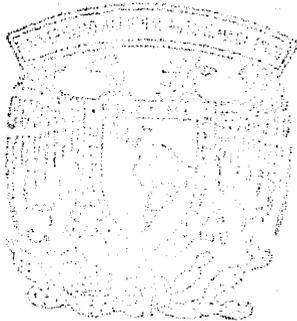


14-135



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

Facultad de Ingeniería

**Mantenimiento Predictivo de Plantas
Hidroeléctricas**

T E S I S

Que para obtener el título de:

INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

p r e s e n t a :

LAZARO SALAZAR REYES

México, D. F.

1979





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

I N D I C E

	Pág.
INTRODUCCION	1
Capítulo 1 OPERACION DE PLANTAS HIDROELECTRICAS	4
1.1 Generalidades	4
1.2 El aprovechamiento hidroeléctrico	6
1.3 La energía hidroeléctrica en México	15
1.4 Indices de operación	18
1.5 El factor de carga y el tipo de servicio	20
1.6 El flujo del río y el tipo de proyecto	22
1.7 El factor de planta y la capacidad instalada	24
1.8 Operación de vasos de almacenamiento	27
1.9 La interconexión de los sistemas eléctricos en México	31
1.10 Curva de duración de carga	34
1.11 Beneficios de la operación con interconexión	38
1.12 Pruebas de comportamiento de operación	41
1.13 Medición del rendimiento en la turbina	45
Capítulo 2 MANTENIMIENTO DE PLANTAS HIDROELECTRICAS	49
2.1 Teoría del mantenimiento	49
2.2 La importancia del mantenimiento en plantas hidroeléctricas	62
2.3 La importancia del costo del mantenimiento	64
2.4 Factor de disponibilidad por mantenimiento	67

	Pág.
2.5 Control del mantenimiento en plantas hidroeléctricas	69
2.6 Programación de un sistema interconectado	85
2.7 Programa de un mantenimiento	88
Capítulo 3 RELACION ENTRE LA CAIDA DEL RENDIMIENTO Y EL MANTENIMIENTO	90
3.1 Introduucción	90
3.2 Rendimiento de la central hidroeléctrica	92
3.3 Causas de la caída del rendimiento	103
3.4 Disminución de generación por caída de rendimiento	107
3.5 Consideraciones para establecer el costo de la energía de reemplazo	111
3.6 El costo de la energía de reemplazo	114
3.7 El costo del mantenimiento	119
3.8 El punto de equilibrio económico	120
Capítulo 4 APLICACION DEL METODO DE RUTA CRITICA AL MANTENIMIENTO DE PLANTAS HIDROELECTRICAS	128
4.1 Introduucción	128
4.2 El Método de la Ruta Crítica	129
4.3 El Programa CONPRO	133
Capítulo 5 CONCLUSIONES	150
BIBLIOGRAFIA	156

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

La Comisión Federal de Electricidad es la encargada de garantizar la disponibilidad de energía eléctrica en su aspecto público. Para satisfacer las necesidades de la población y para apoyar el crecimiento económico del país, al finalizar el año de 1978 mantiene en operación una capacidad instalada de generación de 13,986 MW que incluye plantas térmicas e hidroeléctricas. Además, para satisfacer la demanda futura, sostiene un programa continuo de construcción que habrá de duplicar esta capacidad instalada antes que finalice 1985. Para la mejor operación de esta capacidad ha concluido recientemente la interconexión de los sistemas eléctricos en dos grandes sistemas denominados Norte y Sur, los cuales cubren el gran macizo continental contribuyendo así con un intercambio de energía necesario en períodos de demanda máxima.

De la cifra total antes mencionada, 5,225 MW corresponden a la capacidad instalada en plantas hidroeléctricas, cifra que evidencia el grado de dificultad que involucra la opera—

ción integrada de las mismas y la operación combinada con las - centrales térmicas. Es en esta combinación donde la interconexión adquiere particular importancia para ambos tipos de centrales, pues por este medio puede substituirse la energía hidráulica por térmica y viceversa; o bien puede transferirse la producción de energía hidroeléctrica entre regiones, cuando una localidad tiene más agua disponible que otra.

Resulta evidente la importancia de optimizar en lo posible las actividades operativas para contar con un sistema rentable y confiable. Una de las actividades elementales de la operación está constituida por los trabajos de mantenimiento, que mediante su aplicación en forma preventiva y predictiva, se llevan a cabo sobre los equipos principales y auxiliares de la central hidroeléctrica para que cumplan con el servicio para el cual han sido diseñadas.

En plantas hidroeléctricas se opera mediante la práctica de un mantenimiento preventivo y predictivo y sólo en el caso de que las necesidades apremiantes del sistema así lo requieran, se llega a utilizar el mantenimiento correctivo. Para cumplir con su finalidad, el mantenimiento se apoya en inspecciones y pruebas de comportamiento de operación del equipo.

El presente estudio se propone contribuir en una dismi

nución del costo de operación de las centrales hidroeléctricas apoyándose en la ejecución de un mantenimiento oportuno. Basándose en la práctica de un mantenimiento predictivo o de diagnóstico mediante pruebas de comportamiento de operación, la necesidad del mantenimiento es analizada en función de la disminución del rendimiento original de la unidad turbogeneradora, disminución que a su vez se traduce a un costo que posteriormente se compara con el costo del mantenimiento mismo y con el costo de la falta de servicio.

La magnitud de la capacidad instalada requiere de una administración adecuada que tome decisiones dinámicas. El avance y la creciente capacidad de los sistemas de computación hacen de este medio el sistema moderno más efectivo para este fin. Dentro de las diversas aplicaciones de la computadora resulta de particular interés el método de Ruta Crítica por el control que puede ejercer sobre los trabajos de un mantenimiento. En el penúltimo capítulo se puede advertir la importancia de este método de control.

CAPITULO 1

OPERACION DE
PLANTAS
HIDROELECTRICAS1.1 GENERALIDADES.

Cuando un proyecto eléctrico es terminado y entra en su fase operativa, es de fundamental importancia económica el costo de su funcionamiento. En este sentido la energía hidráulica a diferencia de la térmica constituye un recurso inagotable, que mediante el ciclo natural debido a la acción solar, hace que esta energía sea permanentemente reemplazada. Esto no se cumple con la energía térmica que tiene que sacrificar la energía contenida en los combustibles que han sido almacenados en las entrañas del planeta en las pasadas eras geológicas. El consumo de combustible significa un consumo de capital que redundará en los costos de operación, además su dudosa disponibilidad y su futura extinción afectará esta fuente de energía eléctrica.

Las ventajas del aprovechamiento hidroeléctrico deben ser aprovechadas al máximo mediante una operación óptima, con equilibrio entre la disponibilidad de generación y los requerimientos de la demanda. En la medida en que esto sea logrado, se estará cumpliendo con el objetivo fundamental de la operación de un sistema eléctrico. Este objetivo consiste en mantener un abastecimiento confiable y adecuado para asegurar el servicio de acuerdo a los requerimientos de la carga, además de hacerlo al más bajo costo total posible.

La consecución de una operación óptima del aprovechamiento hidroeléctrico implica conocer las principales características técnicas y económicas del proyecto y de esta forma poder dictar políticas de explotación para llegar a establecer una coordinación de actividades adecuada y ventajosamente económica.

Por una parte deben establecerse las correspondientes relaciones entre el flujo del río, la capacidad de almacenamiento, la altura, las características del turboalternador y la capacidad de las líneas de transmisión. Por otra parte se deben relacionar entre sí los diferentes tipos de demanda con el factor de planta, el factor de carga, el factor de diversidad, etc.

Estas relaciones deben ser completamente manejables pa

ra asegurar una producción efectiva máxima de la disponibilidad de agua e instalaciones, reduciendo la probabilidad de llegar a operar con restricciones en el servicio durante los períodos de demanda máxima.

El alcance y finalidad de este trabajo , limitan a que solamente se establezcan en él las relaciones en las que se apoyará la exposición del análisis económico propuesto.

1.2 EL APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO.

DEFINICION

Un aprovechamiento hidroeléctrico es el que utiliza la energía potencial o de posición contenida en cierta cantidad de agua cuando se provoca adecuadamente su circulación a través de un desnivel, de esta forma es accionada una turbina que genera energía mecánica que posteriormente se convierte en energía eléctrica en el alternador.

PARTES CONSTITUTIVAS

Las partes fundamentales que constituyen un aprovechamiento hidroeléctrico son las que se anotan a continuación:

- . Obra de captación.- presa de embalse o de derivación, cana

les, sifones, puentes, etc.

- . Obra de toma.-tanque regulador, rejillas, desarenador, com
puertas, etc.
- . Conducción.-galería de presión, tubería de presión, etc.
- . Casa de máquinas.-turbina, alternador, controles, etc.
- . Obra de restitución.-galerías de desfogue, comppuertas, etc.

CLASIFICACION POR EL TIPO DE CAPTACION

La obra de captación es motivo de clasificación de un aprovechamiento: uno denominado de agua fluyente y el otro de agua embalsada.

Al primer tipo se le llama de agua fluyente porque del gasto total que conduce el río, una parte es desviada en la presa derivadora, siendo esta parte la que rige la generación de energía eléctrica. El gasto derivado llega a embalses (en forma directa o a través de canales, túneles, sifones y puentes) generalmente pequeños que permiten cuando más una regulación diaria de la demanda de energía y esto con limitaciones.

En el aprovechamiento de agua embalsada, ésta es detenida directamente en presas de almacenamiento. En este caso, para un momento dado las entradas de agua al vaso o depósito de -almacenaje son independientes de la generación de energía.

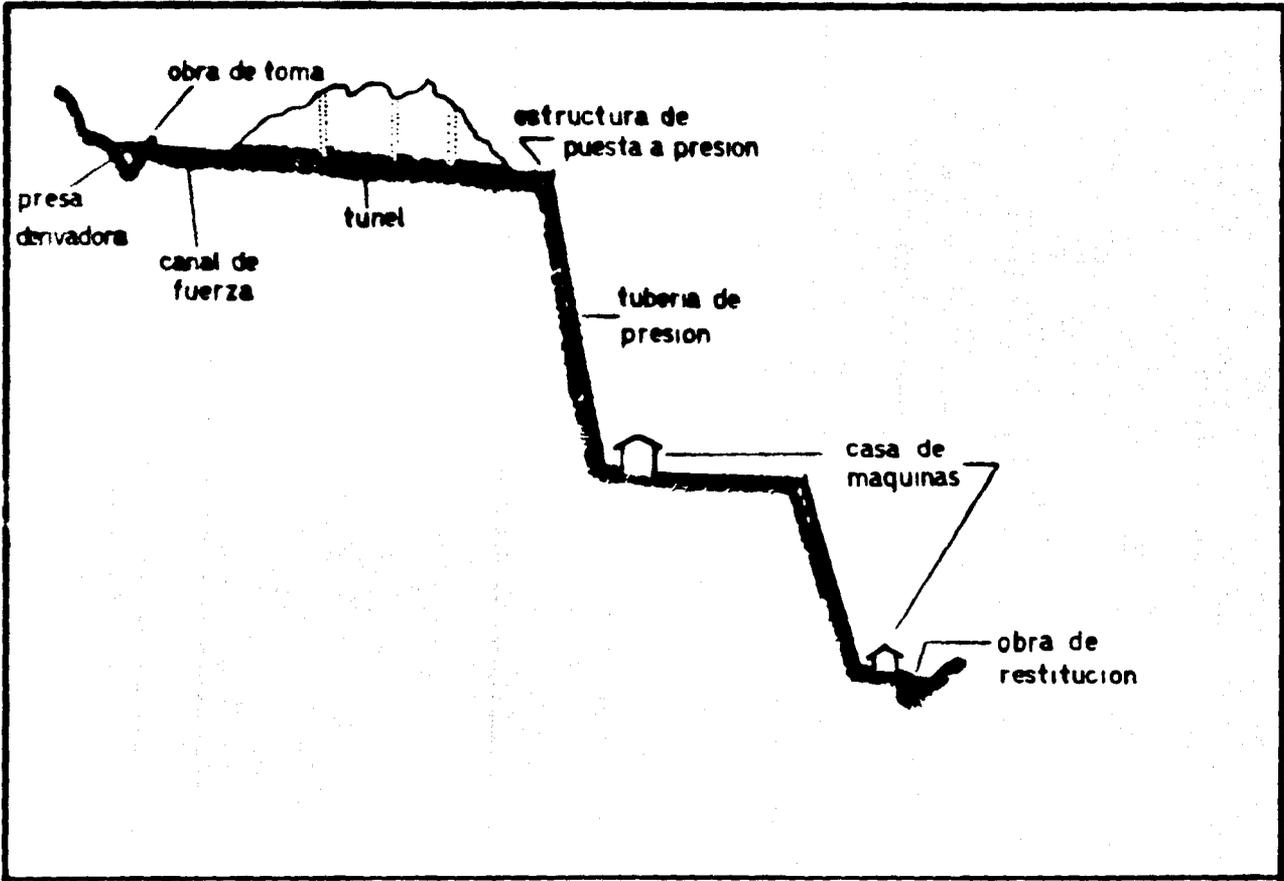


fig.1.1 OBRA DE TOMA DE CONDUCCION A SUPERFICIE LIBRE

CLASIFICACION POR OBRA DE TOMA

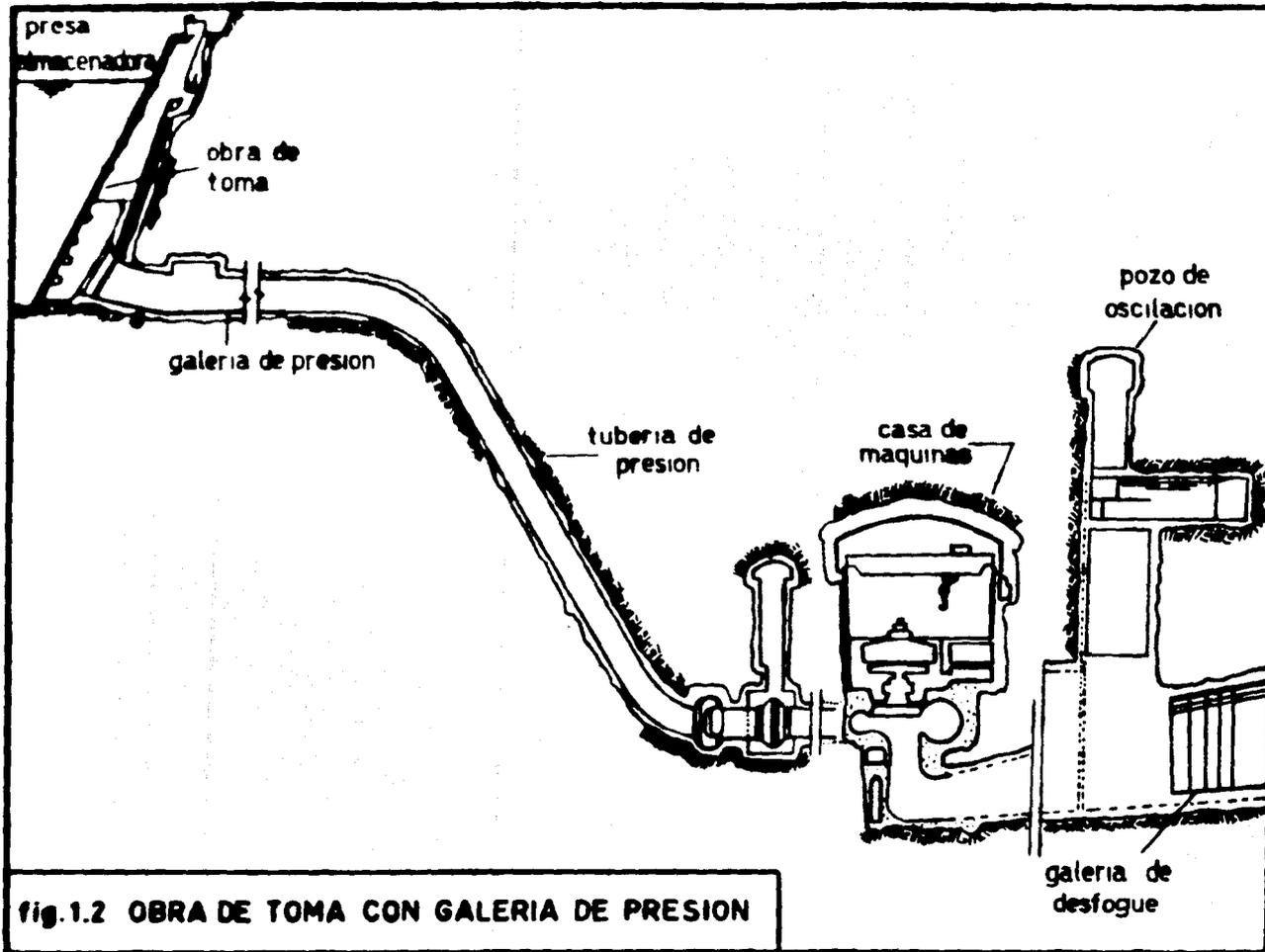
El objetivo primordial de una obra de toma es el de - permitir y controlar las necesarias extracciones de agua de un río o un embalse para su conducción a la unidad turbogeneradora. Con respecto a su disposición general, pueden diferenciarse los siguientes tipos:

- . A superficie libre
- . Con galería de presión
- . A pie de presa

La obra de toma a superficie libre es utilizada en el aprovechamiento de agua fluyente, sus partes constitutivas más importantes que a continuación se anotan, se pueden apreciar en la figura 1.1.

- . Presa derivadora
- . Obra de toma
- . Canal de fuerza
- . Estructura de puesta a presión
- . Tubería de presión
- . Casa de máquinas
- . Obra de restitución

Los dos tipos restantes de obra de toma pertenecen a - presas de almacenamiento. De estos, el más valioso es el que u-

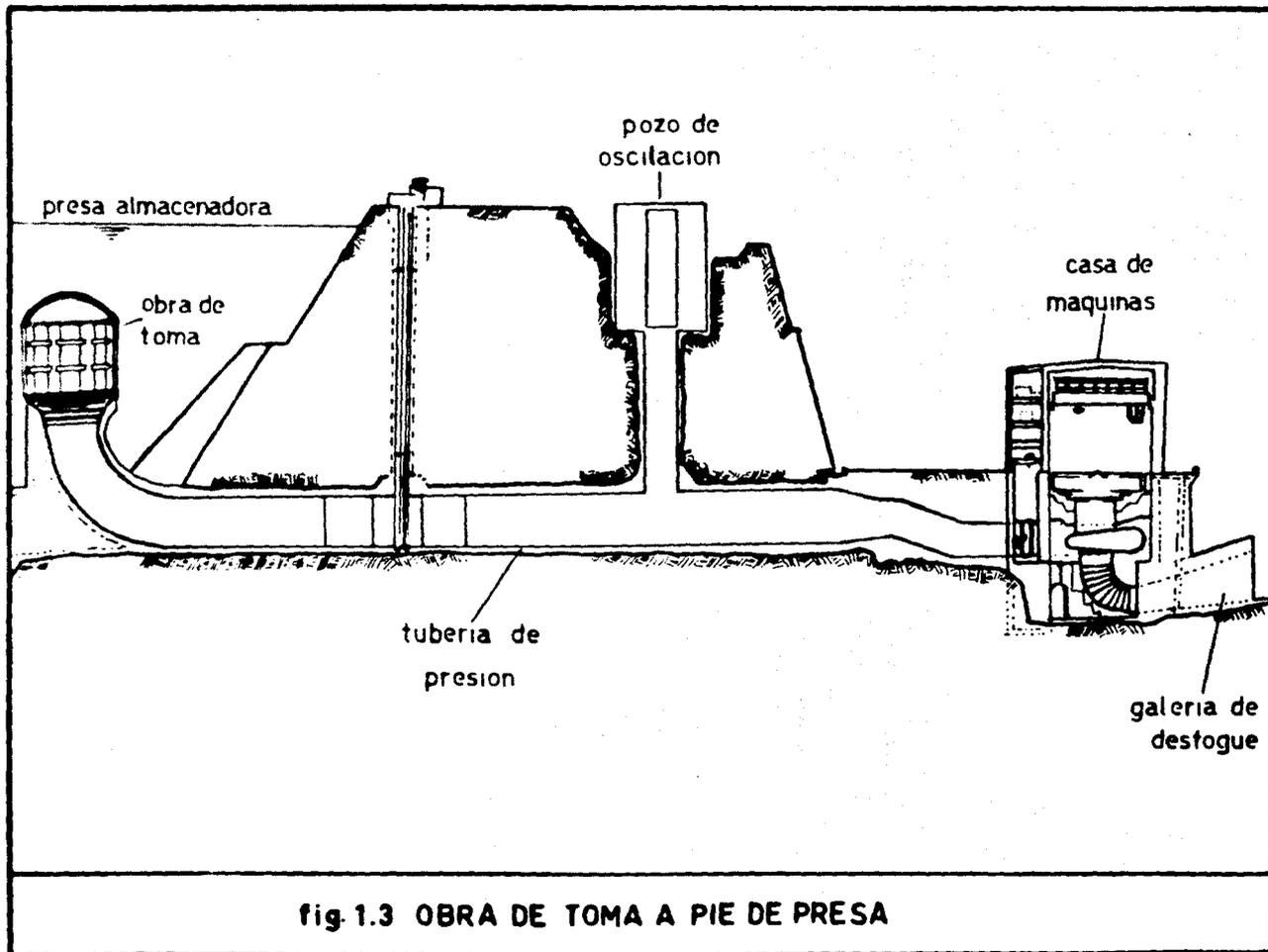


tiliza galería de presión, sobre todo si la caída y la capacidad del embalse son relativamente grandes, pues de esta forma las variaciones de nivel pueden despreciarse con respecto a la carga útil y puede asegurarse la generación requerida con la regulación adecuada del gasto. Sin embargo para la obra de toma a pie de presa, la situación es diferente ya que las oscilaciones del embalse considerando la carga útil, si son comparativamente considerables. Cuando el embalse se encuentra a niveles bajos, no es posible cubrir los picos característicos de la demanda máxima que necesariamente requieren de altos consumos específicos

Los elementos constitutivos más importantes de un aprovechamiento de obra de toma con galería de presión se anotan a continuación y están esquematizados en la figura 1.2.

- . Presa almacenadora
- . Obra de toma
- . Galería de presión
- . Tubería de presión
- . Casa de máquinas
- . Pozo de oscilación
- . Galería de desfogue

En la figura 1.3 aparecen los elementos componentes más importantes de un proyecto con obra de toma a pie de presa;



en ésta, la casa de máquinas se localiza al pie de la cortina , estando conectada directamente al embalse por medio de un tubo de presión corto (contenido en el cuerpo de la misma cortina). Además su obra de toma generalmente se encuentra anexa al paramento aguas arriba de la cortina. En la figura mencionada se identifican:

- . Presa almacenadora
- . Obra de toma
- . Tubería de presión
- . Pozo de oscilación
- . Casa de máquinas
- . Galería de desfogue

CLASIFICACION POR TIPO DE TURBINA

Del grupo turbealternador de una planta hidroeléctrica, la turbina es la que ha sido modificada en mayor grado a través de los años. El aprovechamiento de la energía hidráulica se remonta a la utilización de ruedas rudimentarias colocadas en los cauces de arroyos o ríos, las cuales mediante cangilones utilizaban el peso o la velocidad del agua para activar mecanismos - que generalmente hacían las funciones de molinos. Después vinieron los aprovechamientos del agua con criterios más técnicos, en los cuales ya se buscaba utilizar específicamente la acción o -

la reacción del agua o la combinación de los dos efectos y, desde luego ya con un enfoque hacia la generación de energía eléctrica. A fines del siglo XIX las turbinas hidráulicas que predominaron fueron las denominadas Fourneyron, Jonval y Fontaine, - las cuales operaban con bajo rendimiento sobre todo cuando lo hacían a pequeña velocidad y con cargas reducidas. En los primeros años de este siglo XX, en Europa se utilizaron las turbinas Girard y otra denominada Centrípetas de Acción.

Sin embargo, la tecnología ha hecho evolucionar la forma y perfiles hidráulicos y en la actualidad prácticamente las únicas turbinas que se construyen son: Pelton, Francis, Deriaz, Hélice y Kaplan. Por su forma de captar la energía hidráulica, - la turbina tipo Pelton está clasificada como turbina de acción o de impulso; en tanto que las restantes pertenecen al tipo denominado de reacción. En México, actualmente sólo funcionan centrales equipadas con turbinas tipo Pelton, Francis y Kaplan.

