desarrollo de Centrales y Sistemas Eléctricos. Raúl Sáez. Naciones Unidas, 1961.
4. Las Centrales Térmicas. R. Ginocchio. Naciones Unidas, 1961.
5. Principals of Engineering Economy. Grant-Ireson. The Ronald Press Co., 1964.
6. Engineering Economy. Clarence Bullinger. McGraw-Hill Co., Inc., 1958.
7. Principios de Tarifación Eléctrica. Eugenio Salazar. Banco Interamericano de Desarrollo, Washington, D. C., 1962.
8. Choix Economique en Avenir Certain. M. Albony. Etudes Economiques Generales. E. D. F.
9. Algunos Aspectos de la Evaluación de Proyectos de Energía Eléctrica en Países Poco Desarrollados. Alfred E. Matter. Naciones Unidas, 1961.
10. The Economic Choice Between Hydroelectric and Thermal Power Developments. Herman G. van der Tak. International Bank for Reconstruction and Development, 1966.
11. Explotación de Recursos Hidráulicos. Otto Eckstein. Cía. General de Ediciones, S. A., 1958.
12. The Electric Power Business. Edwin Vennard. McGraw-Hill Book Co., 1962.
13. Electric Utility Rate Economics. Russell E. Caywood. McGraw-Hill Book Co., 1956.

14. Normas para la Determinación de Tarifas en las Empresas Eléctricas. Rodrigo Montealegre M. Tesis, Universidad de Costa Rica, 1961.
15. Manual of Standard and Criteria for Planning Water Resource Projects. United Nations, 1964.
16. Water Resource Economics Multiple Purpose River Basin Development. United Nations, 1955.
17. La Energía en América Latina. Naciones Unidas, 1957.
18. Regulación del Servicio Eléctrico en Guatemala. CEPAL, 1967.
19. Política Regional de Energía en Centroamérica. CEPAL, 1966.
20. Estudio de Electrificación y Riego. Volúmenes II, III y IV. Acres International Limited, Ingenieros Consultores, 1962.
21. Desarrollo Eléctrico en Guatemala 1965-1970. HARZA, 1965.
22. Informes de Factibilidad de la Planta de Vapor de 33 MW y del Proyecto Hidroeléctrico Jurún-Marinalá, Electro-Watt, 1966 y 1964.
23. Plan Nacional de Electrificación. INDE, Noviembre de 1966.
24. Plan Nacional de Electrificación. INDE, Marzo de 1968.