

1758

UNICO

FACULTAD DE INGENIERIA

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

SEMINARIO DE INGENIERIA ELECTRICA

CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA EN EL SISTEMA
CENTRAL Y POSIBLES FORMAS DE SATISFACERLA.

T R A B A J O

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

PRESENTA EL PASANTE

SR. RAUL ARMANDO HAAZ MORA.

MEXICO , D.F.

1971



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.

A MIS PADRES

METHOD ADELPHINE
M. A. A. A.

A MIS HERMANOS

INDEX OF CASES

INTRODUCCION	I
CAPITULO	QUINTO
PLANTAS DE ACUMULACION HIDRAULICA	1
PRINCIPALES VENTAJAS DE LAS PLANTAS DE ACUMULACION HI DRAULICA	5
COSTO DE LAS PLANTAS DE ACUMULACION HIDRAULICA	9
FUTURO DE LAS PLANTAS DE ACUMULACION HIDRAULICA	12
COMENTARIOS Y OBSERVACIONES	14
PLANTAS GEOTERMICAS	16
ORIGEN DE LA ENERGIA GEOTERMICA	17
HIPOTESIS SOBRE EL ORIGEN DEL VAPOR	17
GENERALIDADES	18
PLANTAS DE ENERGIA GEOTERMICA	20
SISTEMAS PARA EL APROVECHAMIENTO DEL VAPOR	21
COSTOS DE POTENCIA Y ENERGIA	23
PRODUCTOS QUIMICOS DEL VAPOR	25
COMENTARIOS Y OBSERVACIONES	26
CAPITULO	SEXTO
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	29

RECOMENDACIONES PARA CUBRIR LA POTENCIA NECESARIA EN -	
EL LAPSO 1968 - 1971 (SOLUCION A CORTO PLAZO).....	34
RECOMENDACIONES PARA CUBRIR LA POTENCIA NECESARIA EN -	
LOS PERIODOS COMPRENDIDOS ENTRE LOS AÑOS:	
1971 - 1975	34
1976 - 1980	37
1981 - 1985	38
APENDICE (TABLAS Y FIGURAS).	
BIBLIOGRAFIA	

INTRODUCCION

Nuestro País antes de 1880, había atravesado por una sangrienta serie de luchas internas e intervenciones extranjeras, que juntas provocaron un caos político y económico en la Nación, dejándole imposibilitada para que con medios propios pudiese efectuar una estructuración económica -- que sirviera de base para un desarrollo futuro en todos los aspectos.

¿Qué hicieron los primeros gobiernos estables del País? Aún cuando México contaba con grandes recursos naturales inexplorados, no podían ser aprovechables por la falta de capital nacional y debido a esta situación dichos gobiernos decidieron dar facilidades al capital extranjero para la explotación de dichos recursos mientras el País entraba en una etapa de estabilidad política y económica. Una parte de este capital extranjero invertido en México fué destinado a la creación de la Industria Eléctrica, la cual en aquella época aprovechaba básicamente los recursos hidráulicos para efectos de generación.

Las primeras instalaciones dedicadas al servicio industrial privado, iniciaron su operación en el año de 1879 los servicios públicos de inversión privada se iniciaron en 1899. Las grandes compañías: Mexicana de Luz y Fuerza (Mexican Light and Power) e Electric Bond & Share, operaron, la primera en la zona central y la segunda, en todo el resto del País, principalmente en las zonas de Puebla y el Bajío.

Entre las obras construidas por la Mexicana de Luz y Fuerza es digno de mencionarse la planta de Necaxa, que fué una de las más importantes del mundo en la época de su construcción, además la presa de esta planta figuró entre las presas de tierra más altas del mundo.

La Mexicana de Luz y Fuerza fué una empresa con capital inglés en tanto que la Electric Bond & Share estaba respaldada por capital norteamericano; esto, en cierto modo, --

explica la existencia de sistemas con diferente frecuencia - ya que desde aquella época los europeos construían gran parte de sus aparatos eléctricos para trabajar a una frecuencia de 50 Hz., en tanto que los norteamericanos los fabricaban y aun lo siguen haciendo para operar a 60 Hz.

El llamado Sistema Central, principal objeto de este estudio debido a que el área que ocupa es una de las de mayor densidad de población, creció más rápidamente que los otros sistemas establecidos en esa época y en épocas posteriores.