OTRAS CLASIFICACIONES

Otra clasificación es la que considera la relación existente entre las centrales generadoras del sistema eléctrico abastecido, de esta forma se distinguen dos tipos: Centrales Interconectadas y Centrales No Interconectadas.

Por otra parte, se pueden establecer clasificaciones -

que consideren grupos de centrales de acuerdo a ciertos rangos de su capacidad instalada; así suelen dividirse a éstas en centrales de pequeña, mediana y gran potencia.

1.3 LA ENERGIA HIDROELECTRICA EN MEXICO.

En el país, la utilización de la energía hidráulica para la generación de electricidad, se remonta a los últimos años del siglo XIX. En aquellos años se otorgaron concesiones a numerosas compañías privadas para la explotación de este recurso. La mayoría de estas compañías utilizaban la energía para servicios propios y algunas incursionaron en el servicio público. De este último tipo de compañías, que en mayor número fueron extranjeras, algunas fueron desapareciendo o uniéndose a otras formando consorcios más poderosos los cuales ya sea operando aisladamente o mediante interconexiones menores, servían a los principales núcleos urbanos del país.

La competencia gubernamental empezó con la creación de la Comisión Federal de Electricidad en 1937, la cual mediante el apoyo oficial fué creciendo hasta culminar con la nacionalización de la industria eléctrica decretada en 1960, con lo que todas las empresas privadas de servicio público pasaron a ser administradas por esa Comisión.

En la actualidad , la Comisión Federal de Electricidad tiene en operación 71 plantas hidroeléctricas, las cuales con - un total de 196 unidades suman una capacidad de generación instalada de 5'224,957 kW. Se encuentran funcionando centrales tan pequeñas como Trimol con capacidad de 257 kW y tan grandes como Malpaso con una capacidad de 1,080,000 kW, ambas en el Estado - de Chiapas.

Aun cuando la Comisión Federal de Electricidad tiene - 42 años de existencia, a raíz de la nacionalización de las compañías particulares, ha tenido que operar plantas de diferentes edades. Por ejemplo Portesuelo I, que se localiza en Atlixco - Puebla y cuya entrada en operación se remonta al año 1898. Por supuesto se encuentran también las más modernas como La Angostura y Malpaso que forman parte del aprovechamiento del Río Orizaba en el sureste del país. Las últimas unidades de estas centrales acaban de entrar en operación en 1978, y naturalmente en su fabricación y montaje se encuentran incorporados un buen número de adelantos tecnológicos.

Tal es el panorama al que se enfrenta la administración de la Comisión Federal de Electricidad encargada de la operación de centrales hidroeléctricas. Sin embargo, como se verá

INICIO OPERAC	CARACTERISTICAS DE TURBINAS							R P M	CARACTERISTICAS DE		
	Alt neta oper(m)	Gasto (m ³ /seg)	Cons esp (m ³ /KWH)	Tipo eje	Marca	Potencia C V	Potencia MW		Marca	Potencia MVA	Fac po
Ene '69	85.00	240.00	5.6167	Francis ver	Mitsub.	250,000	184.000	128.57	ASEA	189.474	0.9
Feb '69	85.00	240.00	5.6167	Francis ver	Mitsub	250,000	184.000	128.57	ASEA	189.474	0.9
Abr '69	85.00	240.00	5.6167	Francis ver	Mitsub	250,000	184.000	128.57	ASEA	189.474	0.9
Jul '69	85.00	240.00	5.6167	Francis ver	Mitsub	250,000	184.000	128.57	ASEA	189.474	0.9
Feb '78	85.00	240.00	5.6167	Francis ver	E Wyss	250,000	184.000	128.57	ASEA	189.474	0.9
Ago '77	85.00	240.00	5.6167	Francis ver	E Wyss	250,000	184.000	128.57	ASEA	189.474	0.9
Feb '65	101.00	193.90	4.3677	Francis ver	Neyrpic	235,200	173.107	163.63	Alsthom	168.421	0.9
Abr '65	101.00	193.90	4.3677	Francis ver	Neyrpic	235,200	173.107	163.63	Alsthom	168.421	0.9
Feb '66	101.00	193.90	4.3677	Francis ver	Neyrpic	235,200	173.107	163.63	Alsthom	168.421	0.9
Feb '66	101.00	193.90	4.3677	Francis ver	Neyrpic	235,200	173.107	163.63	Alsthom	168.421	0.9
May '75	110.00	182.50	4.3677	Francis ver	E Wyss	235,200	173.107	138.46	Toshiba	189.474	0.9
Jun '75	110.00	182.50	4.3677	Francis ver	E Wyss	235,200	173.107	138.46	Toshiba	189.474	0.9
Jul '76	91.50	218.00	3.9361	Francis ver	E Wyss	250,000	184.000	128.57	ASEA	189.474	0.9
May '76	91.50	218.00	3.9361	Francis ver	E Wyss	250,000	184.000	128.57	ASEA	189.474	0.9
Nov '75	91.50	218.00	3.9361	Francis ver	E Wyss	250,000	184.000	128.57	ASEA	189.474	0.9
Mar '78	91.50	218.00	3.9361	Francis ver	E Wyss	250,000	184.000	128.57	ASEA	189.474	0.9
Jun '78	91.50	218.00	3.9361	Francis ver	E Wyss	250,000	184.000	128.57	ASEA	189.474	0.9
Sep '73	44.00	192.00	10.6650	Francis ver	Mitsub	102,500	75.440	120.00	Mitsub	80.000	0.9
Jul '73	44.00	192.00	10.6650	Francis ver	Mitsub	102,500	75.440	120.00	Mitsub	80.000	0.9
Abr '73	44.00	192.00	10.6650	Francis ver	Mitsub	102,500	75.440	120.00	Mitsub	80.000	0.9
Ene '73	44.00	192.00	10.6650	Francis ver	Mitsub	102,500	75.440	120.00	Mitsub	80.000	0.9

Tabla 1.1 Principales características de las centrales hidroeléctricas de mayor

posteriormente, el presente trabajo está enfocado a plantas de gran capacidad, razón por lo que se anotarán las principales características de solamente las cuatro plantas de mayor potencia (tabla 1.1). Y es que además de la magnitud de su capacidad , estas centrales tienen la característica de estar interconectadas con el Sistema Sur de indudable importancia económica, dada la parte del país que abastece.

1.4 INDICES DE OPERACION.

A fin de llevar a cabo estudios económicos relativos - al manejo de la capacidad de generación de energía y el consumo de la misma, se han establecido índices de operación que relacionan estas aspectos y que se les denomina factores. A continuación se enuncian las factores más sobresalientes.

FACTOR DE PLANTA.- Está definido como la relación que existe entre la carga media de generación y la capacidad nominal del equipo que abastece esta carga.

$$\text{Factor de Planta} = \frac{\text{KVA medio}}{\text{KVA capacidad nominal}}$$

$$= \frac{\text{KW demanda media}}{\text{KW capacidad nominal}}$$

Este factor debe ser referido a un período -

determinado. Cuando este factor está referido a solamente una unidad de la planta, se le denomina Factor Capacidad.

FACTOR DE CARGA.- Este factor relaciona la demanda media con la demanda máxima. Esta relación debe ser fijada a un intervalo de tiempo específico. En la determinación de este factor normalmente se emplean KWH y se procede, por ejemplo para calcular anualmente, de acuerdo a la expresión :

$$\text{Factor de Carga} = \frac{\text{KWH (medidos)}}{\text{KW} \times 8760}$$

Donde :

KW = demanda máxima registrada en el período de quince minutos, treinta minutos, una hora, etc.

KWH= Energía registrada en un año.

8760= Número de horas de un año normal.

FACTOR DE UTILIZACION.- Se define como la relación existente entre la demanda máxima de generación y la capacidad instalada.

$$\text{Factor de Utilización} = \frac{\text{demanda (KVA) } \delta \text{ (KW)}}{\text{capac (KVA) } \delta \text{ (KW)}}$$

Este factor también debe referirse a un determinado período.

FACTOR DE DIVERSIDAD.- Relaciona a la suma de las demandas máxi-
mas de las subdivisiones de cualquier sistema ,
con la demanda máxima total del mismo, medida -
en el punto de abastecimiento.

$$\text{Factor de Diversidad} = \frac{\text{demanda máx indiv o gpos}}{\text{demanda máx del sist}}$$

Los datos referidos deben corresponder a un mis-
mo período.

FACTOR DE DEMANDA.- Está definido como la relación que existe -
entre la demanda máxima de un sistema o sección
de él, con respecto a la carga total conectada
al mismo sistema o a la sección considerada del
mismo.

$$\text{Factor de Demanda} = \frac{\text{demanda máxima(KVA) ó (KW)}}{\text{carga conectada(KVA) ó (KW)}}$$

1.5 EL FACTOR DE CARGA Y EL TIPO DE SERVICIO.

Las primeras plantas hidroeléctricas fueron estableci-
das para servir a industrias específicas. Generalmente estas in-
dustrias eran llevadas al lugar de la central y con esto se evi-
taban costos de conversión y transmisión. La actividad de estas
industrias dependía de la generación de energía al más bajo cog-
to posible y por lo mismo resultó conveniente operar la planta

al más alto factor de carga anual posible, este factor frecuentemente excedía el 80 %.

Cuando la central eléctrica prestó servicio público, es decir doméstico e industria en general, el costo de la energía dejó de ser un término significativo en el costo total de la — producción industrial y los requerimientos de energía fueron regulados por la conveniencia pública. El resultado fué que la demanda de energía en una gran parte de las 24 horas del día fué relativamente poca comparada con determinadas horas críticas de demanda máxima. Además de esta variación los requerimientos tan también variaron de una época a otra dentro de un año. Las centrales con este tipo de demanda comunmente funcionan con un factor de carga anual situado entre 30 y 40 %.

Para una central hidroeléctrica, la máxima energía que es capaz de producir en cualquier período depende de las variaciones de los escurrimientos, los cuales no están completamente bajo control. De esta forma, si la planta constituye un recurso de abastecimiento aislado, el factor de carga anual es representativo de la producción de energía firme o segura, en relación a la efectiva capacidad generativa instalada. Sin embargo, cuando la planta forma parte de un gran sistema como sucede en la — mayoría de los casos, este sistema es capaz de absorber cual —

quier potencia producida por la disponibilidad de agua; en este caso el factor de carga anual podrá ser diseñado en base a un promedio a largo plazo de la generación, que está representado por el uso óptimo de la capacidad instalada y la captación de escurrimientos. Cuando la central opera como única fuente de abastecimiento sus factores de carga diarios y anuales serán fijados por la naturaleza de la misma carga. Por el contrario, si la planta forma parte de un sistema de abastecimiento de fuentes hidráulicas y térmicas, su factor de carga y políticas de explotación pueden seleccionarse bajo diversas consideraciones.

Cuando una parte considerable de la capacidad instalada del sistema está representada por centrales térmicas y además la carga es grande con respecto a la capacidad hidroeléctrica instalada, será posible absorber dentro de ciertos límites, la totalidad de la producción de centrales hidráulicas que funcionando a su máxima capacidad reducirán al mínimo los derrames de agua que se pudieran suscitar. Así la producción originada en plantas térmicas será convenientemente disminuida, con el consecuente ahorro en combustibles.

1.6 EL FLUJO DEL RIO Y EL TIPO DE PROYECTO.

Toda explotación hidrológica se apoya en estudios de -

registros del flujo del río llevados a cabo en grandes períodos de tiempo. El resultado de los registros conduce al establecimiento del flujo en dos categorías:

- . Un flujo regulado
- . Un flujo no regulado

El flujo regulado es el que se encuentra disponible cada vez que es requerido, en tanto que el no regulado puede de igual manera ser utilizado que derramado en los vertedores. No obstante que tanto el flujo regulado como el no regulado obtenido a largo plazo no constituyen cantidades fijas y definitivas, para propósitos de diseño y análisis económico, se les trata como si representaran cantidades finitas.

En la práctica no se justifica económicamente el restringir la capacidad de generación al flujo seguro y es más provechoso instalar una capacidad mayor. Esto se hace aun cuando la central esté encaminada al abastecimiento de una industria especial y con el tiempo se llegara a sufrir una disminución en la generación debido a ciclos de escurrimiento anormal. Cuando el diseño de la central se enfoca a los requerimientos generales de una comunidad y además se conecta a un sistema en el que parte de la demanda es cubierta por centrales térmicas, la posición es diferente en cuanto a que se establece una transferencia -

cia de la generación de energía entre ellas. Así cuando es temporada de lluvias, se deben operar las hidráulicas al máximo para aprovechar toda el agua disponible y a la vez ahorrar combustibles; en época de estiaje el proceso se invierte y son las plantas térmicas las que deben hacer una mayor aportación de energía al sistema.

En términos generales cuando se diseña un aprovechamiento de acuerdo al registro del flujo seguro o regulado del río, la planta se convierte en un proyecto de agua fluyente. Por otra parte cuando se considera el flujo no regulado, el aprovechamiento será de agua embalsada con una capacidad de almacenamiento elegida en función de este flujo analizado a largo plazo y de los requerimientos de energía por parte del sistema.

1.7 EL FACTOR DE PLANTA Y LA CAPACIDAD INSTALADA.

Cuando en determinado proyecto se ha decidido utilizar solamente el flujo regulado, la capacidad de la planta se ajusta lo más estrechamente posible al gasto normal encontrado. En este caso, para obtener las mejores ventajas económicas, la operación se lleva a cabo con altos factores de planta.

En cambio cuando el proyecto se encamina a una utilización

ción del flujo no regulado con el aprovechamiento del flujo económicamente recomendable, los factores de planta se ven disminuidos de acuerdo a las conveniencias económicas del sistema. Estas mismas conveniencias influirán en la determinación de la magnitud de la capacidad generativa por instalar.

Estudios hidrológicos llevados a cabo en el Rfo Grijalva en el Estado de Chiapas, encontraron que a la altura del lugar denominado " La Angostura " dicho rfo conduce un volumen anual medio escurrido de $10,865.15 \times 10^6 \text{ m}^3$. Entonces, el término denominado Módulo del Rfo (M), puede ser encontrado mediante la expresión:

$$M = \frac{V}{T}$$

En la cual: V = Volumen anual medio escurrido,
en m^3 .

T = Duración del ciclo, en seg.

Por consiguiente:

$$M = \frac{10,865.15 \times 10^6 \text{ m}^3}{31.536 \times 10^6 \text{ seg}}$$

$$M = 344.5316 \text{ m}^3/\text{seg}$$

El cálculo anterior significa que para una central de agua fluyente, su potencia estaría en relación directa con este

gasto. Sin embargo, la planta proyectada para este lugar es del tipo de agua embalsada con una primera etapa de tres unidades y ampliación a dos más, todas con un gasto nominal de $218 \text{ m}^3/\text{seg.}$

En la primera etapa y con la operación de tres unidades, el gasto total equivalía a $654 \text{ m}^3/\text{seg.}$ Por tanto, el factor de planta (F.P.) estaba representado por:

$$F.P. = \frac{N}{Q_t}$$

En la cual : Q_t = Gasto total de la planta.

Por tanto :

$$F. P. = \frac{344.5316}{654} = 0.53$$

Al concluirse la ampliación y ya trabajando con cinco unidades, el gasto se eleva a $1,090 \text{ m}^3/\text{seg.}$ Entonces el factor de planta se ha modificado a :

$$F. P. = \frac{344.5316}{1,090} = 0.32$$

Hablando en términos de lo que se expone en el inciso 1.10, con tres unidades y un factor de planta de 0.53 los 540 MW tenían una tendencia hacia la operación de carga base. Al entrar en operación las otras dos unidades la planta alcanzó la potencia de 900 MW , su factor de planta se redujo hasta 0.32 y su situación dentro de la curva de duración de carga tiende a

aproximarse más hacia la carga máxima.

1.8 OPERACION DE VASOS DE ALMACENAMIENTO.

Lo expuesto anteriormente se debe apoyar en la práctica mediante políticas de explotación orientadas hasta donde sea posible al diseño original. Una fase importante de estas políticas consiste en establecer un estricto control de los niveles - del vaso de almacenamiento con respecto a la generación de energía. De esta forma se conseguirá mantener un nivel adecuado del agua para que la central pueda ocupar el lugar que le ha sido a signado dentro de la demanda de energía del sistema.

La programación de la operación del almacenamiento está enfocada a dar una mejor utilización del agua en función de los requerimientos de energía. Cuando una planta se encuentra - interconectada, debe considerarse la situación de los depósitos de los otros aprovechamientos para estar al tanto de las respectivas variaciones de sus niveles y de esta forma apoyar o en su caso, ser apoyada mediante la correspondiente transferencia de la generación.

Una planeación eficiente de la operación de los vasos de almacenamiento deberá también procurar que la disminución -

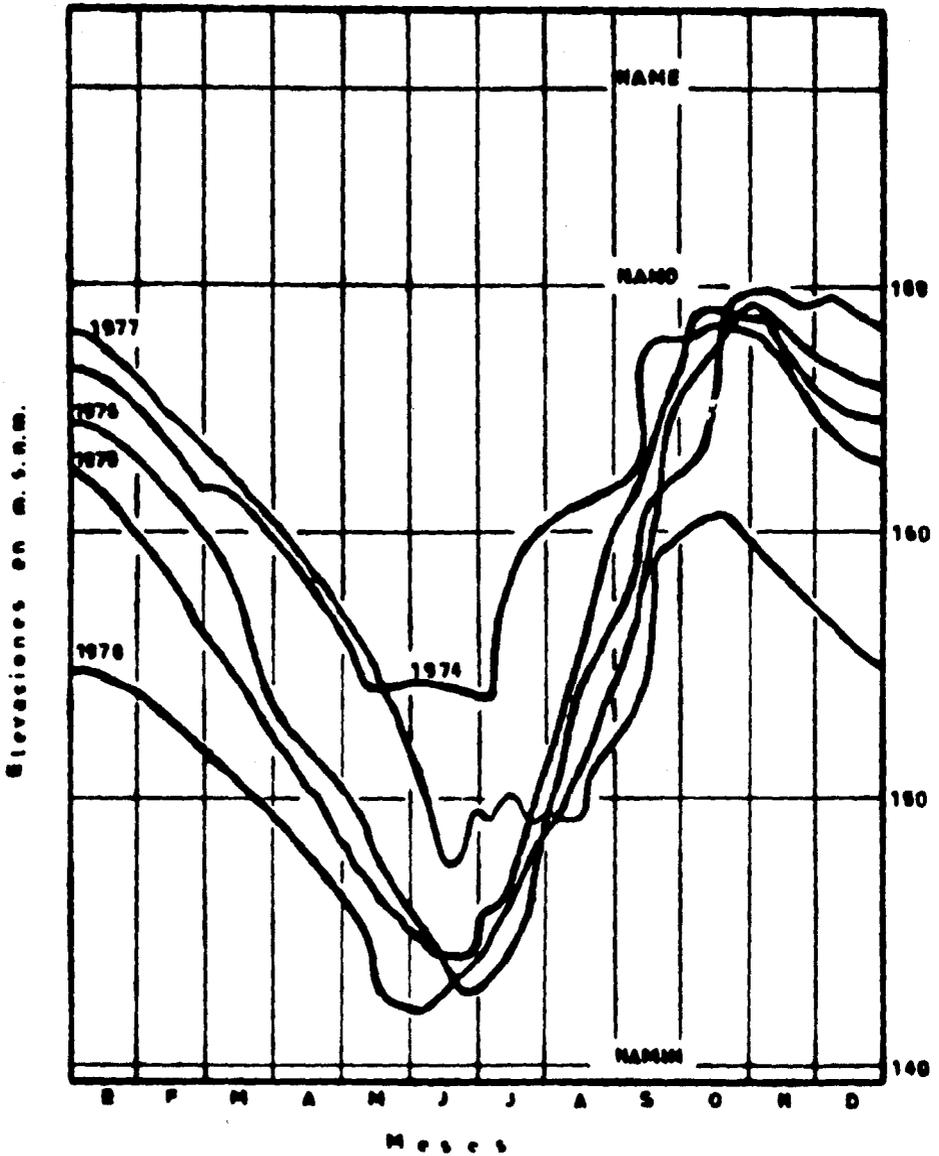


Fig 1.4 Gráfica de operación del embalse de la central El Infiernillo.

del nivel causado por las extracciones propias de la planta no llegue a situaciones inferiores extremas, antes de las nuevas aportaciones efílicas del agua. Cabe hacer notar que una programación de este tipo se cumple solamente cuando la explotación del embalse es para fines de generación eléctrica; en el caso de que la central esté situada en almacenamientos cuya finalidad sea la irrigación agrícola, la generación dependerá del programa de extracciones hechas para ese fin.

No obstante que un programa de actividades de mantenimiento debe ser planeado para que éstas se lleven al cabo en la época de estiaje y cuando se estima que la demanda máxima será menor, suele suceder que estos trabajos se tengan que diferir o que surjan fallas imprevistas durante la época de escurrimiento máximo. En este caso habrá que considerar el volumen de agua dejado de utilizar por la paralización de una o varias unidades que se encuentren en reparaciones de considerable duración; esto con el objeto de prevenir un posible derrame de agua, que en realidad equivaldría a un desperdicio de energía.

En la gráfica de la figura 1.4 se puede apreciar la operación del embalse de la planta " El Infiernillo " que ha sido elaborada en base a niveles mensuales registrados entre Enero y Diciembre de los años 1974 a 1978. En la gráfica se puede

observar como el programa de extracciones va haciendo disminuir el nivel de tal modo que en el mes de Junio, y ya en las cercanías del nivel de aguas mínimas de operación (NAMIN) , se está en disposición de recibir las nuevas aportaciones de la temporada.

Una herramienta moderna, auxiliar en el control de las extracciones de un embalse, lo constituye la máquina computadora. En la actualidad mediante convenientes métodos computacionales se establecen programas de extracciones basados en simulaciones de comportamiento del vaso, considerando los volúmenes de aportaciones hidráulicas esperadas y los requerimientos estimados de energía por parte del sistema. A continuación se presenta el resultado de una simulación del vaso de la planta hidroeléctrica "La Angostura" para el período del 10 de Junio de 1977 al 31 de Diciembre de 1978.

RESULTADO DE LA SIMULACION DE EXTRACCIONES DEL VASO
PLANTA HIDROELECTRICA "LA ANGOSTURA"

Nivel inicial 516.49 m.s.n.m.			
Volumen 10^6 m^3	Extracciones 10^6 m^3	Potencia instalada MW	Aportaciones 10^6 m^3
7,617	831	540	777
7,563	1,034	540	1,268

7,798	1,026	540	1,518
8,290	1,005	540	2,256
9,540	975	540	2,133
10,690	967	540	903
10,634	851	540	515
10,298	781	720	356
9,873	792	720	253
9,334	805	720	228
8,758	813	900	202
8,147	822	900	248
7,573	831	900	777
7,520	1,037	900	1,268
7,751	1,028	900	1,518
8,241	1,108	900	2,256
9,389	1,078	900	2,133
10,443	973	900	903
10,374	853	900	515
Nivel final 522.35 m.s.n.m.			

1.9 LA INTERCONEXION DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS EN MEXICO.

Excluyendo a los países o regiones que han sido favorecidos con abundancia en combustibles o en recursos hidráulicos -

y que por lo mismo pueden mantener sistemas de producción aislados; para cumplir con el objetivo de brindar un abastecimiento confiable y al más bajo costo posible, se recurre a una integración de todos los recursos disponibles a través de una interconexión de los mismos. De esta forma, las desventajas de un recurso pueden ser compensadas con las ventajas de otro y viceversa.

La evolución que ha seguido el desarrollo de los aprovechamientos eléctricos del país, así como las limitaciones de sus recursos naturales disponibles, crearon la necesidad de una interconexión. La concesión de explotación eléctrica a diversas empresas extranjeras que se inició a finales del siglo pasado y en diferentes partes de la república, dió lugar a que todavía - en 1965, zonas muy importantes del país operaran en forma aislada. Estas zonas eran alimentadas mediante una planta o grupos - de plantas de capacidad limitada, con un costo de funcionamiento muy alto; que además de limitar la confiabilidad en el suministro del fluido, limitaba también el establecimiento de grandes industrias.

El desarrollo aislado de estas zonas, había alcanzado a formar seis sistemas eléctricos conocidos como Occidental, Central, Oriental, Noroeste, Norte y Noreste; los cuales abarcando

la gran parte del macizo territorial nacional, satisfacían el 90 % de las necesidades de fluido eléctrico del país. La energía restante se encontraba repartida en pequeños sistemas entre los que destacaban el Acapulco, Colotlipa, Mérida, Tijuana-Mexicali, Ciudad Juárez, Mazatlán y Durango.

En los siguientes años se inició una paulatina incorporación de áreas de servicio a los sistemas ya mencionados. Fue realmente en el año 1967 cuando se estableció la primera interconexión de sistemas del país al enlazarse los sistemas Oriental y Occidental mediante la planta hidroeléctrica de Tingambato; la cual fué sobregirada temporalmente a 60 ciclos para unir líneas de transmisión que con una longitud total de 670 km, se iniciaron operando a 150 kilovolts. No obstante que esta primera interconexión de sistemas tenía problemas en cuanto a la capacidad de transferencia y complejidad en el manejo de la línea de transmisión, permitió que quince estados de la república pudieran ser unidos y así dar una utilización más económicamente adecuada de las centrales hidroeléctricas, en este caso especialmente de la planta Tingambato.

Con la incorporación de las centrales hidroeléctricas de Infiernillo y Malpaso con líneas de transmisión de 400 KV y, con la unificación a 60 ciclos del Sistema Central, se logró la

interconexión total de los sistemas Occidental, Central y Oriental en uno solo denominado Sistema Interconectado Sur. Por otra parte los sistemas Noroeste, Norte y Noreste han constituido el Sistema Interconectado Norte.

Estos dos sistemas forman el Gran Sistema Nacional Interconectado; que unido a pequeños sistemas aislados, al Sistema Tijuana-Mexicali y al Sistema Yucatán, forman el Sistema Eléctrico Nacional.

1.10 CURVA DE DURACION DE CARGA.

La planeación de las maniobras operativas para el mejor aprovechamiento de las centrales generadoras de un sistema combinado, implica efectuar entre otros estudios, las relaciones con la disponibilidad de la capacidad instalada y la variación de la energía requerida. A partir de estos estudios se hacen pronósticos que sirven para programar la repartición de la carga sobre cada una de las centrales con que cuenta el sistema

En base a los análisis hechos sobre el comportamiento de la demanda se obtiene la curva de duración de carga. En la figura 1.5 se muestra una curva de duración de carga idealizada que puede ser encontrada a partir de las curvas de demanda de -

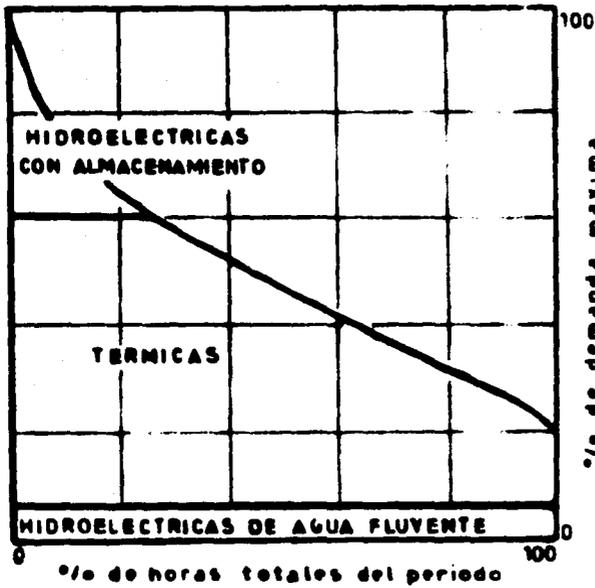
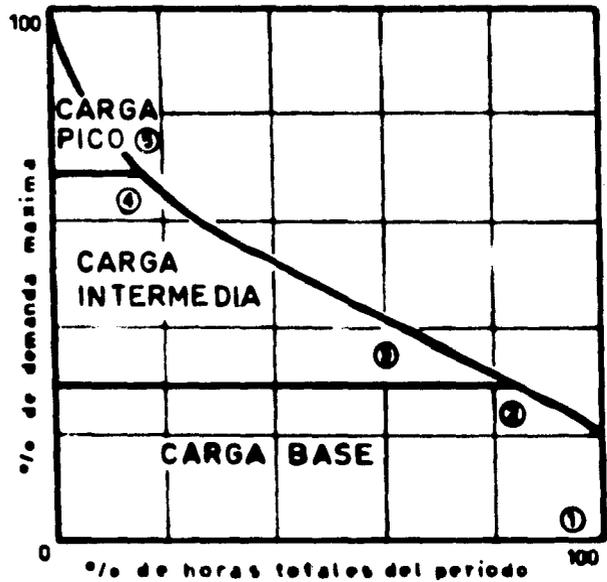


Fig 1.5 Curva de duracion de carga idealizada

Fig 1.6 Curva de duracion de carga real

- ① p.h. de agua fluyente
- ② p.t. de alto rendimiento
- ③ p.h. con almacenamiento
- ④ p.t. de bajo rendimiento
- ⑤ p.t. turbinas



un cierto período, o bien puede ser obtenida por la toma de leg turas de las cargas pico (cargas máximas) registradas a interva los de media hora durante el período considerado y acomodándo-- las en orden de magnitud. Sin embargo, cuando se tienen limita-- ciones en la capacidad total instalada y por consiguiente de la capacidad de reserva, la curva idealizada se convierte en una - similar a la diagramada en la figura 1.6, la cual representa un caso como el que se presenta en nuestro país.

La curva real está compuesta por tres áreas principa-- les conocidas como Carga Base, Carga Intermedia y Carga Pico o Máxima. En la carga que sirve como base se encuentran las cen-- trales hidráulicas del tipo de agua fluyente y las grandes cen-- trales térmicas de alto rendimiento. En la zona de carga inter-- media de la curva se encuentran las centrales hidráulicas con - embalse y las térmicas de menor rendimiento. Finalmente en la - carga pico se sitúan las plantas térmicas de tipo turbogas, que tienen el más bajo rendimiento y por lo mismo el costo de opera-- ción más alto.

Los estudios basados en los costos de operación de ca-- da una de las centrales recomiendan que para reducir el costo - por concepto de consumo de combustible a un mínimo teórico de cualquier planta de vapor, se requiere que esta planta esté fun

ccionando el mayor tiempo posible en su punto óptimo de costo unitario de combustible, es decir, en un punto donde es mínimo - el costo de combustible por KWH generado.

Es deseable que mientras más bajo sea este costo unitario de combustible, sitúe a la central en la posición más baja de la curva de duración de carga; obviamente, en la medida en que este costo resulte mayor, la planta estará situada en zonas superiores. Con este criterio, se deduce que las plantas de menor rendimiento, tenderán a tomar solamente las cargas máximas. Consecuentemente el funcionamiento de una central de vapor de alto rendimiento ampliará el área correspondiente a la carga base, desplazando a las centrales restantes más lejos de la curva con la respectiva disminución de su número de KWH generados, contribuyendo con esto a una reducción del promedio del consumo de combustible por el sistema.

Es evidente que cualquier planta hidráulica posee mayor rendimiento que una térmica, sin embargo su posición en la curva de duración de carga se debe también a sus características de arranque instantáneo e incremento rápido de carga, lo que les permite satisfacer los cambios en la demanda, acoplándose más estrechamente a las variaciones de la carga pico.

No obstante, cuando se decide la repartición de cargas

sobre las centrales del sistema, además de los criterios expuestos, se debe considerar también la influencia de las líneas de transmisión. Este aspecto es de fundamental importancia en función de que puede darse el caso de contar con una central generadora distante que mantenga un bajo costo unitario de producción; pero al tratar de que participe en la carga del sistema, la transmisión la encarezca al grado de prescindir de su generación. Este tipo de análisis se lleva a cabo en lo que se denomina "Despacho Económico de Carga".

1.11 BENEFICIOS DE LA OPERACION CON INTERCONEXION.

Los beneficios obtenidos de la combinación operativa - de centrales hidráulicas y térmicas, pueden ser resumidos fundamentalmente en:

- . Aumento de la confiabilidad del abastecimiento
- . Incremento de la flexibilidad de la operación
- . Mejor utilización de la energía hidráulica
- . Aumento de la capacidad de reserva

Una de las principales ventajas obtenidas de la explotación combinada a través de sistemas interconectados es el aumento de la confiabilidad del suministro de energía. De esta ma

nera los requerimientos son abastecidos mediante un mayor número de fuentes que pueden ser enlazadas por medio de líneas de transmisión suplentes.

La magnitud variante de la carga total transportada a través del sistema, así como los diferentes rendimientos de las unidades turbogeneradoras, hace que algunas centrales necesariamente operen solamente algunas horas del día, en tanto que otras deben ser mantenidas en servicio continuo. Estos problemas técnicos hacen necesaria cierta flexibilidad en el manejo de la capacidad generativa instalada, flexibilidad que se adquiere con el manejo de un mayor número de centrales, como sucede en un sistema interconectado. Así se logra, por ejemplo, compensar la desventaja que presenta una planta termoeléctrica a la que le lleva un tiempo apreciable el arrancar y sincronizar, con la facilidad del arranque y rápido incremento de la potencia de una planta hidroeléctrica.

Mediante la interconexión puede transferirse la energía a distancias que muchas veces sobrepasan los cientos de kilómetros. Esta transferencia reviste particular importancia para las centrales hidráulicas que llegado el caso pueden por este medio substituir la generación de las plantas térmicas, o bien en períodos de estiaje su energía puede ser suplida por la

térmica. Además , cuando una localidad tiene más agua disponible que otra, se practica una transferencia de generación hidroeléctrica.

El aspecto de la capacidad de reserva resulta de gran importancia para satisfacer en determinado momento una demanda máxima anticipada. La reserva es vital para cubrir cualquier demanda en exceso imprevista y para suplir una pérdida temporal de capacidad debida a una falla o la paralización necesaria para llevar a cabo un mantenimiento.

Otro beneficio de la interconexión ya ha sido mencionado en el inciso 1.10 y se refiere al hecho de contar con un mayor número de fuentes de energía, en función de esto las máquinas de menor rendimiento son desplazadas a una operación exclusiva de horas de demanda máxima.

Para un gran sistema interconectado, la combinación operativa de diferentes centrales tiene un efecto de nivelación en la curva de demanda diaria de los subsistemas conectados, esto se debe al incremento del factor de diversidad motivado por la magnitud del número de consumidores y la diferencia de tiempo en que se presentan las diversas demandas máximas de la extensa área cubierta. De este alto factor de diversidad se obtie

ne un aumento en el factor de carga que se refleja directamente en una reducción del costo unitario de generación.

1.12 PRUEBAS DE COMPORTAMIENTO DE OPERACION.

Un aspecto importante de la operación de una planta hidroeléctrica consiste en comprobar periódicamente los valores de los parámetros de operación, que con anticipación han sido fijados como condiciones base para la vida útil de un equipo. Esta comprobación se puede llevar a efecto a través de las Pruebas de Comportamiento que se realizan cuando el equipo está funcionando normalmente y sirven para registrar en determinado momento, la desviación de las condiciones normales de operación con respecto a las condiciones base, lo cual ayuda a detectar la necesidad de una reparación.

Las Pruebas de Comportamiento pueden ser efectuadas a un sistema completo o a un equipo específico como turbina, generador, regulador, bombas, etc.

MÉTODOS DE PRUEBA.

Para la realización de la prueba se han desarrollado métodos que en algunos casos son recomendables, en tanto que en otros resultan poco económicos. A continuación se anotan los mé

todos usados:

- . Directo
- . Indirecto
- . Comparativo

El método directo es el más simple y se basa en la relación que existe entre la energía aprovechada con respecto a la energía suministrada.

El método indirecto es el que considera la acumulación de pérdidas para llegar al rendimiento del equipo probado. Este es el método más exacto, pero también el más costoso.

El método comparativo establece una confrontación de los parámetros representativos de la operación y los valores básicos previamente establecidos. Cuando este método se aplica para encontrar el rendimiento de un equipo, es necesario tener registrados los parámetros base para poder establecer la comparación con los parámetros hallados durante la prueba, determinando así el grado de afectabilidad de cada uno de ellos en el rendimiento total encontrado. Este método resulta ser el más rápido y económico. Su uso es recomendable para pruebas de rutina que pueden servir de apoyo a la implantación de un Mantenimiento Predictivo efectivo.

PRUEBAS DE RENDIMIENTO DE LA UNIDAD TURBOGENERADORA.

El origen de este tipo de pruebas fué el de establecer un procedimiento para exigir a los fabricantes que en la entrega del equipo se cumpliera con las características de rendimiento y comportamiento garantizados. Este tipo de pruebas, denominadas de Aceptación, se llevan al cabo por diferentes métodos - dependiendo de las condiciones propias de la central. Sin embargo, como se verá en el siguiente inciso, para la medición del rendimiento de la turbina, el método más usado es el de molinetes.

Resulta de gran importancia conocer las condiciones de operación de los equipos, lo cual se consigue como ya se mencionó, tomando como base una comparación de características representativas que vienen a ser indicativas del grado de desviación del funcionamiento correcto. Aplicando este principio se puede establecer la siguiente comparación : si se considera que se opera a una cota constante tanto en el embalse (o tanque de regulación) como en el desfogue, para una misma carga aplicada a la unidad, deben permanecer constantes el gasto, las pérdidas - en la tubería, las pérdidas por fricción en chumaceras, etc. ; si esto no se cumple, es factible saber si está ocurriendo algo anormal en el funcionamiento. Si la anomalía se presenta en

turbinas Francis, el origen podría estar en posibles fugas en los intersticios y en los sellos, en desgastes excesivos en el rodete, por erosión en los álabes directrices, etc. Para el caso de turbinas Pelton, la causa podría ser una alteración en la tubería o en las válvulas, defectos en los cangilones, etc.

Otra comparación de características es posible establecerla a partir del registro del tiempo de la disminución de la velocidad hasta llegar al paro total y desde la orden de cierre del servomotor hasta la aplicación de los frenos. De igual manera se podría comparar la operación de arranque, partiendo de una misma apertura y registrando el tiempo para alcanzar cierta velocidad.

Las características que servirán de base en una comparación deberán ser tomadas a la unidad después de un mantenimiento mayor. Se recomienda dejar pasar aproximadamente cien horas de operación normal para que las chumaceras logren un asentamiento adecuado y se tenga la seguridad de que las condiciones mecánicas y ajustes de las turbinas sean normales.

No debe pasarse por alto una revisión periódica de los equipos de medición como wátmetros, tacómetros, manómetros, amperímetros, etc., ya que una anomalía en ellos puede conducir a errores por falsa indicación. Otro aspecto que habrá que compro

bar será el estado de las rejillas en las obras de toma, incoru-
taciones en tuberías, etc., pues en caso de algún defecto de es-
ta naturaleza habrá variaciones en los resultados de las pruebas

Conociendo el rendimiento de una unidad a diferentes -
cargas y a diferentes valores de la altura, se podrá mediante -
las "Curvas de Golina" propias de las unidades y, mediante el -
procedimiento de Consumos Incrementales, establecer la reparti-
ción de cargas óptima a fin de captar la máxima energía hidráu-
lica. Además, el conocimiento del rendimiento permitirá evaluar
los beneficios obtenidos durante los mantenimientos y posterior-
mente indicará el momento más oportuno en que estos mantenimien-
tos deban hacerse.

1.13 MEDICION DEL RENDIMIENTO EN LA TURBINA.

Para la determinación del rendimiento de las turbinas
hidráulicas se utilizan varios métodos. No obstante, la mayoría
de ellos obtienen este rendimiento a partir de la medición del
gasto que fluye a través de la turbina y del rendimiento de los
alternadores, motores o mecanismos acoplados a ella.

La Comisión Federal de Electricidad utiliza varios mé-
todos, pero entre estos, destacan los siguientes:

- . Molinetes
- . Tubo de Pitot
- . Vertedores
- . Termodinámico
- . Radioisótopos

De estos métodos, el de Molinetes es el más usado por ser el más exacto. La secuencia seguida para el cálculo del rendimiento en las turbinas hidráulicas, se puede resumir como sigue :

1. Una vez efectuadas las mediciones con los molinetes, se obtiene la velocidad media del escurrimiento.
2. Aplicando el principio de continuidad, se calcula el gasto escurrido.
3. Para establecer el gasto que realmente pasa por la turbina, se calculará la diferencia del gasto hallado en el inciso 2 y el gasto derivado para otros usos. Este último gasto puede ser medido con un medidor integrador calibrado.
4. Finalmente, el rendimiento de la turbina η_T , será determinado de acuerdo a la expresión:

$$\eta_T = \frac{75 W_s}{0.736 \gamma Q H_n \eta_G}$$

En donde: W_s = Potencia de salida del generador, en kW

γ = Peso específico del agua, en kg/m^3

Q = Gasto pasando por la turbina, en m^3/s

H_n = Altura neta, en m

η_G = Rendimiento del generador, correspondiente a W_s , expresado en decimales.

Aun cuando el método tiene la ventaja de ser muy exacto, tiene también la desventaja del alto costo que representa la instalación y retiro de los medidores. Va que para ésto, la unidad tiene que ser parada totalmente.

Al anterior costo, se le debe agregar también el que se eroga por transporte del equipo y amortización del mismo; la transportación del personal especializado en el manejo del equipo y sus viáticos correspondientes. Además, el costo de materiales, mano de obra y la intervención en las pruebas del personal propio de la planta.

El alto costo que representa el método, lo hace impráctico para los fines que pretende este trabajo. Sin embargo, más

adelante se expondrá una solución que consiste en medir este —
mismo rendimiento mediante un método indirecto.

CAPITULO 2

MANTENIMIENTO
DE PLANTAS
HIDROELECTRICAS2.1 TEORIA DEL MANTENIMIENTO.GENERALIDADES.

Se define el Mantenimiento como el conjunto de actividades que se realizan sobre un dispositivo, equipo o instalación para que cumpla técnica y económicamente con el servicio para el cual se diseñó.

La acción de mantener es una cualidad del ser viviente dado que él mismo se provee de alimentación, abrigo y todo lo necesario para su subsistencia. Las máquinas a diferencia del hombre, no pueden atender su propio mantenimiento, por lo mismo es necesario cuidarlas para conservar su buen funcionamiento. En

la misma medida en que el hombre dependa de las máquinas , en cuanto a los servicios que éstas le prestan, deberá perfeccionar el mantenimiento que les proporciona.

Prácticamente fué a partir de la Revolución Industrial cuando las máquinas empezaron a colaborar con el hombre en la producción de energía en gran escala. Es también a partir de entonces, cuando los encargados de la operación de éstas, pensaron en un servicio que las mantuviera mayor tiempo trabajando. Es notorio que en aquella época el mantenimiento estaba fuera de toda metódica y su práctica tendía a lo irracional, al grado de esperar la falla total para proceder a la reparación o sustitución del equipo.

Hubo algunos intentos para teonificar la práctica de los trabajos de mantenimiento, sin embargo, tuvo que llegar la II Guerra Mundial para que efectivamente adquiriera importancia este servicio. Fué la situación comprometida del frente de batalla la que forzó a una necesaria programación de reparaciones para que el equipo militar se encontrara en las mejores condiciones posibles.

Los alcances logrados en el aspecto militar indujeron a la industria civil a interesarse en el método de las repara-

ciones programadas. No obstante, de las numerosas ventajas del mantenimiento teonificado, las reparaciones programadas solo — constituyen una pequeña parte.

El objetivo inmediato del mantenimiento es la conservación del servicio prestado y no el equipo o instalación que sólo es el medio para la consecución de tal fin. Sin embargo, el objetivo básico del mantenimiento puede ser analizado desde dos ángulos diferentes. Desde el punto de vista de una planeación — integral eficiente, se debe pensar en la minimización del costo total del servicio, el cual es la suma de los tres costos siguientes:

- . El costo de la inversión inicial (considerando el as pecto depreciación),
- . El costo del mantenimiento, y
- . El costo de la falta de servicio.

Otro ángulo, es desde un punto de vista operativo y en este caso se equilibrarán convenientemente los siguientes factores:

- . El costo de la energía perdida, debido a la disminución del rendimiento del equipo,
- . El costo del mantenimiento mismo, y
- . El costo de la falta de servicio.

De este punto de vista, el primer factor adquiere gran relevancia con respecto a los siguientes , sobre todo cuando el equipo alcanza grandes proporciones. De esta forma, la disminución en una fracción de su rendimiento original , se traduce en la pérdida de una considerable cantidad de energía útil.

En ambos puntos de vista, deberá analizarse a fondo el efecto real del costo por la falta de servicio. Ya que todo paro de actividades, puede ser origen de serios trastornos.

MANTENIMIENTO CORRECTIVO.

El Mantenimiento Correctivo es el que se aplica para recuperar el servicio que ya fué suspendido, en parte o en la totalidad de la instalación. Consiste en corregir las deficiencias de la instalación, cuando éstas se han hecho críticas , de este modo el operador las detecta en función de síntomas bien claros y avanzados o cuando la falla ya se generalizó a toda la instalación.

Cuando aún se desconocían los beneficios del mantenimiento tecnificado, se permitía que un dispositivo o equipo funcionara hasta su falla total, para así poder justificar su reparación. Sin embargo, la práctica de esta forma de mantenimiento provoca incertidumbre en cuanto a las causas que provocaron la

interrupción del servicio. No se sabe exactamente, si la falla se originó por abandono del equipo, por negligencia o ineptitud de parte de los operarios; por otra parte no se puede saber en que grado contribuyen a la falla la calidad de los materiales, el diseño y la fabricación de las partes que forman la instalación.

Como única solución a la necesidad de mantenimiento, esta forma de proporcionarlo acrecenta la probabilidad de fallas o accidentes inesperados. Estas fallas al presentarse, ocasionan cargas incontrolables de actividades que deben ejecutarse en forma urgente a fin de restablecer lo más pronto posible el servicio perdido. Lo anterior puede obligar a la erogación de pagos por tiempo extra y adquirir en un momento dado, materiales de reparación a cualquier costo.

Generalmente en toda instalación, la falla de un equipo afecta a otros porque dependen de éste o porque se encuentran interrelacionados. Así pues, resulta obvio que desde el punto de vista tanto técnico como económico, se debe restringir la práctica de este tipo de mantenimiento. Su uso se verá forzosamente solamente cuando en un momento dado, las necesidades productivas del sistema así lo requieran.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO.

El Mantenimiento Preventivo consiste en una serie de actividades que en forma periódica se practican sobre un equipo o instalación, previniendo así interrumpir el servicio que prestan.

El criterio para establecer la periodicidad de estos trabajos está basado en las instrucciones que proporcionan los fabricantes, en las estadísticas de anteriores reparaciones y, en las recomendaciones que hacen los técnicos especializados en mantenimiento. No obstante, la práctica del Mantenimiento Preventivo se apoya fundamentalmente en una adecuada programación de inspecciones, para que así sea detectada cualquier desviación con respecto a la operación normal del equipo.

Esta forma de dar el mantenimiento principia desde el momento en que el operador del equipo revisa los aspectos operativos más elementales, como son por ejemplo las temperaturas, los niveles de aceite, ruidos extraños, etc.

Cuando los síntomas presentados indican la presencia de un problema serio, el mantenimiento se debe encargar a una organización especializada en esos trabajos. Esta organización debe utilizar las habilidades personales de una selección de e-

lementos que conjuguen adecuadamente los conocimientos empíricos y técnicos de la manera de dar este servicio. Una organización eficiente debe ser capaz de diagnosticar la causa de una falla probable, debe conocer la vida media de los componentes en una instalación y además saber detectar los puntos débiles de los equipos.

En la práctica, el Mantenimiento Preventivo se subdivide en tres tipos:

- . Mantenimiento Preventivo de Rutina
- . Mantenimiento Preventivo Menor
- . Mantenimiento Preventivo Mayor

El Mantenimiento Preventivo de Rutina consiste en una serie de actividades con períodos cortos que son efectuadas sobre partes vitales de un equipo o instalación. Generalmente, estas actividades son llevadas a cabo por el personal encargado de la operación de las instalaciones.