Desafortunadamente a partir del año de 1910 el País volvió a entrar en una serie de luchas internas que provocaron nuevamente el desquiciamiento de los órdenes políticos y económicos, causando al mismo tiempo un estancamiento en el desarrollo de la industria eléctrica, quizás por el temor de los capitalistas extranjeros de no recuperar su inversión.

Una vez terminado dicho período, el crecimiento de la Industria Eléctrica continuó bajo las mismas bases anteriores pero en cierto modo supervisadas por la nueva política de los gobiernos revolucionarios, encaminada aún cuando no lo aparentara en un principio, a un punto, donde pudiese llevarse a cabo la nacionalización de la misma.

Como primer paso para llevar a efecto lo anterior en el año de 1933 se emitió un Decreto que constituyó la Comisión Federal de Electricidad; sin embargo dicha dependencia empezó a trabajar formalmente hasta el año de 1937, en que inició su operación con una planta de 64 KW.

La política establecida en el Decreto antes mencionado permitieron a la Comisión Federal de Electricidad actuar en todo el País, sin embargo la demanda del Sistema Central atendido por una compañía extranjera, aumentaba. La Comisión Federal de Electricidad trató de colaborar a la so-

lución del problema, sin embargo la compañía que tenía a su cargo suministrar energía eléctrica a este sistema pedía que se le permitiera aumentar las tarifas con el fin de realizar nuevas inversiones en equipo de generación, transmisión y distribución, pero, en vista de que el gobierno de cualquier manera tenía que avalar los empréstitos para la realización de las grandes obras eléctricas, optó por construir las él mismo a través de la Comisión Federal de Electricidad, vendiéndole ésta, energía a la compañía que abastecía al Sistema Central y por lo tanto, restringiéndole sus operaciones.

El proceso continuó a través de los años desembocó en la nacionalización de la Industria Eléctrica en el año de 1960.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las cargas más importantes en los sistemas nacionales de generación han llegado a ser con el tiempo, el bombeo de aguas negras y potable, el de riego en el campo, el industrial y primordialmente el alumbrado público y doméstico.

De los sistemas nacionales, el Sistema Central que abastece al Distrito Federal y zonas circunvecinas como lo muestra el Mapa f. l., es el de mayor capacidad y por lo tanto, debido en parte a la gran diversidad de intereses públicos y privados que de él dependen y aunado esto a la gran rapidez de su crecimiento, reclama una atención especial.

El objetivo del presente estudio es hacer el análisis del crecimiento de la demanda en el Sistema Central y plantear los posibles problemas que se presentaran así como las distintas alternativas para resolver dichos problemas.

Se tomarán en cuenta los requisitos de calidad que se consideraran necesarios y adecuados para dar un buen servi-

-cio, impulsando hasta donde sea posible el desarrollo económico y social de la comunidad nacional.

Los problemas técnicos, sociales y económicos nos --
llevan al planteamiento de alternativas para obtener una solu-
ción adecuada, por lo tanto, se definirá un conjunto de solu-
ciones factibles tratando de precisar las características esen-
ciales de cada una de ellas.

Una vez planteadas dichas alternativas, se incurre en
seguir un método que permita de acuerdo con los objetivos busca-
dos, la comparación de los resultados del análisis de las al-
ternativas. Desde luego el resultado de esta comparación sugie-
re cuál o cuáles de las soluciones pueden ser consideradas co-
mo óptimas para la solución del problema.

El presente trabajo fué desarrollado en el Seminario
de Ingeniería Eléctrica por una brigada constituida por tres --
personas. Se desarrolló el estudio en seis capítulos correspon-
diéndole al que suscribe la elaboración del V y VI capítulos ,
razón por la cual el presente trabajo se inicia con el capítu-
lo V.

En el capítulo V se analizan las posibles soluciones
a largo plazo para satisfacer la demanda futura de energía e -
léctrica.

POSIBLES SOLUCIONES A LARGO PLAZO.

La solución a largo plazo consiste en construir plan-
tas eléctricas para un futuro no muy próximo. Con este tipo de
plantas desde luego no se trata de cubrir la demanda inmediata
de energía eléctrica pues el proyecto y construcción de las --
mismas está enfocado como ya se apuntó anteriormente para el fu-
turo.