El Mantenimiento Preventivo Menor es una serie de trabajos programados para ser efectuados en equipos de repuesto, conocidos también como equipos duplex, para lo cual el servicio es mantenido constante. En caso de que la reparación requiera de una suspensión del servicio, sólo se utilizarán períodos in-

terruptivos relativamente cortos ya su objeto es el hacer co —
rrecciones menores o urgentes pero sin llegar a ser vitales pa—
ra el equipo. La aplicación de esta forma de mantenimiento la —
realiza personal que tenga cierta experiencia.

El Mantenimiento Preventivo Mayor es efectuado por per—
sonal especializado, el cual lleva a cabo correcciones mayores
o que son vitalmente necesarias para evitar un accidente o fa—
lla repentina de consecuencias mayores. Para su programación se
consideran licencias interruptivas del servicio relativamente —
grandes.

Aun cuando el efecto inmediato de la implantación de —
un mantenimiento preventivo se refleja en una elevación de los
costos de operación, su efecto a largo plazo es el de abatir ta
los costos. El Mantenimiento Preventivo es más económico que el
Correctivo en la misma medida en que se le programe correctamen
te.

Dentro de las ventajas que el Mantenimiento Preventivo
tiene sobre el Correctivo, sobresalen las siguientes:

- . Al atacar un problema antes que alcance mayores propor—
ciones, se disminuye el costo en las reparaciones.
- . El grado de confiabilidad en la prestación del servi—
cio, se ve aumentado.

- . Prolongación de la vida útil del equipo.
- . Aumento de la productividad al abatir tiempos muertos en la producción.

MANTENIMIENTO PREDICTIVO.

El Mantenimiento Predictivo es la forma perfeccionada del Mantenimiento Preventivo. Para poder detectar las alteraciones en el funcionamiento de un equipo, se auxilia de pruebas de comportamiento de operación y de instrumentos de diagnóstico especializados.

El Mantenimiento Predictivo, también llamado de Diagnóstico o Sintomático, tuvo su origen en el empirismo de las personas encargadas durante muchos años del mantenimiento. Un mecánico experimentado puede detectar una posible falla con solo escuchar el ruido que en determinado momento produce una máquina; o al tocar una chumacera para estimar su temperatura, sabrá en qué condiciones se halla un cojete.

Con la incorporación de instrumentos apropiados, se puede llegar a diagnósticos que proporcionan información más real y completa para la programación de los trabajos de mantenimiento.

Además de las ventajas del Mantenimiento Preventivo, el

Predictivo agrega las siguientes:

- . Prolonga el período de confiabilidad de las partes integrantes de un equipo al contar con instrumentos sensores que registran el comportamiento operativo de éstas.
- . Detecta deficiencias o desatenciones del operario para el equipo.
- . Determina un menor inventario de refacciones al aumentar la precisión de los requerimientos de éstas.
- . Produce cargas de trabajo uniformes para el personal de mantenimiento.

De lo expuesto, resulta evidente que antes de implantar un sistema a base de Mantenimiento Predictivo, es necesario que se tenga la práctica del Mantenimiento Preventivo como experiencia. De otra forma la adquisición de instrumentos de diagnóstico no se justificaría económicamente, ya que posiblemente se estaría aplicando esta técnica a equipos que deberían haber tenido un mantenimiento general hace tiempo.

PLANEACION, PROGRAMACION Y CONTROL.

La organización de un Departamento de Mantenimiento requiere de una planificación en los siguientes aspectos:

- . Llevar a cabo un inventario de los equipos e instalaciones.
- . Efectuar un inventario de los recursos disponibles para dar el mantenimiento.
- . Programación y descripción de las actividades por realizar de acuerdo a la disponibilidad de recursos.
- . Control de la programación y de los avances en las actividades con respecto a lo planeado.

Como primera medida se deberá recabar toda la información posible referente a los equipos e instalaciones con que se cuenta, a fin de conocer las características más sobresalientes de su operación como por ejemplo temperaturas normales en chumaceras, presiones, tipos de refrigerantes, etc.

El inventario tiene la finalidad de consignar los datos más importantes de los equipos a los que se deberá atender en cuanto a su mantenimiento. Una vez terminado este inventario se estará en condiciones de solicitar a los fabricantes o bien a sus representantes, toda la información relacionada con el equipo como son los catálogos de partes, manuales de operación y mantenimiento, etc.

Los datos así obtenidos serán vertidos en las formas de inventario, en las tarjetas de mantenimiento y en los correg

pendientes programas de computadora; posteriormente esta información servirá de base a la programación y al control del mantenimiento.

Es recomendable que quienes levanten los inventarios - sean los mismos encargados de dar el mantenimiento, en consideración de la importancia que reviste el hecho de transcribir la información de los equipos con toda precisión y además por ser una actividad que solo se efectúa una vez.

Es necesario efectuar también un inventario de los recursos con los cuales se llevarán a cabo los trabajos de mantenimiento. Con esta información se estará en condiciones de determinar qué equipos deberán enviarse a un servicio externo por no contarse con los recursos apropiados, así como también establecer la programación más conveniente para los equipos que recibirán el servicio en el departamento propio.

Como tercer punto, se deberá establecer una secuenciación lógica de las actividades por realizar, así como la descripción de cada una de ellas. La programación tiene como objetivo fundamental establecer una distribución óptima de la disponibilidad de recursos, tiempo, espacio y economía en las diversas actividades que constituyen un mantenimiento.

Con respecto al control, éste se logra al programar adecuadamente la duración y la secuencia de los trabajos de mantenimiento en cada uno de los equipos. Al proceder a dar el servicio, el control se lleva a cabo mediante la inspección de las labores para que éstas avancen de acuerdo a lo previamente estipulado; en caso contrario se irá ajustando la duración de las actividades posteriores de acuerdo a las desviaciones de programa sufridas, para así cumplir en lo mejor posible con el tiempo programado. Una herramienta auxiliar muy valiosa para el control del mantenimiento es la computadora, y dentro de las aplicaciones que de ella se han hecho, destacan los programas basados en el Método de la Ruta Crítica.

Con la finalidad de ir substituyendo prácticas de mantenimiento tradicional y por lo mismo antieconómicas, se debe establecer un sistema de retroalimentación constante para la organización encargada del mantenimiento. La forma efectiva de lograr este objetivo, es la de intercambiar experiencias con personas y organizaciones dedicadas a la misma actividad.

Resulta de gran interés anotar otros factores importantes que contribuyen al mejoramiento de la organización:

- . Actualizar constantemente los registros de inspecciones sobre los trabajos realizados.

- . Establecimiento de programas de capacitación.
- . Detectar y registrar los puntos débiles de los equipos para brindarles la protección necesaria.
- . Concluir finalmente en una programación basada en la optimización de costos.

2.2 LA IMPORTANCIA DEL MANTENIMIENTO EN PLANTAS HIDROELECTRICAS.

En plantas hidroeléctricas se opera mediante la práctica de un mantenimiento preventivo y solamente cuando las necesidades del sistema así lo requieren, se llega al extremo de practicar el tipo correctivo. Por otra parte, se encuentra en su fase inicial la práctica de un mantenimiento predictivo con la incorporación de las Pruebas de Comportamiento de Operación.

Los trabajos de mantenimiento de una central hidroeléctrica están encaminados a asegurar la conservación de la continuidad del servicio, la economía de la producción en los niveles estipulados y, que los costos de reparación sean conservados en un mínimo.

Al efectuar modificaciones convenientes, aplicar la lubricación necesaria y hacer pequeñas reparaciones sobre las par

tes críticas de operación, se ampliará el período de la necesidad de reparación completa del equipo. Esta práctica tendrá un efecto de reducir la duración de las paralizaciones por los trabajos de mantenimiento así como el número de fallas repentinas.

El mejor método de mantenimiento es el que combina una práctica de reparaciones menores con una reparación mayor periódica. Este método se basa en reparaciones pequeñas y ajustes a las partes críticas o vitales de un equipo, hechas organizadamente para evitar pesadas reparaciones posteriores. Para complementar este método es necesario llevar un control estadístico de los problemas presentados en el comportamiento del equipo, con el objeto de efectuar investigaciones para determinar el origen de la falla, a fin de corregir la deficiencia con métodos y materiales adecuados.

Comparativamente hablando, la práctica del mantenimiento correctivo deberá evitarse en lo posible debido a su alto costo económico y elevadas cargas de trabajo que representa. Con respecto al mantenimiento preventivo, la importancia de su uso radica en la contribución que hace a la elevación de los niveles de confiabilidad de la operación y en el abatimiento de los costos de producción. Por su parte el mantenimiento predictivo permite abatir todavía más esos costos mediante la incorpora —

ción de pruebas de comportamiento rutinarias que permiten detectar paso a paso, el comportamiento operativo de los equipos. Un registro periódico rutinario de las condiciones de operación de determinada parte de un equipo, permitirá establecer el momento más oportuno para efectuar su reparación o reposición.

2.3 LA IMPORTANCIA DEL COSTO DEL MANTENIMIENTO.

Desde el punto de vista financiero, las actividades de mantenimiento están catalogadas como costos variables de la operación de plantas hidroeléctricas. En la tabla 2.1 se puede observar el considerable número de horas dedicadas al mantenimiento en las centrales de mayor capacidad del país, y de ahí se puede deducir la importancia económica que su costo tiene dentro del costo total de producción de una central.

Para destacar la importancia económica de las actividades del mantenimiento en las centrales hidroeléctricas, a continuación se hace un breve análisis del costo total de generación en el año 1976 de dos sistemas de producción representativos debido a su alto contenido en capacidad hidráulica. el Sistema Lázaro Cárdenas situado en la zona occidental del país y el Sistema Grijalva que se localiza en el sureste.

SISTEMA LAZARO CARDENAS (98.68 % de capacidad hidrúlicas)

<u>OPERACION</u>	Miles de \$	Relación Operac-Manten %	Relación Mantenim %
Salarios y otras pero.	19,895		
Prestao. sociales	16,570		
Materiales y gastos	809		
Imptos y derechos	17,749		
Indirectos	3,301		
Contratos y gtos ofna.	1		
COSTO DE OPERACION	58,325	59.29	
<u>MANTENIMIENTO</u>			
Salarios y otras pero.	20,517		51.23
Prestaciones sociales	7,977		19.91
Materiales y gastos	11,342		28.32
Imptos y derechos	167		0.42
Gastos grales de ofna.	47		0.12
COSTO DE MANTENIMIENTO	40,050	40.71	100.00
COSTO TOTAL DE GENERACION	98,375	100.00	

SISTEMA ORIJALVA (95.77 % de capacidad hidráulica)

<u>OPERACION</u>	Miles de \$	Relación Operac-Manten %	Relación Mantenim %
Salarios y otras pero.	15,696		
Prestaciones sociales	9,689		
Materiales y gastos	4,237		
Imptos y derechos	13,409		
Indirectos	276		
COSTO DE OPERACION	43,307	63.21	
<u>MANTENIMIENTO</u>			
Salarios y otras pero.	13,595		53.94
Prestaciones sociales	6,234		24.74
Materiales y gastos	4,220		16.74
Imptos y derechos	197		0.78
Contratos	958		3.80
COSTO DE MANTENIMIENTO	25,204	36.79	100.00
COSTO TOTAL DE GENERACION	68,511	100.00	

De estas cifras se puede observar que para el Sistema -
Lázaro Cárdenas el 40.71 % del costo total de generación, co -
rrespondió al costo por mantenimiento; o dicho en otros térmi -

nos, del costo total de generación del sistema que fué de 1.83 centavos/KWH, 0.75 centavos se destinaron a las actividades de mantenimiento. Para el caso del Sistema Grijalva, se necesitó - para este tipo de actividades el 36.79 % del costo total de generación, es decir, se dedicó a estas actividades 0.61 centavos del costo total que fué de 1.65 centavos/KWH.

2.4 FACTOR DE DISPONIBILIDAD POR MANTENIMIENTO.

El factor de disponibilidad por mantenimiento se encuentra al relacionar las horas utilizadas en dar mantenimiento con respecto a las horas efectivas de operación de la planta. Para su cálculo se sigue la siguiente expresión:

$$\text{Factor de Disponibilidad por Mantenimiento} = \frac{\text{Hrs de operac} - \text{Hrs de manten}}{\text{Hrs de operac}} \times 100$$

El factor se expresa en porcentaje y se refiere a un periodo específico, de esta forma se puede contar con factores de tipo mensual o anual.

Cuando las instalaciones representan un costo muy elevado y los requerimientos de energía son máximos, ninguna unidad de la central deberá estar fuera de servicio más que lo estrictamente necesario o conveniente de acuerdo a esos requeri-

mientos. En la tabla 2.1 se encuentran resumidas las horas de operación y mantenimiento de las cuatro plantas hidroeléctricas - de mayor capacidad del país durante el año de 1976.

Considerando estas plantas, se obtuvo un factor promedio anual de 84.93 % lo que implica que del promedio de 224 -- días efectivos de operación, 34 se dedicaron a trabajos de mantenimiento. Se ha apuntado que para llevar a cabo las actividades de conservación del equipo, no siempre es necesario poner fuera de servicio la unidad generadora; sin embargo, si se supone que de esos 34 días la mitad de ellos requieren interrumpir el servicio de la unidad, resulta que la capacidad total de esas cuatro plantas (3'284,000 KW), se vería afectada en la siguiente forma:

$$\text{Factor de disponibilidad} = \frac{224 - 17}{224} \times 100 = 92.41 \%$$

Por tanto, la capacidad afectada será:

$$3'284,000 \times (1 - 0.9241) = 249,255.6 \text{ KW}$$

Lo anterior significa que de la capacidad total de estas cuatro centrales, un equivalente de 249,255.6 KW estarán -- fuera constantemente por motivos de mantenimiento. Esta cifra -

CENTRAL	NUMERO DE HORAS ACUMULADAS		FACTOR DE DISPONIBILIDAD (%)
	OPERACION	MANTENIMIENTO	
MALPASO	28,008.45	616.51	97.80
EL INFIERNILLO	24,951.74	10,904.92	56.30
LA ANGOSTURA	13,601.32	914.79	93.27
LA VILLITA	24,738.86	1,889.79	92.36

Tabla 2.1 Factor de Disponibilidad por Mantenimiento de las cuatro centrales de mayor capacidad del país. Año 1976.

adquiere mayor importancia si se le sitúa por ejemplo en un período de estiaje y además se le compara con los 625,550 KW de capacidad instalada de plantas turbogas del mismo Sistema Sur y del cual representa el 39.85 %. Como se ha mencionado, estas plantas operan a un alto costo; pero llegado el caso de que faltara una capacidad hidroeléctrica como la mencionada, tendrían forzosamente que generar mayor tiempo, con el consecuente aumento del costo de operación del sistema.

2.5 CONTROL DEL MANTENIMIENTO EN PLANTAS HIDROELECTRICAS.

Con el único objeto de mantener un control específico en el mantenimiento de centrales hidroeléctricas, éste se ha dividido en tres tipos de acuerdo a las condiciones en que se pre

señala:

- . Mantenimiento de Rutina
- . Mantenimiento Menor
- . Mantenimiento Mayor

El Mantenimiento de Rutina se efectúa diariamente y -
consiste principalmente en la inspección de filtros, niveles de
aceite, engrase, toma de temperaturas, etc. ; así como también
tomar nota de las diferentes anomalías que se llegaran a presen-
tar durante cada uno de los turnos de operación. Su control se
lleva a efecto mediante la hoja de " Reporte Diario de Noveda-
des " (forma num. 1), la cual es cubierta por los jefes opera-
dores de turno. La mencionada forma es enviada en las mañanas a
la superintendencia de la planta que es donde se emiten las ór-
denes de trabajo que ejecutará el personal de mantenimiento. Las
órdenes de trabajo (forma num. 2), son expedidas en cada caso
por el departamento encargado y sirven para :

- . Tomar nota de los problemas presentados
- . Encontrar la mejor solución y anotar las
observaciones al efectuar el trabajo
- . Registrar los materiales y refacciones
utilizados, a fin de controlar las exis-
tencias en el almacén

PLANTA HIDROELECTRICA DE: _____

RECORD DE INSPECCION Y MANTENIMIENTO

DEPARTAMENTO _____ FECHA _____

EQUIPO: _____

PROBLEMA QUE PRESENTA: _____

SOLUCION: _____

OBSERVACIONES: _____

TIEMPO DE EJECUCION _____

FECHA DE EJECUCION _____

REFACCIONES Y MATERIALES UTILIZADOS

Cant.	No de parte	Descripcion de parte utilizada

PERSONAL QUE INTERVINO: _____

SUPERVISADO POR _____

Nombre y firma

No importando la magnitud de las reparaciones, todas - habrán de registrarse; siendo ésta la manera de recabar una información real sobre la ejecución de reparaciones importantes - de cada uno de los equipos o sus componentes.

Las órdenes de trabajo se hacen con tres copias, de - las cuales una es turnada al almacenista para comprobar la salida de materiales necesarios; otra copia es entregada al trabajador que repara la anomalía, en tanto que la tercera sirve para hacer constar que el trabajo ha sido efectuado y es regresada a quien dictó la orden. Después de ser terminado y supervisado el trabajo, se hace su asentamiento en el original, el cual servirá para elaborar el "Reporte Mensual" que deberán enviar todas las plantas a las Oficinas Divisionales.

Con el objeto de coadyuvar con el control ejercido mediante la forma número 2, se llevan anotaciones en tableros con tres columnas fijados a los equipos; en la primera columna se - incluyen los trabajos de mantenimiento efectuados y los pendientes, ordenados cronológicamente; en la segunda columna se han - llenan anotadas las actividades del día, que provienen de las observaciones hechas durante los turnos y que deben ser realizadas por el personal de mantenimiento en forma inmediata; la ter - cer columna contiene el registro de los trabajos terminados. De

esta manera la supervisión se puede enfocar a la información en el tablero para corroborar los trabajos que se están efectuando en determinada parte de la instalación.

El Mantenimiento Menor consiste de una serie de actividades que se llevan a efecto sobre parte del equipo de una central. Este mantenimiento parcial es programado anualmente de acuerdo a las necesidades del sistema y de la misma planta. Su frecuencia está determinada por el número de horas de trabajo de los equipos y por los reportes de operación diarios y mensuales. Un criterio para programar este tipo de mantenimiento para determinado equipo, consiste en considerar un período equivalente al rango de 50 a 75 % del número de horas en que se presentó su falla anterior.

Este mantenimiento generalmente se efectúa sobre el equipo auxiliar que se tiene por duplicado y también a todo equipo que no es incluido en un mantenimiento mayor. La programación de sus actividades no debe pasar por alto el hecho de asegurarse de la existencia de refacciones y materiales requeridos. En función de los requerimientos energéticos del sistema, la fecha programada para estos trabajos es muchas veces diferida, sin embargo, siempre deberán llevarse a cabo.

El registro de estas actividades se hace mediante la -

CALENDARIO DE MANTENIMIENTO				No.			
TIPO Y No. DE REVISION				CLAVE:			
GRAL. MECANICO	GRAL. ELECTRICO	EMERGENCIA	ENGR. Y MUEST. LUBRIC.	SEMANA		SEMANA	
				1	27	1	27
				2	28	2	28
				3	29	3	29
				4	30	4	30
				5	31	5	31
				6	32	6	32
				7	33	7	33
				8	34	8	34
				9	35	9	35
				10	36	10	36
				11	37	11	37
				12	38	12	38
				13	39	13	39
				14	40	14	40
				15	41	15	41
				16	42	16	42
				17	43	17	43
				18	44	18	44
				19	45	19	45
				20	46	20	46
				21	47	21	47
				22	48	22	48
				23	49	23	49
				24	50	24	50
				25	51	25	51
				26	52	26	52

CLAVE: azul-programado rojo-efectuado cafe-emergencia

Forma Num. 3

forma No. 3, en la cual se describe el tipo de mantenimiento de que se trata y la semana del año en que está programado. El control se realiza también por medio de la forma No. 2, la cual es utilizada posteriormente para transcribir la información en el historial del equipo.

No todas las centrales necesitan de una reparación total cada año. Sin embargo, considerando todas las centrales del sistema, el Mantenimiento Mayor es programado anualmente para situar en el calendario a las plantas que si necesitan de la reparación mayor en el año en cuestión. La periodicidad del requerimiento de este tipo de mantenimiento es encontrada de acuerdo a las recomendaciones y especificaciones que emiten los fabricantes, así como también por la experiencia adquirida en la operación del equipo. En su programación se consideran los requerimientos del sistema mediante acuerdo con el Centro Nacional de Control de Energía (CeNaCE). La ejecución de los trabajos de este tipo de mantenimiento requiere de 100 % de disponibilidad de la unidad.

Para su registro se utiliza la forma No. 4 que es llevada en la planta y enviada a las Oficinas Divisionales y Centrales para su control y supervisión. Esta forma es indispensable para la administración encargada de la distribución eficaz-

DESCRIPCION DEL TRABAJO				
FRANCIS DE EJE HORIZONTAL				
MUSKIN MAGNETICO AL ARRANCAR LAS VARIACIONES				
A TURBINA ANTES Y DESPUES				
A MEDIDA EXISTENTE ANTES DE DESARMAR LA CO.				
ACION DE LAS PALANCAS DE REGULACION CORRI.				
EN CASO NECESARIO, DEJANDO ASENTADAS LAS LEC.				
ES				
TUBO DE ASPIRACION				
RIA DE AEREACION				
ORES DE TUBERIA DE PRESION				
GENERAL ARMAZON DE TURBINA				
APA DE TURBINA LADO DE ASPIRACION				
APA DE TURBINA LADO DE REGULACION				
APAS DEL DISTRIBUIDOR ANOTANDO DESGASTES				
LLO DE LABERINTO LADO DE REGULACION, TOMANDO				
LLO DE LABERINTO LADO DE ASPIRACION, TOMANDO				
DES DISTRIBUIDORES TOMANDO DESGASTES, EN CA.				
O REPARARLOS				
DEL RODETE				
RODETE Y REPARAR DESGASTES, EFECTUANDO EL BA.				
MICO DESPUES DE SU REPARACION				
PLABES MOVILES Y REPARARLOS EN CASO NECESA.				
O LECTURA DE CIERRE				

GENERAL DEL REGULADOR DE VELOCIDAD				
INSTRUCTIVO CORRESPONDIENTE				

GENERAL GRUA VIAJERA Y COMPRESORES				

GENERAL BOMBAS DE ACHIQUE Y ENFRIAMIENTO				

GENERAL UNIDAD AUXILIAR				

de los recursos disponibles con respecto a las necesidades de mantenimiento. Es recomendable dedicar un color diferente al registro de cada unidad con el objeto de hacer una mejor distinción. Resulta de gran importancia actualizar permanentemente esta forma a fin de establecer la duración de cada actividad y de esta manera pronosticar con mayor exactitud la duración de futuros mantenimientos.

Para el control de estos trabajos es utilizada la forma No. 2 y al igual que en el caso anterior, se deberá procurar que la disponibilidad de materiales y refacciones sea en el momento preciso.

Debido al alto costo que representan los materiales, el personal extraordinario, etc., estos mantenimientos requieren de una autorización de trabajo que es tramitada por las Oficinas Divisionales. Además, este tipo de trabajos deberán presupuestarse anualmente.

Para las plantas de gran capacidad, la iniciación del mantenimiento será programada sólo como una fecha probable, pues la autorización de la fecha efectiva dependerá de la capacidad y demanda del sistema.

TARJETA DE CONTROL E HISTORIAL DEL EQUIPO.- Con objeto de con-

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
GERENCIA GENERAL DE OPERACION

Planta de:		Division:		No.	Clave:
PRIMOMOTOR:		Modelo:	APARATO:		Modelo:
Fabricante:		Tamaño:	Fabricante:		Tamaño:
Serie:	Tipo:	Estilo:	Serie:	Tipo:	Estilo:
Clase:	H.P.	R.P.M.	Clase:	Capacidad:	Volts:
Volts:	Amps.	Presion:	Amps.	R.V.A.	R.R.M.
No. de cilindros:	No. de tiempos	Fecha inst.	Aceptamiento:	Relax. de velos.	
Diametro y carrera:		Instructivo:			
Representante Direccion:			Representante Direccion:		
Datos Adicionales:					
OBSERVACIONES:					
EQUIPO:					

Forma Num. 5. 2a. parte

tar en el momento oportuno con todos los datos, características y especificaciones de un equipo, se utiliza la forma No. 5. De esta forma, la primera parte corresponde a las refacciones principales con que se debe contar para cualquier emergencia y en ella se encuentra especificada la cantidad existente en el almacén, el número de parte, su descripción y la clasificación dada para rápido reconocimiento. La segunda parte se encuentra asignada a la anotación de ciertos ajustes normales que tienen algunos equipos, los cuales deberán tenerse siempre presentes. Finalmente se encuentra la parte del historial del equipo y en la cual se asientan todos los trabajos importantes que son llevados al cabo sobre él mismo.

LICENCIAS O LIBRANZAS.- Por ser muy conveniente, para efectuar cualquier trabajo de mantenimiento, se lleva un estricto control sobre las licencias mediante el registro de las mismas en un Libro de Licencias. El responsable directo de este libro es el operador. El encargado de solicitar una licencia para trabajar en determinado equipo, se encuentra obligado a firmar este libro tanto en el momento de recibirla como en el momento de retirarla. Cabe hacer hincapié en el sentido de que el personal de mantenimiento no debe empezar su trabajo sin antes haber solicitado y obtenido la licencia correspondiente.

HORAS DE SERVICIO								
	19		19		19		19	
	EN EL MES	TOTAL ACUMULADAS						
ENERO								
FEBRERO								
MARZO								
ABRIL								
MAYO								
JUNIO								
JULIO								
AGOSTO								
SEPTIEMBRE								
OCTUBRE								
NOVIEMBRE								
DICIEMBRE								
TOTALES								
OBSERVACIONES:								

Forma Num. 6

LUBRICACION.- Con la finalidad de mejorar la operación y disminuir el trabajo en el mantenimiento, se deberá hacer una selección adecuada de grasas y aceites así como la aplicación a su debido tiempo. Es de particular importancia señalar las partes por lubricar, el uso del lubricante recomendado y su forma de aplicación. Debe considerarse la aplicación con un calendario para señalar los períodos de cambios de grasa y aceite, así como de los pormenores de dichos cambios. Todo lo referente a la lubricación se podrá controlar mediante el uso de una forma convencional.

TIEMPO DE SERVICIO.- Para controlar la calidad del equipo y el ciclo de revisión, se utiliza la forma No. 6 ; en ésta, mes a mes se anotará el número de horas trabajadas y el total acumulado durante el año.

Con toda la información recabada de los mantenimientos se hace un resumen mensual de la planta, el cual es enviado a las Oficinas Divisionales y a las Oficinas Centrales.

2.6 PROGRAMACION DE UN SISTEMA INTERCONECTADO.

Para la programación de los mantenimientos de todas -- las centrales que integran un sistema interconectado, se hacen pronósticos basados en estudios de ciclos de operación anuales. Para hacer más representativos estos pronósticos, se consideran periodos de tres a cinco años basados en dos factores: la demanda máxima del sistema y su capacidad de generación instalada.

En la figura 2.1 se muestra la disposición geométrica de la secuencia seguida para la programación de un periodo a -- nual. La línea superior A representa la capacidad instalada con sus respectivos incrementos previstos, la línea B es la representación de la estimación de la demanda máxima del sistema.

Con el objeto de cumplir con un buen nivel de confiabi -- lidad en el suministro de energía, se debe contar con una capa -- cidad de reserva que llegado el caso pueda suplir las disminu -- ciones imprevistas de la capacidad instalada. Por este motivo, -- del área limitada por A y B, se separa una parte que representa una reserva total de capacidad y que se encuentra entre las li -- neas A y D. Esta área de reserva está compuesta de una reserva mínima (limitada por A y C) que es equivalente a la capacidad de la unidad más grande del sistema, y de una reserva para fa --

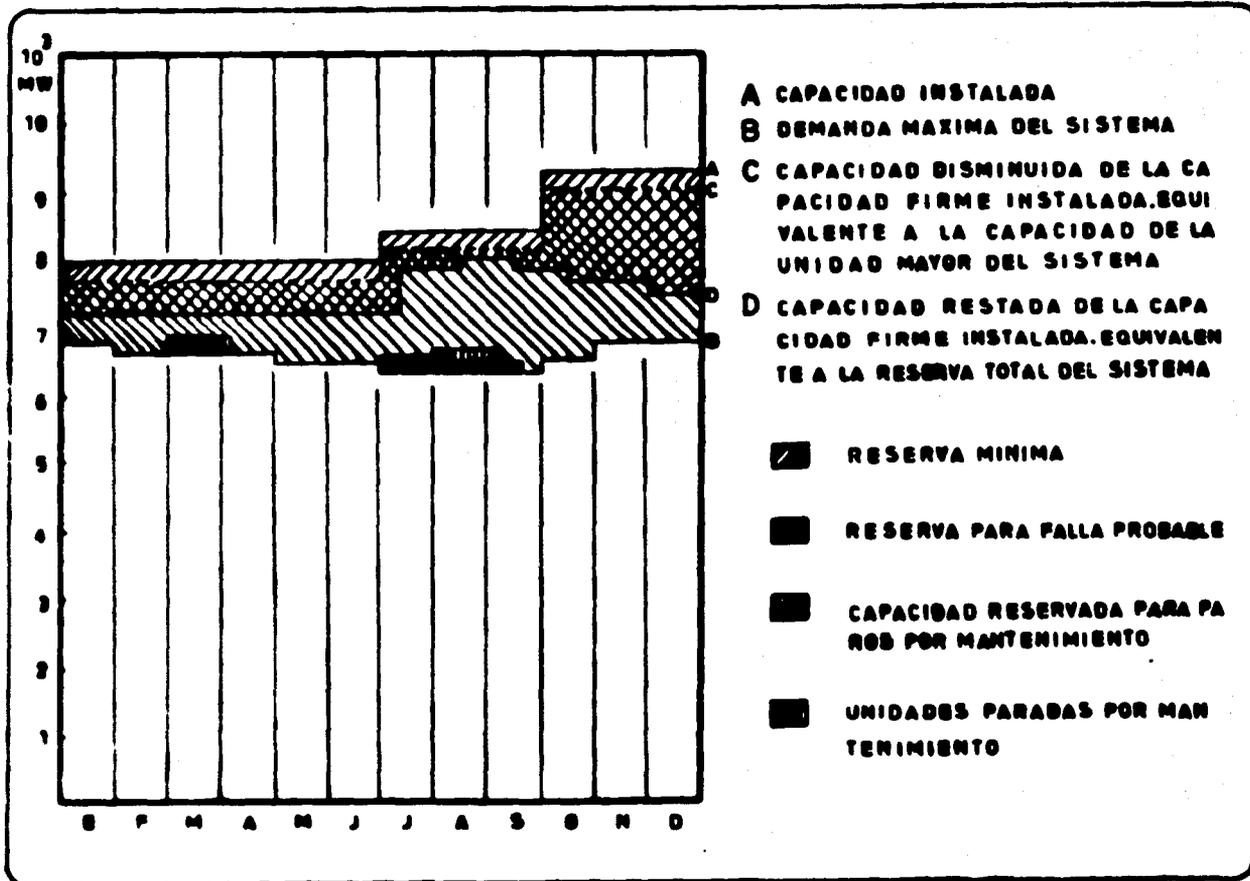


FIG. 2.1 DIAGRAMA ESQUEMATICO DE LA PROGRAMACION DE UN SISTEMA INTERCONECTADO

lla probable que está representada por el área comprendida entre las líneas C y D.

La superficie resultante de eliminar las capacidades de reserva (limitada por B y D), es la que se utiliza para licencias en favor de mantenimientos.

Para encontrar el programa de secuencia óptima, cada unidad en espera de mantenimiento es representada por áreas rectangulares en las que su base equivale a la duración en días de las actividades del mantenimiento, en tanto que su altura representa la capacidad de la unidad referida. Las áreas así obtenidas se ubican sobre la superficie limitada por B y D, de tal manera en que mejor se adapten desde el punto de vista geométrico

No debe perderse de vista que para el caso de las centrales hidroeléctricas, además de situarlas en su mejor lugar geométrico, sus reparaciones se harán de preferencia en época de estiaje; sin olvidar las recomendaciones de cumplir con los mantenimientos periódicos normales y cuidar los reportes de las inspecciones que pudieran indicar la presencia de graves anomalías.

Considerando todos estos factores, el Centro Nacional de Control de Energía procesa esta información mediante computa

dora para establecer un Programa de Mantenimiento de Unidades - Generadoras del Sistema Interconectado Sur y otro programa para el Sistema Interconectado Norte.

2.7 PROGRAMA DE UN MANTENIMIENTO.

En la tabla 2.2, se incluye el ejemplo de un programa de mantenimiento que considera la reparación general del rodete de las unidades de la Central Hidroeléctrica La Angostura.

Como puede apreciarse, el programa se ha representado por medio de un diagrama de barras que hace más explícita la lectura de la secuencia y avance de las actividades. Además, se han definido los siguientes aspectos:

- . El personal se encuentra dividido en categorías.
- . Las actividades están separadas en dos grupos, eléctricas y mecánicas.
- . Se han estimado las horas-hombre necesarias en las diversas actividades.

Esta presentación hace que el programa tenga una mejor interpretación desde el punto de vista interno o externo a la central.

CAPITULO 3

RELACION ENTRE LA
CAIDA DEL RENDIMIENTO
Y EL MANTENIMIENTO3.1 INTRODUCCION.

Los requerimientos energéticos de un sistema varían de acuerdo a la demanda. Esto provoca que las condiciones originales de funcionamiento de la unidad generadora, sufran desviaciones. Evidentemente estas desviaciones afectan la explotación económica del equipo, al hacer necesario un mantenimiento que — restituya esas condiciones iniciales.

La necesidad de mantenimiento en una central hidroeléctrica, puede ser analizada en función de dos aspectos:

- . Nivel de confiabilidad y
- . Caída de rendimiento.

El nivel de confiabilidad reviste mayor importancia, ya que está enfocado a cumplir con el principal objetivo del mantenimiento que consiste en conservar el servicio. Como al disminuir la confiabilidad se corre el peligro de que la unidad sufra una falla repentina y con ella una probable pérdida del servicio, la estimación de esta disminución debe ser hecha por personal de reconocida experiencia. Cuando este nivel alcanza un grado crítico, el mantenimiento debe ser dado lo más pronto posible.

El análisis de la caída del rendimiento persigue una mejor explotación económica del equipo. De esta forma se acepta determinado deterioro de las condiciones originales del equipo, en tanto no resulte económico hacer las correcciones necesarias.

En la práctica deben combinarse adecuadamente los dos aspectos, para tomar una mejor decisión. Es probable encontrar situaciones en las cuales la presencia de cierta caída de rendimiento no amerite parar la unidad para llevar al cabo los trabajos de reparación; pero puede ser que el nivel de confiabilidad del servicio se encuentre tan bajo que la operación de la unidad resulte peligrosa.

En este capítulo se analizará la necesidad de mantenimiento en función del aspecto que puede ser medido y que es la

caída del rendimiento.

Una vez hecho este análisis, se habrá obtenido el criterio económico para dar el mantenimiento oportunamente, sin embargo, no debe perderse de vista que este criterio podrá llevarse a la práctica siempre y cuando no se afecte el nivel de confiabilidad al grado de convertir en peligrosa la operación de - unidad turbogeneradora.

3.2 RENDIMIENTO DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA.

Para una central hidroeléctrica, su rendimiento total o combinado η , está formado por el producto de los rendimientos de sus componentes:

$$\eta = \eta_C \times \eta_T \times \eta_G$$

En donde: η_C = es el rendimiento de la conducción y representa las pérdidas externas a la turbina.

η_T = es el rendimiento de la turbina.

η_G = es el rendimiento del generador.

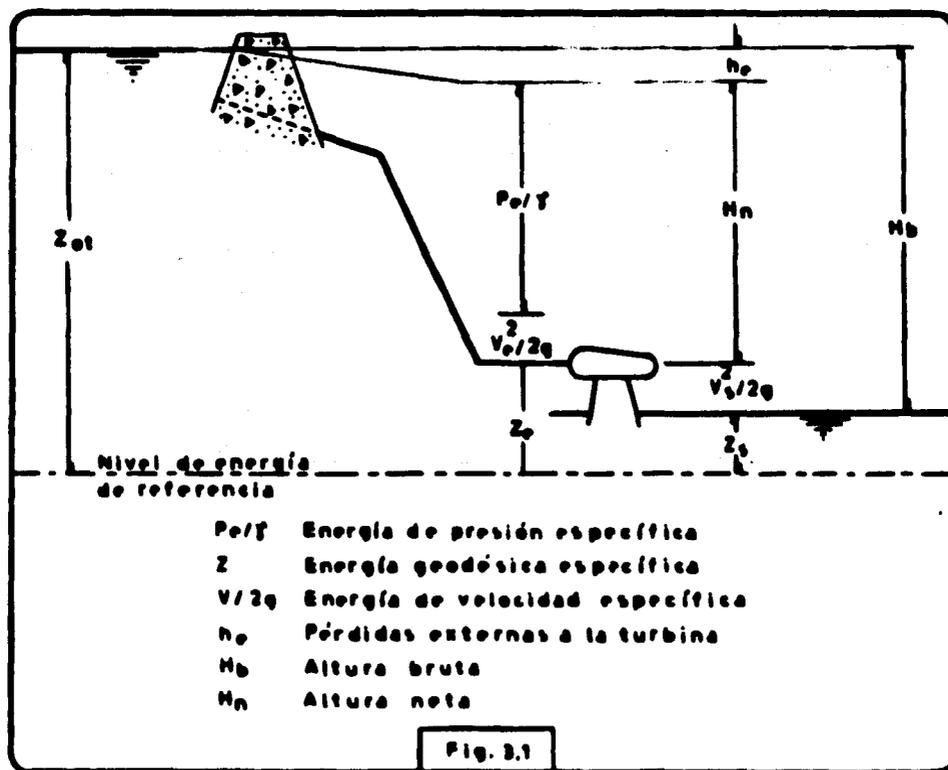
RENDIMIENTO DE LA CONDUCCION.

Para el cálculo de este rendimiento se requiere como -

cer la altura bruta H_b y la altura neta H_n . La altura bruta es encontrada mediante:

$$H_b = Z_{ot} - Z_s$$

Es decir, que la altura corresponde al desnivel topográfico realmente utilizado por la caída de agua (fig.3.1).



En cuanto a la altura neta, ésta puede ser establecida por medio de las siguientes expresiones:

$$H_n = H_b - h_e - \frac{V_s^2}{2g}$$

$$H_n = \frac{P_e}{\gamma} + \frac{V_e^2 - V_s^2}{2g} + Z_e - Z_s$$

Una vez encontradas estas alturas, el rendimiento de la conducción se expresa con el cociente:

$$\eta_c = \frac{H_n}{H_b}$$

Como la altura neta equivale a la altura bruta menos las pérdidas externas a la turbina h_e , la expresión anterior también puede escribirse como:

$$\eta_c = \frac{H_b - h_e}{H_b}$$

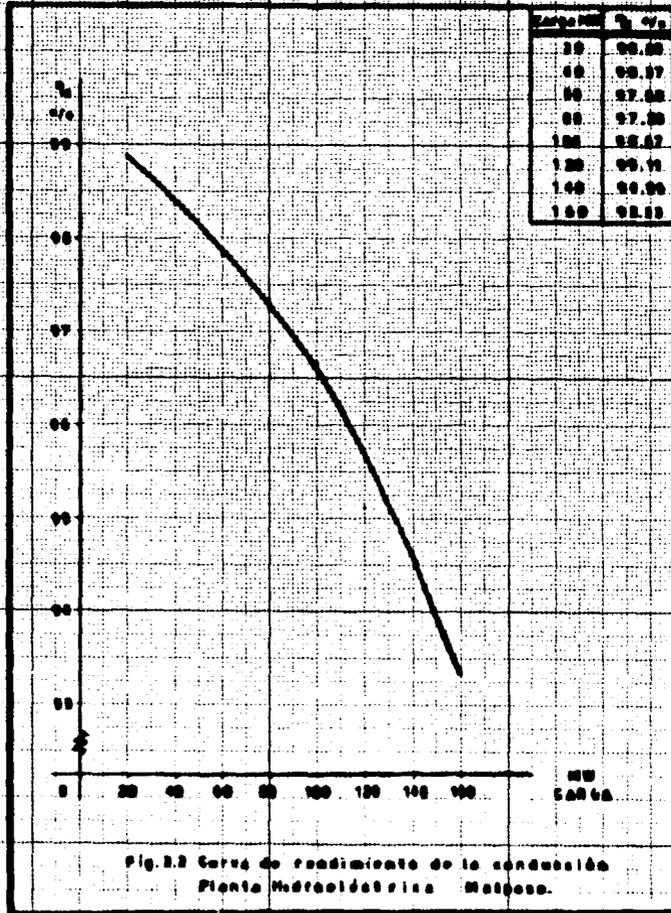
$$\eta_c = 1 - \frac{h_e}{H_b}$$

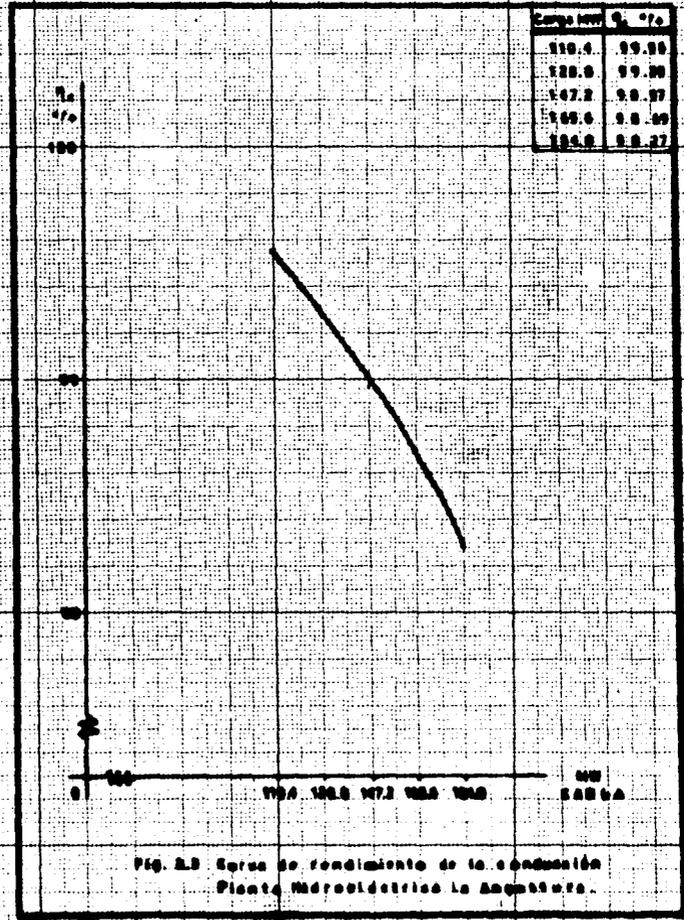
Utilizando información de pruebas hechas en las plantas de Malpaso y La Angostura, se han trazado las curvas de su rendimiento en la conducción. Estas curvas aparecen en las figuras 3.2 y 3.3 respectivamente.

RENDIMIENTO DE LA TURBINA.

El rendimiento de la turbina η_T , está formado a su vez por tres componentes:

$$\eta_T = \eta_m \times \eta_{fl} \times \eta_v$$





En la cual: η_m - es el rendimiento mecánico.

η_{fi} - es el rendimiento debido a las pérdidas por fricción interna de la turbina.

η_v - es el rendimiento volumétrico

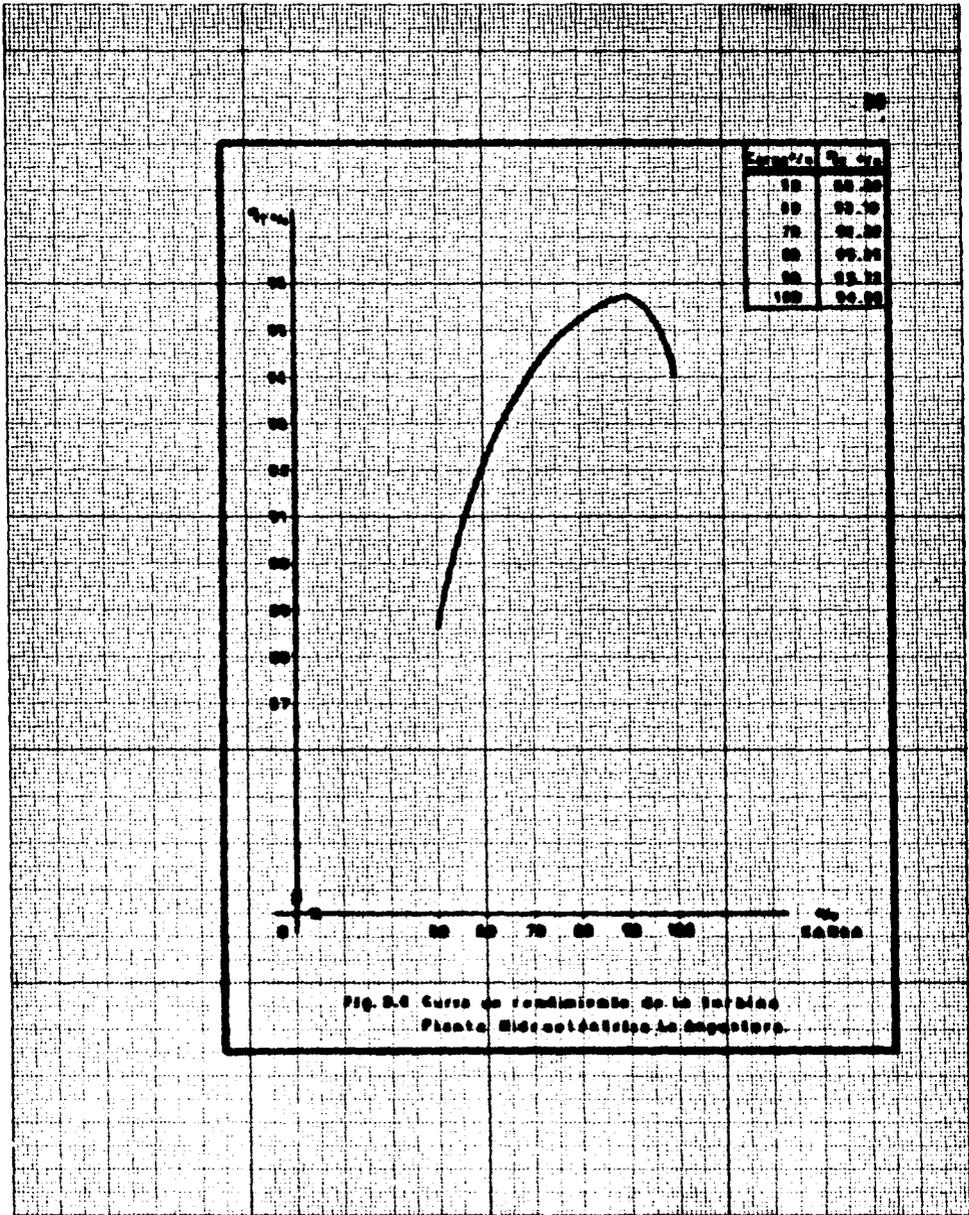
El rendimiento de la turbina también puede expresarse por:

$$\eta_T = \eta_m \times \eta_h$$

En donde: η_h - es el rendimiento hidráulico de la turbina y equivale al producto: $\eta_{fi} \times \eta_v$.

El rendimiento mecánico es representativo de las pérdidas mecánicas ocurridas principalmente en las chumaceras.

De los principales aspectos que contribuyen a las pérdidas por fricción interna, son por una parte los materiales en suspensión que puede contener el agua y por otra, el perfil hidráulico de las partes que componen la turbina como el antedistribuidor, el distribuidor o aún el mismo rodete. Para el primer punto la solución se presenta al incorporar un eficaz sistema de desasolves y en cuanto al segundo aspecto, éste se va co-



rrigiendo con las modificaciones que el fabricante hace apoyado en su experiencia.