Además, siguiendo este procedimiento se puede reacu-

rrir a cinco soluciones.

Las soluciones que se proponen son utilizando:

- a).-Plantas hidráulicas de régimen ilimitado con vaso de almacenamiento.
- b).-Plantas térmicas convencionales.
- c).-Plantas nucleares.
- d).-Plantas de acumulación hidráulica.
- e).-Plantas geotérmicas.

En este trabajo se analizan las alternativas d) y e).

Al hacer el estudio de la curva de carga se calcula - la magnitud de la demanda futura hasta 1985 y en la siguiente - tabla aparecen los valores obtenidos.

	1975 (MW)	1980 (MW)	1985 (MW)
Demanda máxima	2,554.26	3,455.31	4,513.36
Reserva emergencias	381.14	512.30	657.00
Reserva mantenimiento	300.00	300.00	300.00 (+)
Potencia necesaria	3,235.40	4,273.61	5,470.36

+)ate.- NOTA ACLARATORIA. El valor de 300 MW como reserva para mantenimiento preventivo, se ha considerado de esa magnitud en vista de la posibilidad futura de instalaciones nucleares, cuya economía respecto a los demás tipos de plantas empieza a ser apreciable a partir de dicho valor.

Este estudio nos proporciona los datos aproximados para hacer nuestros cálculos de las plantas que se deben proyectar para satisfacer esa demanda.

Debemos tomar en cuenta la carga instalada con que se cuenta, así como la potencia instalada.

Al proyectar una planta se deben de tomar en cuenta - multitud de factores los cuales deben analizarse desde el punto de vista económico y técnico.

Desde el punto de vista económico, se tiene que esti-

-mar el costo de la planta o del sistema que se piensa construir, comparar costos y eficiencias con otros tipos de plantas que sean factibles de construirse, la cantidad de energía que se va a suministrar debe regularse económica para que el consumidor esté dispuesto a comprarla. Es necesario hacer un estudio de la carga a la que se le va a suministrar energía para determinar la capacidad de la planta, (desde luego que habría de sumar un porcentaje para futuras aplicaciones de la carga).

También hay que calcular el período de construcción de la planta, cuando se debe de iniciar su construcción y cuando se estima que debe entrar en operación.

Una vez que se ha elegido determinado tipo de planta, es necesario hacer el análisis de costos de maquinaria y accesorios tales como los generadores, turbinas, excitadores etc.

Otro punto que hay que tener muy en cuenta al escoger determinado tipo de planta, es el problema de la carga variable ya que quedan involucrados aspectos económicos o financieros de la producción de energía.

En el caso de que sea necesario construir otra planta para suministrar energía a cierta carga, se puede recurrir a soluciones tales como las que se enumeran en el presente trabajo.

Tratándose de plantas hidráulicas es necesario hacer un estudio para investigar que posibilidades hay de aprovechar completamente la corriente de agua y construir otra planta aprovechando las instalaciones con que se cuenta, o bien, aumentar la capacidad generadora de la planta, cambiando el equipo.

V.- 4).- PLANTAS DE ACUMULACION HIDRAULICA.

Cuando las principales plantas de un sistema carecen de vasos de almacenamiento por un lado, y la curva de de manda diario o semanal muestra depresiones largas y picos elevados por otro, la generación no puede ser completa y económica a la vez, pero si el excedente de energía en las horas de baja carga fuera almacenado de algún modo para ser restituido al sistema en las horas de alta carga, se tendría un aprovechamiento completo y económico.

Entre los métodos de acumulación, el hidráulico se destaca por sus muchos aspectos como son:

- a).- Una amplia capacidad.
- b).- Costo relativamente reducido.
- c).- Eficiencia satisfactoria.

V.4.A).- A grandes rasgos una planta de acumulación hidráulica consiste de las siguientes partes:

Principalmente dos vasos a nivel distinto, o de un vaso a cierta altura sobre un río y comunicado con éste y con el vaso alto por medio de tubos de diámetro suficiente para pasar cantidades de agua del vaso inferior o río, al vaso superior o de dancito en períodos de carga baja y del vaso superior al vaso inferior en los períodos de carga alta.