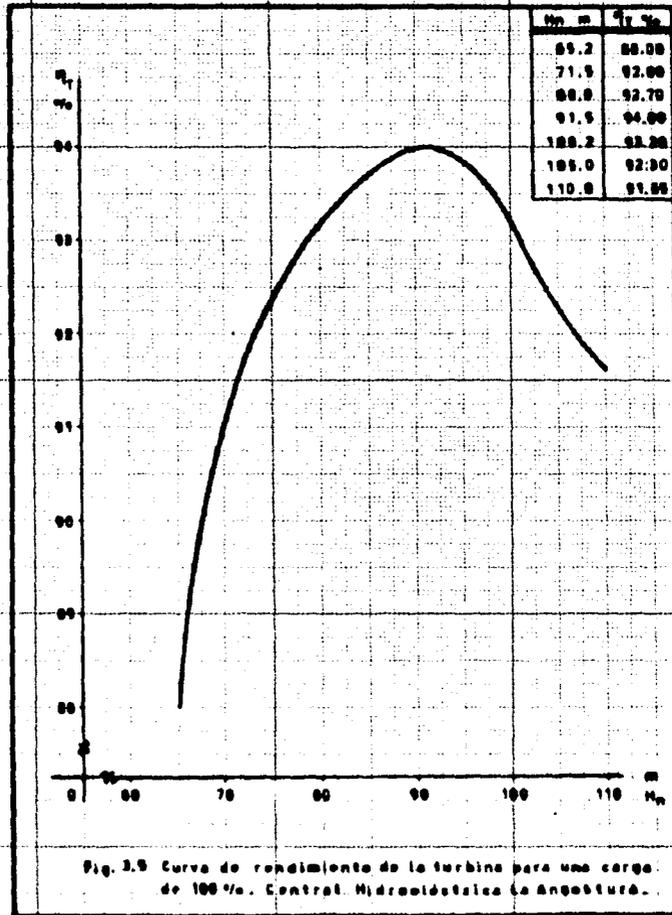
Con respecto al rendimiento volumétrico, éste se ve afectado por el aumento de los claros radiales que llegan a ocasionar los materiales en suspensión o por los desgastes propios de una gran cantidad de paros y arranques de la unidad, lo que va incrementando las filtraciones de agua.

En la figura 3.4 se ha trazado la curva que muestra el comportamiento del rendimiento de la turbina con la carga aplicada a la misma, de la Central Hidroeléctrica La Angostura.

EL RENDIMIENTO DE LA TURBINA Y LA ALTURA NETA.

En la práctica, en el momento de efectuar registros para una prueba, será difícil encontrar una elevación en el vaso de almacenamiento que coincida con la altura de diseño; por lo mismo, será necesario encontrar la correspondiente altura neta y posteriormente con el valor de esta altura se buscará el rendimiento de la turbina en la curva respectiva.

En el caso específico de la Planta La Angostura, para encontrar la relación entre la altura neta y el rendimiento de la turbina, se utilizaron curvas proporcionadas por el fabricante y que fueron obtenidas durante el desarrollo de las pruebas



efectuadas con el prototipo. De esta información se obtuvieron datos para una carga de 100 %, que sirvieron para trazar la figura 3.5.

Por tanto, independientemente de la elevación del embalse, para encontrar los rendimientos de turbina, generador y conducción, la carga de la unidad será llevada hasta 100 %. En estas condiciones se podrán encontrar fácilmente los rendimientos buscados, y en consecuencia, se llegará al rendimiento combinado de interés.

RENDIMIENTO DEL GENERADOR.

El rendimiento del generador está compuesto de tres elementos:

$$\eta_G = \eta_f \times \eta_{fe} \times \eta_{cu}$$

En donde: η_f - rendimiento debido a las pérdidas por fricción.

η_{fe} - rendimiento del hierro.

η_{cu} - rendimiento debido a las pérdidas en el cobre.

El rendimiento constituido por las pérdidas por fricción está formado a su vez de dos partes: por el rendimiento debido a las pérdidas por fricción del aire y por el rendimiento



que toma en cuenta las pérdidas por fricción de las chumaceras.

El rendimiento del hierro es el que resulta de analizar las pérdidas que tienen lugar en el hierro del estator. Es calculado a partir del incremento de temperatura que sufre el agua refrigerante circulante, de la radiación de la superficie del estator y de la correspondiente pérdida por excitación.

El rendimiento debido al comportamiento del cobre está formado por las pérdidas que se suscitan en los devanados del estator. Para su cálculo, se registra la diferencia de temperaturas del agua refrigerante, la respectiva pérdida por excitación y la energía perdida a través del calor irradiado en su superficie.

Con la información obtenida en pruebas realizadas por el fabricante, ha sido trazada la curva de la figura 3.6, que representa el comportamiento del rendimiento del generador con respecto a la carga que le es aplicada.

3.3 CAUSAS DE LA CAIDA DEL RENDIMIENTO.

En las centrales hidroeléctricas como en todas las diferentes transformaciones energéticas existen pérdidas. De esta

forma, al comparar los resultados teóricos con los reales, se origina un determinado rendimiento de la instalación.

De los diferentes aspectos que generan el rendimiento total o combinado de la unidad generadora, es el aspecto electro-mecánico el que afecta en mayor grado el funcionamiento de la mencionada unidad. Sin embargo, no debe descuidarse el aspecto de las obras civiles, que en determinado momento podría ser motivo de serias deficiencias en la operación de la unidad.

El origen de la caída en el rendimiento está fundamentada en las diversas circunstancias de operación de la unidad como es el número total de horas de servicio, el número de paros y arranques efectuados y la poca factibilidad de operar la planta en su repartición de cargas óptima. Cuando una turbina Francis es rodada con cargas relativamente pequeñas y por períodos prolongados, el desgaste del rodete será mucho más rápido que cuando la planta opera a cargas mayores.

Otro factor que interviene directamente en la disminución del rendimiento de la turbina es el desgaste anormal que puede sufrir el rodete. Cuando el agua contiene una alta proporción de arena o sedimentos abrasivos, este desgaste suele ser muy rápido. Donde se conoce el alto grado de agresividad del agua, es de gran importancia económica que en el diseño de las

obras de toma se considere especialmente la forma de excluir la mayor cantidad posible de material en suspensión.

Los requerimientos de trabajos de reparación para estructuras de acero, como en el caso de las rejillas, son menores. No obstante, deberán igualmente programarse ya que pueden ser origen, juntamente con incrustaciones en la tubería, de una considerable disminución en el rendimiento de la conducción.

Otro aspecto de singular importancia en la pérdida de rendimiento lo constituyen los asolves que se presentan en canales, conducciones, presas, vasos y desfogues. Este es un fenómeno común en plantas hidroeléctricas que puede ser corregido en parte por un diseño apropiado de la obra de toma. Sin embargo, en el particular caso del asolve en los desfogues, provoca que las cotas de diseño a plena carga se alejen de lo convenido, agravándose la situación cuando además operan los vertedores como es el caso de las centrales a pie de presa. Los trabajos de desasolve se llevan al cabo en algunas plantas, sobre todo en aquellas que cuentan con turbinas de impulso, ya que un aumento en el nivel de su desfogue, interferiría con el libre giro de la rueda. Por otra parte, tratándose de turbinas de reacción el desasolve se hace cuando las circunstancias lo permiten y no siempre cuando es realmente necesario. En este tipo de plantas

la pérdida de potencia por alto desfogue es motivo de análisis, ya que esto puede significar un serio porcentaje de la capacidad nominal de la planta y consecuentemente de su generación anual.

La erosión y corrosión causadas por problemas de operación a bajas cargas y por la agresividad del agua, da origen en el caso de turbinas Francis a fugas en los intersticios y en los sellos, desgastes excesivos en el rodete y en los álabes directrices. Un aumento en las áreas de descarga y en los anillos de desgaste incrementan la filtración de agua, aumentando el empuje hidráulico sobre el rodete y mermando también el rendimiento de la turbina. Tratándose de turbinas tipo Pelton, el efecto se manifestaría en las válvulas de aguja o en los cangilones, con lo que igualmente disminuiría el rendimiento.

En las turbinas hidráulicas son precisamente las pérdidas volúmetricas las que contribuyen en mayor grado con la disminución del rendimiento total. Por tanto, deberán cuidarse las dimensiones de los claros existentes entre las superficies de los pasajes críticos de circulación de agua. Resulta importante mencionar que las picaduras y asperezas en las superficies de estos pasajes de agua, además de bajar el rendimiento, pueden conducir a otro problema más serio como es la cavitación que

viene acompañada de ruido y vibraciones.

3.4 DISMINUCION DE GENERACION POR CAIDA DE RENDIMIENTO.

Una planta operará de acuerdo a los requerimientos de energía del sistema; por lo mismo, para establecer la disminución efectiva de la generación a causa de la pérdida en el rendimiento original, habrá que considerar tales requerimientos mediante el factor de planta o bien del factor capacidad en el caso de tratarse de una sola unidad. Así pues, partiendo de la definición de factor de planta (F.P.), se tiene:

$$F. P. = \frac{\text{Demanda Media}}{\text{Capacidad Nominal}}$$

Es decir:

$$F. P. = \frac{E}{h \times N} \dots \dots \dots 3.1$$

En la cual: E = Energía generada en el período considerado, en MWh.

h = Número de horas del período

N = Capacidad nominal instalada, en MW.

Si en la expresión 3.1 se despeja la energía generada, se tendrá:

$$E = (F. P.) \times h \times N \dots \dots \dots 3.2$$

Por otra parte, si se considera la definición de consumo específico (q) :

$$q = \frac{366.8478}{H \eta}$$

$$\text{Y como también } q = \frac{V}{E} \quad (\text{m}^3/\text{kWh})$$

Por tanto, la energía generada también puede ser expresada mediante:

$$E = \frac{V}{q} = \frac{V}{366.8478/H\eta}$$

$$E = \frac{1}{366.8478} V H \eta$$

$$E = 2.7259 \times 10^{-3} V H \eta \quad (\text{kWh})$$

$$E = 2.7259 \times 10^{-6} V H \eta \quad (\text{MWh}) \dots 3.3$$

En donde: V = Volumen medio del agua escurrida durante el período considerado, en m³.

H = Caída bruta media, en m.

η = Rendimiento combinado.

En la práctica V, H y η son variables. No obstante,

para fines de análisis y para un determinado proyecto, tanto el escurrimiento medio como la caída bruta media pueden considerarse constantes, con lo cual la expresión 3.3 se modifica en :

$$E = k \eta \dots\dots\dots 3.4$$

Esto implica que la energía generada es directamente - proporcional al rendimiento combinado. Consecuentemente, al disminuir el rendimiento, también disminuirá la generación de la unidad.

A continuación se hará un sencillo análisis que mostrará el efecto que la disminución del rendimiento tiene sobre la generación de la unidad. Con el objeto de hacer referencia a valores reales, se ha utilizado información de la Central La An--gostura.

Los rendimientos que se anotan a continuación, se han obtenido para el caso especial en que la unidad tiene 100 % de carga y la caída neta de diseño se mantiene en 91.5 m. (figuras 3.3 a 3.6)

- η_0 = 98.27 % Rendimiento de la conducción.
- η_T = 94.00 % Rendimiento de la turbina.
- η_G = 98.21 % Rendimiento del alternador.

Caída de rendimiento $\Delta\eta$ en %	Rendimiento η en %	Potencia Efectiva M en MW	Generación Esperada E en MWh	Energía Dejada de Generar E_d en MWh
0.0	90.72	180.000	64,800.00	0.00
1.0	89.72	178.016	64,085.76	714.24
2.0	88.72	176.035	63,372.60	1,427.40
3.0	87.72	174.047	62,656.92	2,143.08
4.0	86.72	172.064	61,943.04	2,856.96
5.0	85.72	170.080	61,228.80	3,571.20
6.0	84.72	168.095	60,514.20	4,285.80
7.0	83.72	166.111	59,799.96	5,000.04
8.0	82.72	164.128	59,086.08	5,713.92
9.0	81.72	162.142	58,371.12	6,428.88
10.0	80.72	160.159	57,657.24	7,142.76

Tabla 3.1 Efectos de la caída de rendimiento sobre la generación de la unidad, en un período de 30 días.

Entonces, el rendimiento combinado será:

$$\eta = \eta_G \times \eta_T \times \eta_G = (0.9827)(0.94)(0.9821) = 0.9072$$

$$\eta = 90.72 \%$$

Por lo mismo, y de acuerdo con las condiciones mencionadas, este será el rendimiento base que servirá para calcular la caída del rendimiento a largo de la operación de la unidad.

Para una capacidad nominal instalada $N = 180 \text{ MW}$ y un factor capacidad $F.C. = 0.50$, se ha utilizado la expresión 3.2 para calcular la energía posible de generar en un mes de 30 días. Posteriormente, se ha usado la expresión 3.4 para calcular la energía que se deja de generar al suponer disminuciones de 1% en el rendimiento de la máquina. Estos cálculos son resumidos en la tabla 3.1.

3.5 CONSIDERACIONES PARA ESTABLECER EL COSTO DE LA ENERGÍA DE REEMPLAZO.

Se ha visto que para una mejor explotación económica - en un sistema interconectado, deberá combinarse adecuadamente - la producción de energía de sus centrales térmicas e hidráulicas a fin de poder satisfacer la demanda con aquellas centrales

que resulten más económicas en un momento dado. Este problema origina un estudio muy complejo denominado Coordinación Hidrotérmica. En la actualidad, este estudio forma parte de los proyectos que el Instituto de Investigaciones Eléctricas está llevando al cabo en coordinación con la Comisión Federal de Electricidad, para su posterior aplicación en el Centro Nacional de Control de Energía (CeNACE).

Los límites propios del presente trabajo, conducen a establecer las siguientes consideraciones que permitirán encontrar en forma práctica los costos de sustitución de la energía hidroeléctrica.

En el reemplazo de la energía hidroeléctrica se distinguen dos casos: un reemplazo parcial para cubrir la disminución originada en la caída de rendimiento y un reemplazo total que se presenta cuando la unidad tiene que ser parada para su reparación.

Todas las centrales interconectadas del sistema, mantienen constantes sus costos fijos de operación independientemente de su generación. Para las plantas térmicas, cualquier aumento en su generación se traduce en un incremento del costo de generación por concepto de combustible.

En caso de centrales hidroeléctricas con embalse , se considera que en un período anual cada planta tiene una cuota - de generación dada, de acuerdo con el escurrimiento de la cuenca. De esta forma, si por requerimientos del sistema en un momento dado la central tiene que generar más de lo programado, su cuota de generación será cumplida en menor tiempo.

En una central hidroeléctrica con embalse en la que una de sus unidades está programada para mantenimiento; una vez que ha sido parada, el fluido que utilizaría ésta en caso de estar generando, será almacenado para ser utilizado por la misma al entrar nuevamente en operación.

Los trabajos de mantenimiento de las centrales hidroeléctricas son programados para efectuarse en períodos de estiaje. Solamente en situaciones de operación peligrosa, las reparaciones se harán en períodos de lluvia.

Es evidente que en períodos de estiaje todas las plantas hidroeléctricas tienen restricciones de agua, por tanto, el reemplazo de la energía faltante en cualquiera de ellas será hecho exclusivamente por centrales térmicas.

Por lo expuesto anteriormente, en caso de dar mantenimiento a unidades hidráulicas en períodos de lluvia, podrá con-

siderarse que el reemplazo de la energía faltante lo harán las plantas térmicas.

3.6 EL COSTO DE LA ENERGÍA DE REEMPLAZO.

Para un sistema eléctrico interconectado, el costo que implica el operar una central hidroeléctrica con cierta disminución en su rendimiento original, se encuentra mediante el cálculo del costo que tiene la producción de energía en otras centrales, que son las que reemplazarán esa disminución. Para obtener la contribución de los diferentes tipos de plantas dentro de la carga total del sistema, se recurre a la Curva de Duración de Carga Mensual. De esta forma se obtiene el porcentaje de horas de operación con las que cada tipo de central contribuye a la demanda energética del sistema.

En las figuras 3.7 y 3.8 se han trazado las curvas típicas de duración de carga para meses representativos de períodos de estiaje y lluvia. Los términos "techo" y "base" originan los límites superior e inferior de la aportación que las plantas hidroeléctricas tienen dentro de la Curva de Duración de Carga del Sistema Interconectado Sur. Por tanto, del "techo" hacia arriba están situadas las "plantas de pico" o turbogas; en

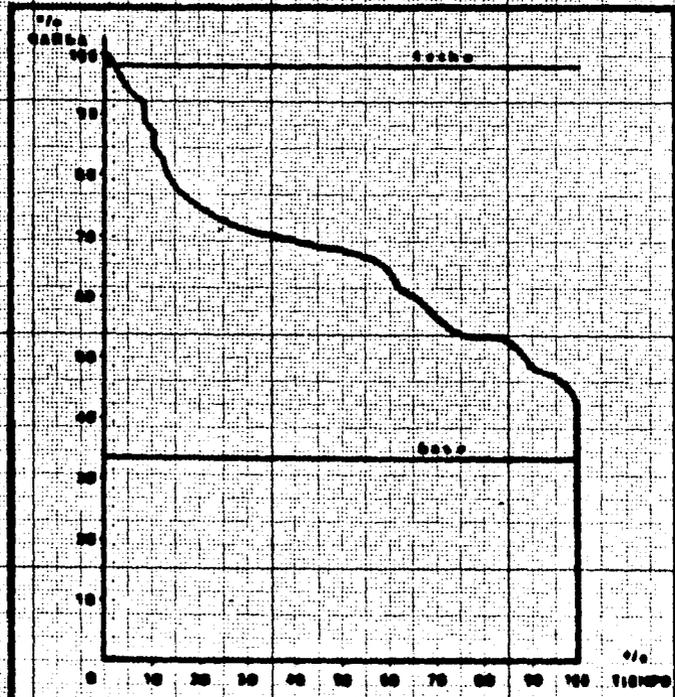


Fig. 5.7 Curva típica de Descarga de Carga del Sistema Interconectado Sur. Más representativa del período de estiaje.

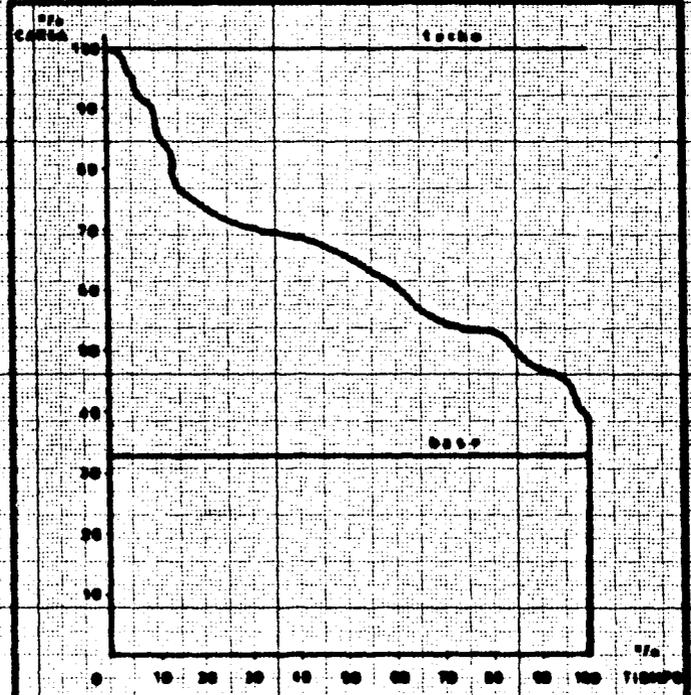


Fig. 3.8 Curva Típica de Duración de Carga del Sistema Interconectado Sur. Mas representativa del período de lluvia.

tanto que de la "base" hacia abajo, lo ocupan las plantas de vapor y las hidráulicas con presa de derivación.

De acuerdo con estas curvas, se ha establecido una composición porcentual de reemplazo de energía hidroeléctrica por parte de centrales de vapor y turbogas. Además, se ha calculado un costo por concepto de combustible para estas mismas centrales. Para las plantas turbogas, este valor representa un costo-promedio de generación de todas ellas; en el caso de las centrales de vapor, la cifra proviene de un promedio del costo de generación de plantas de bajo rendimiento, que son las que realmente soportarán una disminución en la generación de unidades hidroeléctricas. Todos estos valores han sido resumidos en la tabla 3.2.

COSTO DE GENERACION (\$/kWh) CONCEPTO: COMBUSTIBLE.		COMPOSICION PORCENTUAL DE REEMPLAZO DE ENERGIA HIDROELECTRICA.	
P. de Vapor	P. Turbogas	Estiaje: Ene-Jun	Lluvia: Jul-Dic
0.094	0.45	P. de Vapor: 98 % P. Turbogas: 2 %	P. de Vapor: 100%

Tabla 3.2 Aportación de las centrales térmicas al reemplazo de energía hidroeléctrica. Sistema Interconectado Sur.

Con la información disponible, es posible calcular el costo de la energía de reemplazo mediante la siguiente forma:

$$C_r = E_d [(E_v)(C_v) + (E_t)(C_t)] \dots \dots \dots 3.5$$

En donde: C_r = Costo de la energía de reemplazo, en pesos.

E_d = Energía dejada de generar, en determinado período, en kWh.

E_v = Porcentaje de tiempo de generación en el que intervienen las plantas de vapor, en decimales.

C_v = Costo de generación en plantas de vapor, en \$/kWh.

E_t = Porcentaje de tiempo de generación en el que intervienen plantas turbogas, en decimales.

C_t = Costo de generación de plantas turbogas, en \$/kWh.

La expresión anterior sirve al propósito de establecer el costo del reemplazo parcial; en cambio para el reemplazo total, que se presenta cuando la unidad es parada, es necesaria - la siguiente fórmula:

$$C_p = E [(E_v)(C_v) + (E_t)(C_t)] \dots \dots \dots 3.6$$

En donde: C_p = Costo del paro de la unidad, en pesos.

E = Energía que se espera generar en determinado período, en kWh.

E_v , C_v , E_t y C_t Son los mismos términos de la expresión 3.5.

Para el cálculo de E , se considera durante el tiempo - que dure el paro una caída de rendimiento fija e idéntica a la manifestada en el momento del mismo.

3.7 EL COSTO DEL MANTENIMIENTO.

El costo del mantenimiento está compuesto básicamente por los siguientes conceptos:

- . Materiales,
- . Refacciones y
- . Mano de obra

Un caso real de este costo, lo constituye el ejemplo - de la tabla 2.2 del Capítulo 2, en el cual se transcribe el programa de un mantenimiento electromecánico. Como se vió, este mantenimiento se refiere a la reparación general del rodete de las unidades de la Central Hidroeléctrica La Angostura. El costo de este mantenimiento, está compuesto de la siguiente forma:

CONCEPTO	MANTENIMIENTO	MANTENIMIENTO
	MECANICO	ELECTRICO
Salarios	\$ 92,000.00	\$ 80,000.00
Tiempo extra	20,000.00	21,000.00
Prest. sociales	92,000.00	65,000.00
Materiales	<u>53,000.00</u>	<u>57,000.00</u>
Subtotales	\$ 257,000.00	\$ 223,000.00
T O T A L	\$ 480,000.00	

3.8 EL PUNTO DE EQUILIBRIO ECONOMICO.

La comparación de los costos involucrados en dar un mantenimiento con respecto a la caída de rendimiento de la unidad generadora, necesariamente convergen en un punto de equilibrio económico. Para explicar este concepto, se ha optado por hacerlo mediante el siguiente ejemplo numérico.

Cierta unidad hidroeléctrica de 180 MW de capacidad, ha disminuido de 90.72 % que era su rendimiento original hasta 85.72 %. Esta unidad trabajó de Enero a Junio con un factor de ca-

pacidad de 40 % y de Julio a Diciembre con un factor de 60 %. Se tienen programados 30 días para efectuar un mantenimiento en el mes de Enero.

La solución del problema requiere en primer lugar calcular según el período del año, la energía que se ha dejado de generar (E_d) cuando la disminución en el rendimiento ha alcanzado el 5 % ($\Delta\eta = 5\%$). Con esta E_d , se establece el costo anual de la energía de reemplazo C_r . Posteriormente se calcula el costo del paro C_p , que representa el detener totalmente la unidad por 30 días para proporcionarle el mantenimiento. Finalmente, considerando C_p y un costo por mantenimiento C_m , se obtendrá un nuevo costo C ($C = C_p + C_m$). Este costo C es el que se compara directamente con C_r para la obtención del punto de equilibrio buscado.

CALCULO DEL COSTO DE LA ENERGIA DE REEMPLAZO.

Período de estiaje.

$$E_1 = F.C. \times N \times h = 0.40 \times 180.00 \times 4380 = 315,360.00 \text{ MWh}$$

$$E_2 = F.C. \times N \times h = 0.40 \times 170.08 \times 4380 = 297,980.16 \text{ MWh}$$

$$E_{d1} = E_1 - E_2 = 17,379.84 \text{ MWh}$$

Substituyendo este valor en la expresión 3.5 :

$$Cr_1 = 17,379,840.00 [(0.98)(0.094) + (0.02)(0.45)]$$

$$Cr_1 = 17,379,840.00 (0.10112) = \$ 1,757,449.40$$

Período de lluvia.

$$E_1 = 0.60 \times 180.00 \times 4380 = 473,040.00 \text{ MWh}$$

$$E_2 = 0.60 \times 170.08 \times 4380 = 446,970.24 \text{ MWh}$$

$$E_{d2} = E_1 - E_2 = 26,069.76 \text{ MWh}$$

Substituyendo en 3.5 :

$$Cr_2 = 26,069,760.00 (1.00)(0.094)$$

$$Cr_2 = \$ 2,450,557.40$$

Por tanto, el costo anual de la energía de reemplazo - por caída de rendimiento es :

$$Cr = Cr_1 + Cr_2 = \$ 4,208,006.80$$

CALCULO DEL COSTO DEL PARO.

En lo que respecta al costo del paro (Cp), éste se efectuará en período de estiaje y se calcula con la misma caída de rendimiento anterior. Entonces, la energía posible de generar será :

$$E = F.C. \times N \times h = 0.40 \times 170.08 \times 720 = 48,983.04 \text{ MWh}$$

Substituyendo E en la expresión 3.6 :

$$C_p = 48,983,040.00 (0.10112)$$

$$C_p = \$ 4,953,165.00$$

Como puede verse, aun sin considerar el costo del mantenimiento C_m , C_r es todavía menor que C_p . Lo que significa — que aun no es recomendable dar el mantenimiento.

La caída de rendimiento en la cual ya es recomendable dar el mantenimiento, está dada por el punto de equilibrio económico. Para encontrar este punto, por una parte se tendrá en cuenta el costo debido a la energía de reemplazo; y por otro lado estarán los costos del mantenimiento y del paro de la unidad, reunidos en un solo costo C.

En la figura 3.9 se ha trazado la solución gráfica — del problema. Para el efecto se supondrá que el mantenimiento — tiene un costo de \$ 480,000.00 y además, que la unidad se sigue explotando dentro de los mismos factores de capacidad.

Para trazar la gráfica, se tomará un rango de caída de rendimiento del 10 % . Como se ha supuesto un comportamiento lineal, para encontrar las rectas se calculan puntos de intersección con los ejes, cuando $\Delta\eta = 0$ y cuando $\Delta\eta = 10\%$. Entonces, el

punto de equilibrio económico estará dado por la intersección - de la recta del costo de la energía de reemplazo (C_r) y la recta resultante de los costos del paro y del mantenimiento ($C = C_p + C_m$).

COSTO DE LA ENERGÍA DE REEMPLAZO.

Cuando $\Delta\eta = 0$

La energía de reemplazo $C_r = 0$, puesto que la unidad mantiene u na generación efectiva total.

Cuando $\Delta\eta = 10\%$

Período de estiaje.

$$E_1 = 0.40 \times 180.000 \times 4380 = 315,360.00 \text{ MWh}$$

$$E_2 = 0.40 \times 160.159 \times 4380 = 280,598.56 \text{ MWh}$$

$$E_{d1} = E_1 - E_2 = 34,761.44 \text{ MWh}$$

$$C_{r1} = 34,761,440.00 (0.10112) = \$ 3,515,076.80$$

Período de lluvia.

$$E_1 = 0.60 \times 180.000 \times 4380 = 473,040.00 \text{ MWh}$$

$$E_2 = 0.60 \times 160.159 \times 4380 = 420,897.85 \text{ MWh}$$

$$E_{d2} = E_1 - E_2 = 52,142.15 \text{ MWh}$$

$$C_{r2} = 52,142,150.00 (0.094) = \$ 4,901,362.10$$

$\Delta q - \gamma_0$	$C_r - \gamma_0^2$	$C_r - \gamma_0^2$
0	0.000	0.727
10	0.410	0.146

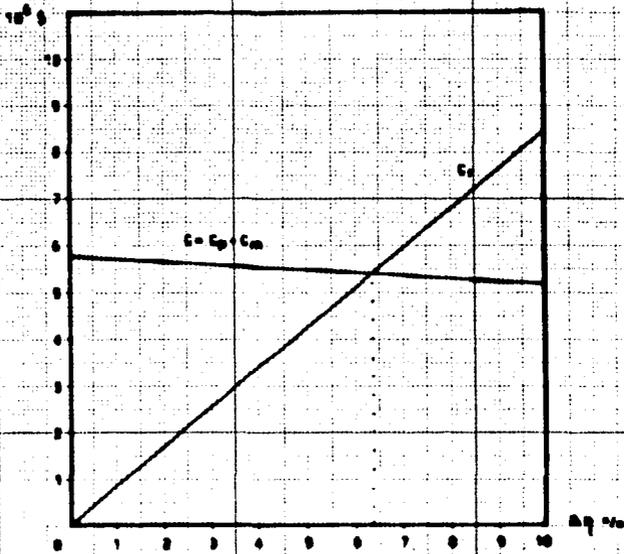


Fig. 2.9. Punto de Equilibrio Económico.

$$\therefore Cr = Cr_1 + Cr_2 = \$ 8,416,438.90$$

COSTO RESULTANTE DE C_p Y C_m .

Cuando $\Delta\eta = 0$

$$E = P.C. \times N \times h = 0.40 \times 180.00 \times 720 = 51,840.00 \text{ kWh}$$

$$C_p = 51,840.00 (0.10112) = \$ 5,242,060.80$$

$$\therefore C = C_p + C_m = 5,242,060.80 + 480,000.00$$

$$C = \$ 5,722,060.80$$

Cuando $\Delta\eta = 10\%$

$$E = 0.40 \times 160.159 \times 720 = 46,125.792 \text{ kWh}$$

$$C_p = 46,125,792.00 (0.10112) = \$ 4,664,240.00$$

$$\therefore C = C_p + C_m = \$ 5,144,240.00$$

Toda la información anterior ha sido resumida en la fi gura 3.9 . De la figura encontrada se observa que la caída de rendimiento hallada en la intersección es aproximadamente 6.4%. Esto significa que el mantenimiento no debe darse antes que alcance este valor. Sin embargo, no debe olvidarse que esta recomendación es estrictamente económica.

En la práctica es posible que la $\Delta\eta$ alcanzada por la-

unidad, implique la necesidad de una reparación, pero las necesidades del sistema no permitan la licencia correspondiente. Por otra parte podría presentarse el caso opuesto, es decir, una emergencia en el funcionamiento de la unidad ocasionaría una reparación inmediata, aun cuando la caída de rendimiento no alcanzara su nivel económico.

CAPITULO 4

APLICACION DEL METODO
DE RUTA CRITICA
AL MANTENIMIENTO DE
PLANTAS HIDROELECTRICAS4.1 INTRODUCCION.

En toda organización existe un crecimiento límite, más allá del cual, su administración requiere métodos diferentes a los usuales. En la operación de las centrales hidroeléctricas - de la Comisión Federal de Electricidad ese límite ha sido rebasado y se requieren por tanto, formas más dinámicas para su administración.

El avance y la creciente capacidad de los sistemas de computación, hacen de este medio el método moderno más efectivo para el manejo de la información necesaria para tomar mejores -

CAPITULO 4

APLICACION DEL METODO
DE RUTA CRITICA
AL MANTENIMIENTO DE
PLANTAS HIDROELECTRICAS4.1 INTRODUCCION.

En toda organización existe un crecimiento límite, más allá del cual, su administración requiere métodos diferentes a los usuales. En la operación de las centrales hidroeléctricas - de la Comisión Federal de Electricidad ese límite ha sido rebasado y se requieren por tanto, formas más dinámicas para su administración.

El avance y la creciente capacidad de los sistemas de computación, hacen de este medio el método moderno más efectivo para el manejo de la información necesaria para tomar mejores -

decisiones. Una poderosa herramienta de planeación incorporada en las máquinas computadoras lo constituye sin duda el Método de la Ruta Crítica. Este método, además de servir a otras disciplinas de la Ingeniería, tiene gran aplicación en el control de las actividades de un mantenimiento.

En la actualidad se encuentran funcionando varios programas de computadora relacionados con la operación de plantas hidroeléctricas. En este capítulo se hará mención del Programa CONPRO que ha sido proyectado para controlar el mantenimiento utilizando el Método de la Ruta Crítica. Aun cuando es de reciente implantación, se pretende que con la ayuda de terminales de computadora convenientemente distribuidas, en el futuro se aproveche su potencialidad al máximo.

4.2 EL METODO DE LA RUTA CRITICA.

En años recientes se ha despertado un creciente interés por el análisis de los problemas relacionados con las fechas de iniciación y terminación de las actividades incluidas en determinado trabajo o proyecto. Un problema de esta naturaleza lo constituyen las actividades de un mantenimiento mayor de una unidad generadora.

Una solución a este tipo de problemas se encuentra en el uso del Método de la Ruta Crítica o Camino Crítico, el cual consiste fundamentalmente en lo siguiente:

- . Define y coordina las actividades que deben ejecutarse para cumplir con éxito y a tiempo, los objetivos de un proyecto.
- . Es una técnica que produce información estadística para conocer el grado de incertidumbre que existe en el cumplimiento oportuno de las actividades de un trabajo
- . Es una herramienta administrativa que permite al responsable del proyecto centrar su atención en :
 - Los problemas latentes que implican prioridad - y/o soluciones.
 - Los procedimientos y ajustes relacionados al tiempo, recursos, o mejoramiento de la eficiencia. Aumentando con esto la capacidad de cumplimiento de las metas propuestas.
- . Este método es un poderoso auxiliar en la toma de decisiones, pero no toma decisiones por sí mismo.

El éxito de la aplicación del Método se fundamenta en gran parte en una adecuada planeación y programación de los trabajos por realizar.

La secuencia a seguir para planear y programar un proyecto es la siguiente :

- . A partir de planos, especificaciones y condiciones del proyecto, hacer una cuidadosa relación del trabajo a desarrollar.
- . Dividir el trabajo en sus partes principales, cuidando de anotar la calidad requerida en cada una de ellas.
- . Adicionar un estudio de Métodos, Tiempos y Movimientos a cada una de las actividades a desarrollar, con el objeto de encontrar el procedimiento más adecuado para llevar a buen fin cada actividad. De esta forma se conocerá la totalidad de recursos necesarios en su ejecución, así como la asignación de tiempos a cada actividad.
- . Determinación de la secuencia lógica entre las diversas actividades.
- . Asignación de los recursos disponibles a cada una de las actividades.
- . Para cada una de las actividades del proyecto, establecer las fechas límite de inicio y terminación.

- . De acuerdo con los recursos disponibles y dentro de sus límites de tiempo, hacer una programación de las fechas de inicio y terminación de cada actividad.
- . Para la terminación total de proyecto o una sección de él, analizar el tiempo total resultante y ver si es mayor, igual o menor que el requerido. Suponiendo que el resultado no sea satisfactorio, hacer una nueva Planeación y Programación.
- . Determinar los costos directos e indirectos del proyecto. Si el costo no se considera adecuado, desarrollar una nueva Planeación y Programación o bien llegar a la conclusión de que el proyecto no es factible

Para programar el proyecto se requiere disponer de un diagrama de barras que provenga del diagrama de Ruta Crítica y en donde todas las actividades estén consideradas a partir de la fecha más próxima de comienzo. Basándose en este punto, la programación optimizará la utilización de los recursos disponibles, proporcionando fechas exactas a cada una de las actividades del proyecto.

No debe pasarse por alto que la planeación y programación son parte de un proceso totalmente dinámico. Por tanto, es

necesaria una revisión permanente de las redes de actividades o eventos, de manera que se mantengan al corriente, adicionando - las actividades que pudieran surgir y eliminando las que han sido terminadas.

En la figura 4.1 se ha trazado el modelo lógico, o diagrama de flechas, correspondiente a los trabajos de cambio de frecuencia y mantenimiento mayor eléctrico de la unidad No. 2 - de la Planta Hidroeléctrica Masatepec. En este diagrama, la Ruta Crítica se encuentra identificada por la serie de actividades representadas por líneas más oscuras.

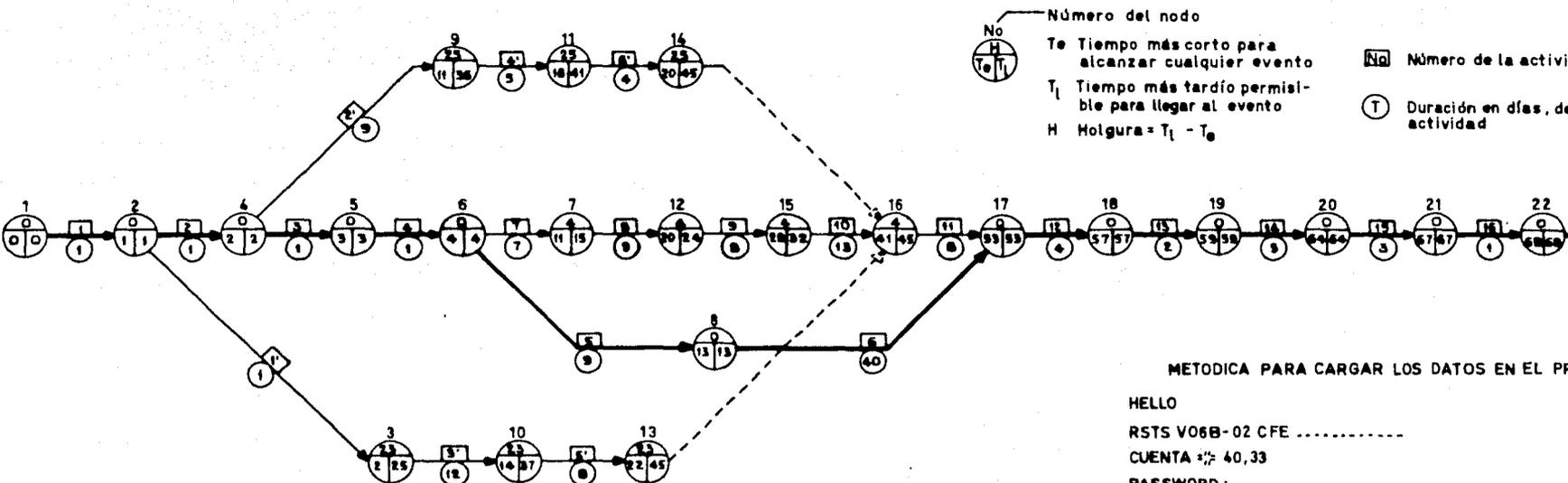
4.3 EL PROGRAMA CONPRO.

El programa CONPRO está basado en el Método de la Ruta Crítica y funciona dentro del Sistema de Tiempo Compartido del Centro de Procesamiento de Datos de la Comisión Federal de Electricidad. Este programa se aplica principalmente en el control de proyectos de construcción y de trabajos de mantenimiento mayor de grandes unidades generadoras.

El Sistema de Tiempo Compartido admite un máximo de 64 terminales simultáneas. En la Central se trabaja con informa —

RUTA CRITICA

de cambio de frecuencia y mantenimiento mayor



Número del nodo
 Te Tiempo más corto para alcanzar cualquier evento
 T_l Tiempo más tardío permisible para llegar al evento
 H Holgura = T_l - T₀
 (No) Número de la actividad
 (T) Duración en días, de actividad

ACTIVIDADES

- 1 Toma de libranza, prueba de vibraciones y desensamble de tubería de aceite
- 2 Desensamble de excitatrices y chumaceras guía superior e inferior
- 3 Desensamble chumacera de carga, tubería CO₂ y cruceta soporte
- 4 Desacopiar flechas gen-turb y transportar rotor a pedestal de montaje
- 5 Desmantelar el bobinado de 50 Hz
- 6 Insertar, conectar, aislar, asegurar, barnizar y dar acabado al bobinado de 60 Hz
- 7 Desmantelar polos y llantas del rotor
- 8 Hacer arreglos para trabajos de modificación del rotor (araña)
- 9 Ranurar la araña del rotor
- 10 Ensamblar las nuevas llantas, asegurandolas con sus cuñas
- 11 Montar piezas polares y conectarlas

- 13 Acoplamiento de flechas generador-turbina
 - 14 Ensamblado de crucetas soporte de cojinete de carga y guía superior
 - 15 Ensamblado de excitatrices, anillos rosantes, g.i.p. y tuberías de lubricantes
 - 16 Ensamblado y acabado final
 - 17 Rodado inicial, balances y pruebas
- MANTENIMIENTO MAYOR ELECTRICO
- 17 Desmontaje chumacera guía turbina
 - 27 Mantenimiento a interruptor de unidad
 - 3 Cambio de agujas y asientos a la turbina
 - 4 Pruebas eléctricas a banco de potencia, cables de potencia, TC's y TP's
 - 5 Mantenimiento general al regulador de velocidad

METODICA PARA CARGAR LOS DATOS EN EL PR

```
HELLO
RSTS V06B-02 CFE .....
CUENTA =: 40,33
PASSWORD :
AVISO .....
.....GRACIAS
READY
SET SPEED 300
READY
NEW MFPHMUZ
1 DATA "MODIFICACION Y CAMBIO DE FRECUENCIA PH MAZA"
2 DATA 78,01,07
3 DATA 6
5 DATA 25
10 DATA 1,2,1,0,"TOM LIB PRUEB VIB","MEC"
20 DATA 2,4,1,0,"DES EXCIT CHUM G Y CARGA","MEC Y E"
30 DATA 2,3,1,0,"DESMONT CHUM G T","MEC"
40 DATA 3,10,12,0,"CAMB CHIFL TURB","MEC"
.....
240 DATA 21,22,1,0,"ENS Y ACAB FINAL","MEC Y ELEC"
250 DATA 22,23,1,0,"ROD BAL Y PRUEBAS","MEC Y ELE"
SAVE
```

ción proveniente de discos magnéticos, cintas magnéticas y lectoras de cinta de papel. Las entradas y salidas de la información, se hacen a través de tres diferentes tipos de terminales:

ASR 33 Teletipo.

LA 36 Teletipo.

VT 52 Pantalla de rayos catódicos.

Las velocidades de impresión varían de 10 a 30 caracteres por segundo en el caso de los teletipos, y de 120 a 240 en el caso de la pantalla de rayos catódicos.

Para establecer contacto con la central del sistema se tienen dos formas:

Por teléfono y

En forma directa.

El manejo de los datos es sumamente sencillo ya que el programa está diseñado de tal forma que puede proporcionar instrucciones si así se le solicita. En la figura 4.1 se ha anotado la metodología a seguir para cargar los datos en el programa.

Una vez registrado un trabajo, puede conocerse inmediatamente su Ruta Crítica y conforme se van alimentando los avan-

ces, el programa se actualiza así mismo.

Con el objeto de apreciar las ventajas que puede representar el uso de este programa, a continuación se incluye una -
corrida de prueba. En esta corrida se han considerado diversas actividades del cambio de frecuencia en la Central Hidroeléctrica Mazatepec.

Ready

RUN \$ CONPRO

DESEA INSTRUCCIONES? SI
A LA PREGUNTA 'QUE CLAVE' QUE SE HARA A CONTINUACION DEBE
UD. CONTESTAR CON EL NUMERO QUE CORRESPONDA A LO QUE SE
DESEA HACER, SEGUN EL SIGUIENTE CODIGO :

- 1 = CARGAR LOS DATOS DE LA RUTA CRITICA DE UN PROYECTO .
(INSTRUCCIONES SOBRE COMO CARGAR LOS DATOS CON ESTE MIS-
MO CODIGO).
- 2 = OBTENER UN REPORTE COMPLETO DEL ESTADO DEL PROYECTO .
- 3 = OBTENER SECUENCIA DE ACTIVIDADES CRITICAS SOLAMENTE.
- 4 = OBTENER UN REPORTE DE LAS ACTIVIDADES QUE DEBEN INI-
CIARSE EN CIERTO MES.
- 5 = OBTENER UNA RELACION DE LAS ACTIVIDADES DEL PROYECTO
QUE DEBERIAN HABERSE TERMINADO PARA CIERTA FECHA .(AC-
TIVIDADES RETRASADAS)
- 6 = OBTENER RELACION DE ACTIVIDADES YA TERMINADAS.
- 7 = OBTENER RELACION DE ACTIVIDADES NO TERMINADAS
- 8 = OBTENER DIAGRAMA DE GANT (DIAGRAMA DE BARRAS).(SOLO PARA
PROYECTOS DE MENOS DE 5 ANOS DE DURACION)
- 9 = INDAGAR SOBRE EL ESTADO ACTUAL DE UNA ACTIVIDAD EN PARTICULAR
- 10 = CAMBIAR FECHA DE INICIO DEL PROYECTO.
- 11 = CAMBIAR LA FECHA PLANEADA DE TERMINACION DE UNA O MAS
ACTIVIDADES DEL PROYECTO
- 12 = CARGAR EN LOS ARCHIVOS LA FECHA DE INICIACION REAL DE
UNA O MAS ACTIVIDADES
- 13 = CARGAR EN LOS ARCHIVOS LA FECHA REAL DE TERMINACION DE
UNA O MAS ACTIVIDADES
- 14 = CAMBIAR LA DURACION DE UNA O MAS ACTIVIDADES
- 90 = DAR DE BAJA UN PROYECTO (DESTRUIR EL ARCHIVO CORRESPONDIENTE)
- 100 = TERMINAR LA SESION DE TRABAJO

QUE CLAVE? 2
 QUE NUMERO TIENE EL PROYECTO QUE DESEA CONSULTAR O MODIFICAR
 (0 = OBTENER LISTA DE PROYECTOS REGISTRADOS)? 0

PROYECTOS REGISTRADOS
 NO. NOMBRE

- 1 RODADO UNIDAD NO. 6 PTA. MAL PASO
- 2 PUESTA EN SERVICIO DE SUBESTACION MEZCALAPA
- 4 MANTTO. MEC. MAYOR U#1 P.H.MALPASO
- 5 MODIFICACION Y CAMBIO DE FRECUENCIA PH MAZATEPEC U2
- 6 MEJORAMIENTO ESQ. DE PROTEC. SIST. GRIJALVA
- 7 UNIDAD 2 PLATANAL MANTENIMIENTO MAYOR

QUE NUMERO TIENE EL PROYECTO QUE DESEA CONSULTAR O MODIFICAR
 (0 = OBTENER LISTA DE PROYECTOS REGISTRADOS)? 5
 EL PROY. NO. 5 ES:

MODIFICACION Y CAMBIO DE FRECUENCIA PH MAZATEPEC U2

ES EL QUE UD. DESEA? SI

SALIDA PORT TERMINAL
 DESEA EL REPORTE TOTAL? SI

-001-

ACTIVIDADES QUE INTEGRAN EL PROYECTO

PROYECTO : MODIFICACION Y CAMBIO DE FRECUENCIA PH MAZATEPEC U2

FECHA DE INICIO : 78/01/07 FECHA DE TERMINACION : 78/03/30
 COSTO TOTAL DEL PROYECTO : 0 DIAS HABILES POR SEMANA : 6

ACTIV.	DESCRIPCION	RESPONSABLE	T.REAL
FECHA DE INICIACION PRIMERA	FECHA TERMINACION ULTIMA	DURAC. HOLG.	COSTO
001-002	TOM LIB PRUER VIB	MEC	78/01/07
78/01/07	78/01/07	** 000001	0
002-004	DES EXCIT CHUM G Y CARG	MEC Y ELEC	78/01/11
78/01/09	78/01/09	** 000002	0
002-003	DESMONT CHUM G T	MEC	78/01/18
78/01/09	78/02/07	000001 000025	0