Para tal objeto la estación está equipada con bombas centrífugas y turbinas acopladas a máquinas síncronas, las cuales pueden operar como motores en un caso, cuando se eleve el agua del vaso inferior o río al superior, y operar como generadores en otro cuando la operación es al contrario haciéndose el cambio de bomba a turbina en cada grupo por medio de válvulas de control. En estas plantas, para reducir el costo de la misma, se usan grupos formados por una bomba y una turbina con una sola máquina síncrona ambas.

Los grupos giran constantemente, no llevan regulador de velocidad del tipo convencional y la operación se gobierna con las válvulas de control para poner en servicio la bomba o la turbina y con la compuerta propia de esta para aumentar o disminuir la generación.

La eficiencia, total o sea la relación de energía devuelta entre la energía recibida, fluctúa entre 50 y 60 %, perdiéndose entre un 20 o 25 % en el caso de bombas y otro 20 o 25 % en el de generación. La capacidad de los vasos depende también naturalmente de su diferencia de nivel, ya que como veremos, si esta diferencia de nivel fuera por ejemplo de 100 mts. sería necesario una capacidad de cinco metros cúbicos por cada KWH devuelto y en proporción inversa a esta desnivel, cuando difiere de 100 mts.

V.4.B).-Como podemos darnos cuenta por las curvas de demanda diaria del sistema central, la posibilidad de acumular energía en las horas de baja carga es factible. La diferencia entre las cargas mínima y máxima es muy marcada además de tener períodos perfectamente determinados de duración de cierto tipo de carga. Las curvas de demanda horarias tienden a conservar la misma relación entre sus ordenadas máxima media y mínima; también es general en este tipo de curvas, el período de descenso durante la noche en el cual se verifica la mínima demanda; en el caso del Sistema Central es también general un período de máxima demanda entre las 17 y 21 horas por ser éste tipo de curva con predominio de carga doméstica como anteriormente quedó constatado. Estas características ayudados a su vez por la curva anual de máxima demanda calculada, nos permite suponer bastante aproximadamente como serán en forma y magnitud las futuras curvas de demanda horarias, notándose como cada vez más la diferencia entre las cargas mínima y máxima es mayor.

Por estudios hechos por la "Cie. de Luz y Fuerza - del Centro", se encontró que la diferencia entre la potencia firme y la mínima, la cual se requiere durante cerca de 8 horas es del orden del 25% de la potencia máxima, por consiguiente la energía correspondiente que es de bajo precio sí puede ser almacenada para poder ser utilizada en las horas de carga alta en que la energía sube de precio, representando otras ventajas además, como son: en primer lugar que las plantas que integran el sistema aumentarán su factor de carga, principalmente las plantas que comprenden la carga base lo cual debe ser imprescindible cuando esa potencia deba ser satisfecha con grandes plantas termoeléctricas y sobre todo nucleares.

En segundo lugar será menor la capacidad de esas plantas ya que no estará a su cargo directo más que aproximadamente el 75% de la potencia máxima. Además si la energía almacenada se puede utilizar en cualquier momento y con toda rapidez, se podrá hacer frente a situaciones de energía de mucha importancia y no solo a los problemas de carga máxima.

En un futuro próximo las plantas para puntos como las de acumulación hidráulica, las de turbinas de gas, etc., tendrán que hacerse cargo de la región alta de las curvas de demanda diaria, siempre y cuando tengan la suficiente capacidad y rapidez para satisfacer los picos, ya que como anteriormente dijimos, será casi prohibitivo para las grandes plantas de vapor y nucleares llevar las fluctuaciones de la demanda.

Observando las curvas de demanda diaria en porcentaje, apreciamos como la cantidad de energía no demandada durante las primeras 8 horas se asemeja a la que deben suministrar las plantas de pico que trabajarán sobre la potencia diaria. Los aumentos tan grandes de las ordenadas medias de las curvas de demanda diaria, justifican la necesidad de pensar en instalar nuevas plantas generadoras, para integrar la potencia base, con el menor número posible de unidades de la mayor capacidad factible.

Desde principios de este siglo, hasta hoy se han -- instalado en 70 años 2 GW. para abastecer la zona central del país, mediante recursos hidroeléctricos y termoeléctricos. Entre 1970 y finales del siglo, o sea en 30 años se deberá instalar 7 u 8 veces la capacidad actual, esta capacidad tendrá que ser a base de unidades de gran potencia, las cuales presenten una menor flexibilidad para variar la carga con rapidos.

Las curvas de demanda diaria de los años anteriores por ejemplo la curva que mostramos es del año 1940, comparada con las curvas actuales y las curvas probables de los años futuros, nos explican el porqué debe haber en lo sucesivo una gran preocupación en el problema de los picos y porqué cuando empezó la generación en México este problema no era tan grande.

También sugieren las curvas de demanda diaria, cómo en el futuro se irán acentuando más esos picos que representamos en la curva de demanda diaria en porcentaje con rayas verticales, de preferencia en su totalidad, con la energía de -- las zonas rayadas horizontalmente, que estarán a cargo de las futuras grandes unidades nucleares y termoeléctricas, las que en esta forma trabajaran casi continuamente a máxima capacidad, siendo esto fácil de lograr con plantas de acumulación -- hidráulica, puesto que para otro tipo de plantas de punta no se utiliza en nada la energía de las zonas rayadas horizontalmente de las futuras curvas de demanda diaria.

Analizando la curva anual de demanda máxima calculada, encontramos que a partir del año 1979 se debe de iniciar el empleo de las plantas de acumulación hidráulica o de rebombeo, en el sistema central del país que es el que nos ocupa -- en el presente trabajo, esto debe de hacerse debido al agotamiento de recursos hidroeléctricos y al gran incremento de la demanda y, por lo tanto, al de las plantas térmicas de gran ca

-pacidad, pero principalmente a la necesidad de hacer frente a grandes variaciones de la demanda de potencia durante los picos, que serán mas bruscos y numerosos a medida que sea mayor el grado de industrialización del País.

V.4.C).-Principales ventajas de las plantas de Acumulación hidráulica.

Desde principios de siglo las plantas de acumulación hidráulica se han experimentado especialmente en Europa y desde hace unos 30 años en Norteamérica; en estos países cada vez en forma más importante debido no solamente al moderado costo de la energía así generada o al de la potencia instalada, sino especialmente a la fidelidad conque estas plantas combinadas con las térmicas siguen las variaciones horarias de la demanda.

A esa ventaja se añaden otras más, como de aumentar considerablemente el factor de carga de la planta térmica en juego, la de reducir también a la planta térmica su potencia de reserva respecto al pico de la potencia demandada y también la de poder contar casi con cualquier momento con toda la potencia de la planta de acumulación hidráulica, ya que en casos de emergencia puede entrar al sistema en unos cuantos segundos: cosa imposible de lograr con solo la planta térmica no obstante que su puesta en marcha se haga automáticamente, ya que la duración total es de 4.5 horas a partir del estado frío. Podemos afirmar que una puesta en marcha de una planta térmica no automática es todavía más tardada, en tanto una planta hidroeléctrica requiere solamente de unos cuantos minutos aún siendo solamente manual. Aún cuando solo se trate de variaciones parciales de potencia es fácil admitir que con la hidroeléctrica podran obtenerse más rápidamente que con las plantas de vapor.

Es increíble la rapidez con la que una planta de a-

acumulación hidráulica puede pasar desde el reposo hasta el máximo de generación, y de ese estado al máximo de bombeo, para después volver al máximo de generación. Como se muestra en el diagrama de tiempo para generar y bombear donde se reproducen en forma clara los pases que corresponden a la planta de acumulación hidráulica de Reichach-Rebenlitz en Alemania.

Dicha planta consta de dos unidades de eje horizontal, compuesta cada una de una turbina Francis de 47,000 C.V. para $22.5 \text{ m}^3/\text{seg}$, a 333 rpm., con una caída neta de 166 a 186 metros, una bomba de dos pasos y de doble admisión para elevar $14.5 \text{ m}^3/\text{seg}$, contra una altura de 170 a 190 metros, requiriendo una potencia de 37,500 C.V., una turbina Pelton de un chiflón para el arranque de la bomba, un motor generador de 35,000 K.V., más las válvulas, el regulador y demás equipo auxiliar. La instalación de esta planta se hizo en el año de 1956.

En el diagrama de tiempos para generar y bombear se muestra claramente los tiempos requeridos por esas unidades de acumulación hidráulica y son:

Desde el reposo hasta alcanzar 35,000 KW de generación de 130 a 155 segundos.

Retirando carga a la turbina hasta anularla y tomando plena carga en la bomba de 70 a 80 segundos.

Pasando del bombeo a plena carga en la turbina 60 segundos.