003-010	CAMB CHIFL TURB	MEC				78/02/10
78/01/10	78/02/08 78/01/23 78/02/21		000012	000025		0
004-005	DES CH CARG C02 Y CRUZ	MEC				78/01/12
78/01/11	78/01/11 78/01/12 78/01/12	**	000002	0		0
005-006	DESAC FLECH GEN TURB	MEC Y ELEC				78/01/12
78/01/13	78/01/13 78/01/16 78/01/16	**	000003	0		0
004-009	MANTTD INTER 230 KV	ELEC				
78/01/11	78/02/10 78/01/20 78/02/20		000009	000026		0
006-007	DESM POLS Y LLANTAS	MEC				
78/01/17	78/01/19 78/01/24 78/01/26		000007	000002		0
006-008	DESM BOB 50 HZ	ELEC				78/01/24
78/01/17	78/01/17 78/01/24 78/01/24	**	000007	0		0
009-011	FRUB ELEC BAN CAB POT	ELEC				
78/01/21	78/02/21 78/01/26 78/02/25		000005	000026		0
011-014	MANTTD GENERAL R VOLT	ELEC				
78/01/27	78/02/27 78/01/31 78/03/02		000004	000026		0
010-013	MANTTD GENERAL R VELOC	MEC				
78/01/24	78/02/22 78/02/01 78/03/02		000008	000025		0
007-012	TRAB PREL MOD ROTOR	MEC				
78/01/25	78/01/27 78/02/03 78/02/06		000009	000002		0
012-015	RANAR ARANA ROTOR	MEC				
78/02/04	78/02/07 78/02/13 78/02/15		000008	000002		0
015-016	ENSAMBLAR LLANTAS	MEC				
78/02/14	78/02/16 78/02/28 78/03/02		000013	000002		0
014-016	LIGA 1	Z				
78/02/01	78/03/03 78/02/01 78/03/03		000000	000026		0
013-016	LIGA 2	Z				
78/02/02	78/03/03 78/02/02 78/03/03		000000	000025		0

-002-

ACTIVIDADES QUE INTEGRAN EL PROYECTO

PROYECTO : MODIFICACION Y CAMBIO DE FRECUENCIA FH MAZATEPEC U2

FECHA DE INICIO : 78/01/07 FECHA DE TERMINACION : 78/03/30
 COSTO TOTAL DEL PROYECTO : 0 DIAS HABILES POR SEMANA : 6

ACTIV.	DESCRIPCION		RESPONSABLE		IURAC.	HOLG.	T.REAL COSTO
	FECHA DE INICIACION PRIMERA	FECHA TERMINACION ULTIMA	FECHA INICIACION PRIMERA	FECHA TERMINACION ULTIMA			
008-017	MONT BOB 60 HZ		ELEC				
78/01/25	78/01/25	78/03/11	78/03/11	**	000040	0	0
016-017	MONT POLOS 60 HZ		MEC Y ELEC				
78/03/01	78/03/03	78/03/09	78/03/11	**	000008	000002	0
017-018	SECAR Y BARN ROTOR		ELEC				
78/03/13	78/03/13	78/03/16	78/03/16	**	000004	0	0
018-019	ACOPL FLEC GEN Y TURB		MEC				
78/03/17	78/03/17	78/03/18	78/03/18	**	000002	0	0
019-020	MONT CRUZ SOP COJ C Y G		MEC				
78/03/20	78/03/20	78/03/24	78/03/24	**	000005	0	0
020-021	MONT EXCIT AR Y GEN I P		ELEC				
78/03/25	78/03/25	78/03/28	78/03/28	**	000003	0	0
021-022	ENS Y ACAB FINAL		MEC Y ELEC				
78/03/29	78/03/29	78/03/29	78/03/29	**	000001	0	0
022-023	ROD BAL Y PRUEBAS		MEC Y ELEC				
78/03/30	78/03/30	78/03/30	78/03/30	**	000001	0	0

TOTAL DE ACTIVIDADES DEL PROYECTO : 25

DESEA DETALLES POR RESPONSABLE? NO

QUE CLAVE? 5

QUE NUMERO TIENE EL PROYECTO QUE DESEA CONSULTAR O MODIFICAR
(0 = OBTENER LISTA DE PROYECTOS REGISTRADOS)? 5
EL PROY. NO. 5 ES:

MODIFICACION Y CAMBIO DE FRECUENCIA PH MAZATEPEC U2

ES EL QUE UD. DESEA? SI

SALIDA POR? TERMINAL

DESEA EL REPORTE TOTAL? SI

FECHA DE INTERES (FORMA:73,01,25)? 78,02,24

-001-

ACTIVIDADES QUE DEBERIAN TERMINARSE PARA 78/02/24

PROYECTO : MODIFICACION Y CAMBIO DE FRECUENCIA PH MAZATEPEC U2

FECHA DE INICIO : 78/01/07 FECHA DE TERMINACION : 78/03/30

COSTO TOTAL DEL PROYECTO : 0 DIAS HABILES POR SEMANA : 6

ACTIV.	DESCRIPCION	RESPONSABLE	T.REAL	
FECHA DE INICIACION	FECHA TERMINACION			
PRIMERA	ULTIMA	PRIMERA	ULTIMA	COSTO
		DURAC.	HOLG.	
004-009	MANTTO INTER 230 KV	ELEC		
78/01/11	78/02/10	78/01/20	78/02/20	0
		000009	000026	
006-007	DESM POLS Y LLANTAS	MEC		
78/01/17	78/01/19	78/01/24	78/01/26	0
		000007	000002	
007-012	TRAB PREL MOD ROTOR	MEC		
78/01/25	78/01/27	78/02/03	78/02/06	0
		000009	000002	
012-015	RANAR ARANA ROTOR	MEC		
78/02/04	78/02/07	78/02/13	78/02/15	0
		000008	000002	

TOTAL DE ACTIVIDADES DEL PROYECTO : 25

DESEA DETALLES POR RESPONSABLE? SI
NOMBRE DEL RESPONSABLE? MEC Y ELEC
FECHA DE INTERES (FORMA:73,01,25)? 78,02,24

PROYECTO : MODIFICACION Y CAMBIO DE FRECUENCIA PH MAZATEPEC U2

NINGUNA
DESEA DETALLES POR RESPONSABLE? CONTESTE 'SI' O 'NO'
? CONTESTE 'SI' O 'NO'
? NO

QUE CLAVE? 100
GRACIAS...

Ready

BYEY
Saved all disk files; 168 blocks in use, 332 free
Job B User 40,33 logged off KB11 at 24-Feb-78 14:59
System RSTS V06C-03 CFE Sistema B
Run time was 19.2 seconds
Elapsed time was 11 minutes
Good afternoon

C:\
 RSIS V06C-03 CFE Sistema B Job 36 KB21 14-Apr-78 13:47
 Cuenta 140/33
 Password:

AVISO A TODOS LOS USUARIOS DEL SISTEMA

EL DIA 15 DE ABRIL SERAN BORRADOS TODOS LOS ARCHIVOS Y/O PROGRAMAS QUE NO HAYAN SIDO USADOS POR LO MENOS UNA VEZ DESDE EL PRINERO DE ENERO DE 1978.

ASI COMO TAMBIEN SE NOTIFICA QUE:

ESTAN DISPONIBLES LAS SIGUIENTES EXTENSIONES:

2930,2931,2932,2933,2934,2935,2936,2937,2938 Y 2939

POR LO ANTERIOR FAVOR DE TOMAR LAS PROVIDENCIAS NECESARIASGRACIAS

Recibo

DEL SPEED 300

Recibo

DEL TIEMPO
 DE SEG INSTRUCCIONES? NO

UNA CLAVE? 2

QUE MONTEO TIENE EL PROYECTO QUE DESEA CONSULTAR O MODIFICAR
 (O - DETENER LISTA DE PROYECTOS REGISTRADOS) O
 EL 1977, NO. O LB:

TAMBIEN TENDRA Y CAMBIO DE FRECUENCIA EN MOZATEPEC UC

EL SE UNO DEL 20049 SE

OPERA TIENE FLOREAN

RECIBO DEL 200110, TOTALY SE

-001-

ACTIVIDADES QUE INTEGRAN EL PROYECTO

PROYECTO : MODIFICACION Y CAMBIO DE FRECUENCIA PH MAZATEPEC U2

FECHA DE INICIO : 78/01/07 FECHA DE TERMINACION : 78/04/10

COSTO TOTAL DEL PROYECTO : 0 DIAS HABILES POR SEMANA : 6

ACTIV.	DESCRIPCION	RESPONSABLE	T.REAL
FECHA DE INICIACION	FECHA TERMINACION		
PRIMERA	ULTIMA	PRIMERA	ULTIMA
		DURAC.	HOLG.
			COSTO
001-002	TOM LIR PRUER VIB	MEC	78/01/07
78/01/07	78/01/07	78/01/07	78/01/07
		** 000001	0
002-004	DES EXCIT CHUM G Y CARG	MEC Y ELEC	78/01/11
78/01/09	78/01/09	78/01/10	78/01/10
		** 000002	0
002-003	DESMONT CHUM G T	MEC	78/01/18
78/01/09	78/02/08	78/01/09	78/02/08
		000001	000026
003-010	CAMB CHIFL TURB	MEC	78/02/10
78/01/10	78/02/09	78/01/23	78/02/22
		000012	000026
004-005	DES CH CARG CO2 Y CRUZ	MEC	78/01/12
78/01/11	78/01/11	78/01/12	78/01/12
		** 000002	0
005-006	DESAC FLECH GEN TURB	MEC Y ELEC	78/01/12
78/01/13	78/01/13	78/01/16	78/01/16
		** 000003	0
004-009	MANITO INTER 230 KV	ELEC	78/01/21
78/01/11	78/01/16	78/01/20	78/01/25
		000009	000004
006-007	DESM POLS Y LLANTAS	MEC	78/01/27
78/01/17	78/01/17	78/01/27	78/01/27
		** 000010	0
006-008	DESM BNB 50 HZ	ELEC	78/01/24
78/01/17	78/01/18	78/01/21	78/01/25
		000007	000001
009-011	PRUB ELEC BAR CAR POT	ELEC	78/03/18
78/01/21	78/01/26	78/02/20	78/02/27
		000028	000004
010-012	MANITO GENERAL K VOLT	ELEC	78/02/25
78/01/23	78/02/25	78/02/27	78/03/03
		000004	000004
010-013	MANITO GENERAL K VELOC	MEC	78/02/27
78/01/24	78/02/27	78/02/01	78/03/03
		000008	000026

007-012	TRAS PREL MDE ROTOR	REC					78/02/07
78/01/28	78/01/28	78/02/07	78/02/07	**	000007	0	0
012-013	REARAR ARANA ROTOR	REC					
78/02/08	78/02/08	78/02/16	78/02/16	**	000008	0	0
015-016	ENSAMBLAR LLANTAS	REC					78/03/01
78/02/07	78/02/17	78/03/03	78/03/03	**	000013	0	0
014-018	LIGA 1	Z					
78/02/28	78/03/04	78/02/28	78/03/04		000000	000004	0
018-016	LYON E	Z					
78/02/02	78/03/04	78/02/02	78/03/04		000000	000026	0

-002-

ACTIVIDADES QUE INTEGRAN EL PROYECTO

PROYECTO : MODIFICACION Y CAMBIO DE FRECUENCIA PH KAZATEFEC U2

FECHA DE INICIO : 78/01/07 FECHA DE TERMINACION : 78/04/10

COSTO TOTAL DEL PROYECTO : 0 DIAS HABILES POR SEMANA : 6

ACTIV.	DESCRIPCION	RESPONSABLE	FECHAS DE INICIACION		FECHAS DE TERMINACION		T.REAL
PRIMERA	ULTIMA	PRIMERA	ULTIMA	DURAC.	HOLG.	COSTO	
009-017	MONI BDD 50 HZ	ELEC					
78/01/20	78/01/26	78/03/11	78/03/13	000040	000001	0	
016-017	MONI POLOS 50 HZ	MED Y ELEC					
78/03/04	78/03/04	78/03/13	78/03/13	**	000008	0	0
017-018	SEGAR Y BARR ROTOR	ELEC					78/03/20
78/03/14	78/03/11	78/03/27	78/03/27	**	000012	0	0
015-019	ALBERI ELEC GEN Y TRKB	REC					
78/03/28	78/03/28	78/03/29	78/03/29	**	000002	0	0
019-020	MONI DIM2 SDF COJ C Y G	REC					
78/03/30	78/03/30	78/04/04	78/04/04	**	000000	0	0
020-021	MONI EXCITI AN Y CLO I P	ELEC					
78/04/05	78/04/05	78/04/07	78/04/07	**	000003	0	0

021-022	ENS Y ACAB FINAL	MEC Y ELEC					
78/04/08	78/04/08	78/04/08	78/04/08	**	000001	0	0
022-023	ROD DAL Y PRUEBAS	MEC Y ELEC					
78/04/10	78/04/10	78/04/10	78/04/10	**	000001	0	0

TOTAL DE ACTIVIDADES DEL PROYECTO : 25

DESEA DETALLES POR RESPONSABLE? SI
 NOMBRE DEL RESPONSABLE? MEC Y ELEC

-001-

ACTIVIDADES QUE INTEGRAN EL PROYECTO

PROYECTO : MODIFICACION Y CAMBIO DE FRECUENCIA FM HAZATEPEC U2

FECHA DE INICIO : 28/01/07 FECHA DE TERMINACION : 28/04/10

COSTO TOTAL DEL PROYECTO : 0 DIAS HABILES POR SEMANA : 5

ACTIV.	DESCRIPCION	RESPONSABLE	T.REAL
FECHA DE INICIO	FECHA TERMINACION		
PRIMERA	DEFINIDA	PRIMERA	DEFINIDA
		DURAC.	HOLG.
			COSTO

005-006	DEBAC FLECH GEN TURB	MEC Y ELEC						78/01/12
78/01/13	78/01/13	78/01/16	78/01/16	**	000003	0	0	
002-023	ROG BAL Y FRUERBAS	MEC Y ELEC						
78/04/10	78/04/10	78/04/10	78/04/10	**	000001	0	0	

TOTAL DE ACTIVIDADES DEL PROYECTO : 25

DESEA DETALLES POR RESPONSABLE? NO

QUE CLAVE? 7

QUE NUMERO TIENE EL PROYECTO QUE DESEA CONSULTAR O MODIFICAR
(C = OBTENER LISTA DE PROYECTOS REGISTRADOS)? 5
EL PROY. NO. 5 ES:

MODIFICACION Y CAMBIO DE FRECUENCIA FH MAZATEPEC U2

ES EL QUE UO. DESEA? SI

SALIDA POR TERMINAL

DESEA EL REPORTE TOTAL? SI

CONTESTE 'SI' O 'NO'

DESEA EL REPORTE TOTAL? SI

-001-

ACTIVIDADES QUE NO SE HAN TERMINADO

PROYECTO : MODIFICACION Y CAMBIO DE FRECUENCIA FH MAZATEPEC U2

FECHA DE INICIO : 78/01/07 FECHA DE TERMINACION : 78/04/10
COSTO TOTAL DEL PROYECTO : 0 DIAS HABILES POR SEMANA : 6

ACTIV.	DESCRIPCION	RESPONSABLE		DURAC.	HOLG.	T.REAL	COSTO
		FECHA DE INICIACION PRIMERA	FECHA DE TERMINACION ULTIMA				
012-010	RAMA AKANA ROTOR						
78/02/05	78/02/08	78/02/16	78/02/16	**	000008	0	0
014-016	LISA 1						
78/02/28	78/03/04	78/02/28	78/03/04		000000	000004	0
013-016	LISA 2						
78/02/02	78/03/04	78/02/02	78/03/04		000000	000026	0
006-017	ROD1 ROD 60 HZ						
78/01/20	78/01/26	78/03/11	78/03/13		000030	000001	0
015-017	ROD1 POLOS 60 HZ						
78/03/04	78/03/04	78/03/13	78/03/13	**	000008	0	0
019-019	ROD1 FLEC GEN Y TURB						
78/03/28	78/03/28	78/03/29	78/03/29	**	000002	0	0

019-020	MONT CRUZ SOP CDJ C Y G	HEC					
78/03/30	78/03/30	78/04/04	78/04/04	**	000005	0	0
020-021	MONT EXCIT AR Y GEN I P	ELEC					
78/04/05	78/04/05	78/04/07	78/04/07	**	000003	0	0
021-022	ENS Y ACAB FINAL	HEC Y ELEC					
78/04/08	78/04/08	78/04/08	78/04/08	**	000001	0	0
022-023	ROC BOL Y PRUEBAS	HEC Y ELEC					
78/04/10	78/04/10	78/04/10	78/04/10	**	000001	0	0

TOTAL DE ACTIVIDADES DEL PROYECTO : 23

DESEA DETALLES POR RESPONSABLE? NO

QUE CLAVES ISO
GRACIAS...

Scrub

copy

Copied all disk files 168 blocks in use, 330 free
 Job 22 User 40437 logged off KB21 at 14-Apr-78 14:04
 System 8808 V060-03 CPE System B
 Re-time up 9.2 seconds
 System time up 6 minutes
 End of program

CAPITULO 5

CONCLUSIONES

El el presente trabajo se han analizado las principales características técnicas y económicas que intervienen en la operación en general de una central hidroeléctrica, anotando la importancia que tienen los criterios de diseño de un aprovechamiento dentro de la explotación real del mismo.

Se ha destacado la importancia que adquiere en la operación de una central, el hecho de controlar los trabajos de mantenimiento con el fin de aumentar la rentabilidad del equipo. Relacionado con este mismo aspecto, se ha analizado la posibilidad de practicar un mantenimiento predictivo o de diagnóstico considerando que puede representarse la necesidad del mantenimiento en función de la disminución del rendimiento que la uni-

dad va teniendo en el transcurso de su funcionamiento. Utilisando valores de costos representativos de caída de rendimiento, paro de la unidad y mantenimiento se ha establecido un punto de equilibrio económico. Este punto de equilibrio da origen a un - criterio económico para ejecutar oportunamente un mantenimiento.

Es de gran importancia la incorporación de máquinas — computadoras en la administración de las centrales hidroelétricas. Este factor representa un elemento que agiliza la toma de decisiones no solamente en lo concerniente al mantenimiento, si no en general para todos los aspectos operativos de una planta. Sobre todo cuando la cantidad de centrales y su capacidad instalada, se ven aumentadas.

Resulta evidente la conveniencia de operar las plantas hidroeléctricas mediante una programación de mantenimientos económicamente oportunos. Sin embargo, en la realidad existen limitaciones impuestas en gran parte por las condiciones económicas propias de un país en desarrollo como es el caso de México.

LAS LIMITACIONES.

El incremento en los requerimientos de energía eléctricas

ca y la limitación financiera para la expansión necesaria de la capacidad generativa, ha dado lugar a que la entrega de esa energía se cumpla con un margen tan estrecho, que no se puede hablar de una capacidad de reserva confiable. Como se ha visto en este trabajo, la existencia de esta reserva es de gran importancia, en razón de la necesidad de disponer de cierta capacidad de generación que apoye la falta de energía que produce el paro de una unidad o unidades durante su mantenimiento.

Lo anterior trae como consecuencia, que las necesidades del sistema eléctrico nacional normalmente obliguen a diferir la fecha de un mantenimiento programado. De esta forma sucede, que una vez determinada la conveniencia de un mantenimiento para una fecha específica, por restricciones energéticas, no se autorice la licencia de paro respectiva; o en el caso de autorizarse, ésta es muchas veces por un tiempo insuficiente para efectuar lo programado.

La otra gran limitación proviene de la utilización del método de molinetes como el principal medio para la medición del rendimiento de la turbina. Esta prueba implica parar la unidad para instalar los medidores, efectuar la prueba y después de ésta, retirarlos. Suponiendo que se trata de una unidad de -

180 MW y que se requieren 8 días para el montaje y desmontaje del equipo y 2 días para el desarrollo de las pruebas. En este período, tan sólo por concepto del paro total, se dejan de generar 13.8 millones de kWh (con factor de capacidad de 0.40). Considerando que el paro de la unidad se efectúa en la época de estiaje, el costo de este paro puede ser obtenido mediante la expresión 3.6.

$$C_p = -E \left[(E_v)(C_v) + (E_t)(C_t) \right]$$

$$C_p = 13,824,000.00 (0.10112)$$

$$C_p = \$ 1,397,882.80$$

Este costo es únicamente por concepto de substitución de la energía dejada de generar. Para obtener el costo total de la prueba debería agregarse los costos de transporte del personal que hará las mediciones y sus viáticos correspondientes, - transporte del equipo y amortización del mismo, mano de obra y materiales. Estos cargos bien pueden elevar el costo de la prueba a más de 1.5 millones de pesos.

Obviamente este método no es nada recomendable para la medición periódica del rendimiento de la turbina.

SUGERENCIAS.

En el capítulo 2 se anotó que para poder implantar un sistema de mantenimiento predictivo, es necesario principiar con la incorporación de instrumentos sensores de las características operativas de los aspectos vitales de una máquina.

En el caso particular del análisis hecho en este trabajo, la incorporación de estos instrumentos se referirá específicamente a la forma de detectar el comportamiento del rendimiento de la turbina, porque como se ha visto, es ésta medición la que resulta más costosa.

En vista de lo anterior, sería recomendable la incorporación de un manómetro diferencial de alta precisión, colocado justamente antes de la turbina y en el mismo lugar donde el fabricante ha instalado otro medidor. Un manómetro de este tipo, basado en el método de medición por tubo de Pitot puede resolver el problema de medir el gasto en forma indirecta, y a partir de éste el correspondiente rendimiento de la unidad.

Por otra parte, como se vió, en el inciso 3.5 se hicieron ciertas consideraciones que simplifican el establecimiento

de los costos de la energía que reemplazará el faltante de las centrales hidroeléctricas, sea éste por disminución en su rendimiento o por paro de la unidad para darle mantenimiento.

Con objeto de hacer más preciso el cálculo de esos costos, se sugiere considerar un estudio en base a costos y consumos específicos de todas las centrales interconectadas que en un momento dado intervengan en la substitución de la energía de la planta hidroeléctrica en estudio. Además de considerar también los costos específicos por transmisión de esa energía.

Como esta serie de cálculos implica cierto grado de dificultad, sería conveniente utilizar los sistemas computacionales.

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

Brown, J. Guthrie & Hunter, J. K. HYDRO ELECTRIC ENGINEERING - PRACTICE. Volume 3 : Economics, Operations & Maintenance. Blackie & Son Ltd. London, Glasgow. 1965.

De la Vega Chakra, Rafael Ing. NOTAS DE ESTUDIOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO DE CENTRALES HIDROELECTRICAS. C.F.E. México - 1978.

De Buen Lozano, Odón Ing. DIRECCION DE PROYECTOS POR CAMINO CRITICO. Facultad de Ingenieria. UNAM 1978.

Dounce Villanueva, Enrique. LA ADMINISTRACION EN EL MANTENIMIENTO. Editorial CECSA. México 1973.

C. F. E. CARACTERISTICAS DE CENTRALES HIDROELECTRICAS EN OPERACION. México 1978.

- C. P. E. ESTADISTICAS DE PRODUCCION. México 1976.
- C. P. E. INFORMACION BASICA. SECTOR ELECTRICO NACIONAL. México 1979.
- C. P. E. INFORME FINANCIERO Y DE EXPLOTACION. SISTEMA GRIJALVA. México 1977.
- C. P. E. INFORME FINANCIERO Y DE OPERACION. SISTEMA DE PRODUCCION LAZARO CARDENAS. México 1977.
- C. P. E. INFORME MENSUAL DE OPERACION. CENTRALES HIDROELECTRICAS : MALPASO, EL INFIERNILLO, LA ANGOSTURA Y LA VILLITA. México 1978.
- C. P. E. INSTRUCTIVO DE MANTENIMIENTO DE PLANTAS HIDROELECTRICAS. México 1978.
- C. P. E. MANUAL DE DISEÑO DE OBRAS CIVILES. México 1974.
- C. P. E. MANUAL DE OPERACION. CENTRAL HIDROELECTRICA LA ANGOSTURA. México 1975.
- C. P. E. MANUAL DE OPERACION Y MANTENIMIENTO. CENTRAL HIDROELECTRICA MALPASO. México 1969.

**C. F. E. PRUEBAS DE COMPORTAMIENTO EN PLANTAS ELECTRICAS. Méxi-
co 1976.**

I. M. S. S. MANUAL DE CONSERVACION. México 1968.

**I. M. S. S. , Sociedad Mexicana de Conservación. MEMORIA DEL -
PRIMER SIMPOSIUM INTERNACIONAL DE CONSERVACION. México 1975.**

**P. R. I. MEMORIA DE LA REUNION NACIONAL PARA EL ESTUDIO DEL DE-
SARROLLO DE LA ELECTRIFICACION. México 1970.**

**Rosas Govea, Gilberto Ing. NOTAS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO -
DE CENTRALES HIDROELECTRICAS. C. F. E. México 1978.**