Pueden apreciarse gráficamente los tiempos en segundos que toman las operaciones parciales en cada una de esas 3 etapas de funcionamiento.

Hay plantas de acumulación hidráulica en las que la misma turbina funciona como bomba, simplificándose con ello toda la instalación y obteniéndose ahorros considerables en varios conceptos. Sin embargo aunque las alturas de caída o

-de bombeo, la potencia del equipo y las velocidades específicas permiten usar ese tipo de bomba-turbina, es preferible separar una de otra solamente por el menor tiempo que requiere el paso de la generación al de bombeo y viceversa, como en el caso que corresponde a la gráfica mostrada.

Este ahorro de tiempo es de gran importancia en sistemas aislados que no tienen forma de obtener ayuda de otros sistemas interconectados, mientras se hace el cambio de bombeo a generación y viceversa.

Por otra parte cuando la planta de acumulación hidráulica cuenta con una caída considerable, por ejemplo unos 400 metros o más, generalmente no convendrá usar una turbina-tipo Francis, sino una tipo Pelton y por lo tanto será imprescindible la bomba independientemente de la turbina. Además el ahorro de tiempo en los pasos de una etapa a otra que es posible obtener cuando haya grandes caídas, se obtienen también máquinas más veloces para una misma potencia, caudales más reducidos y mayores volúmenes de agua en juego; por lo tanto serán menores los tanques requeridos y en general toda la obra civil del conjunto puede resultar menos costosa que tratándose de caídas menores.

La diferencia, en un día cualquiera de tiempos de bombeo y generación, también nos hacen inclinarnos hacia la independencia entre la bomba y la turbina como trataremos de demostrar con el ejemplo que aparece en el libro "Plantas Generadoras" del Ing. Carlos Lucía Marín.

Ejemplo:

Una planta con 2000 KW de potencia genera diariamente solo 20,000 KWH a causa de la curva de demanda. El río lleva suficiente agua para generar 48,000 KWH si hubiera demanda para ello.

Podemos bombear de las 0 hrs, a las 12 hrs, y de las-
20 hrs, a las 24 hrs.

Podemos generar de las 14 hrs. a las 19 hrs.

Energía recuperable: $(48,000-20,000) \times (0.8) \times (0.8) =$
 $= 17,950 \text{ KWH diariamente.}$

Capacidad del vaso de almacenamiento:

Energía eléctrica almacenada:

$(48,000-20,000) \times (0.8) = 22,550 \text{ KWH.}$

$\text{KWH} = (H_a - H_b) M (9.81) / 3,600$

Altura del río al vaso 80 mts.

$M = (3,600) \times (22,500) \times (80) \times (9.81) = 103,000 \text{ m}^3$

Esta planta puede bombear durante 16 horas y generar-
durante cinco horas.

Generador $= 17,950 / (5) \times (2) = 1,800 \text{ KW}$ cada unidad.

Turbina $= 1,800 / 0.98 = 1,840$. 0.98 es la eficien-
cia del generador.

Bomba $= 28,000 / (16) \times (2) = 875 \text{ KW.}$

Analizando el problema anterior concluimos que por la
gran diferencia de potencias entre la turbina y la bomba es con-
veniente no emplear la misma máquina para el bombeo y para la -
generación, por lo que deberemos emplear distintas máquinas.

Es muy probable que en México existan muchos sitios a-
decuados para las plantas de acumulación hidráulica de grandes-
caídas como la de Lunersee en Alemania, de medianas caídas como
la de Reischach, también en Alemania, y de caídas menores; es de-
cir, que no será difícil el problema de abastecer las picas de -
demanda casi en ninguna región del país, combinando las plantas
térmicas con las de acumulación que tantas ventajas representan

V.4.D.).-Costo de las Plantas de Acumulación Hidráulica.

El costo por KW instalado en una planta de Acumulación Hidráulica es bajo, comparado con otro tipo de planta. Además su economía no puede ser juzgada solamente partiendo del costo por KW instalado, ya que ésta economía debe buscarse en las bases de sus características técnicas y sus condiciones especiales para generar energía en el momento en que la demanda es más fuerte y el KW generado es más caro. Además si se toma en cuenta que el precio del KW instalado ofrece de incertidumbre cuando se trata de solucionar un problema de primera necesidad como es el de satisfacer plenamente la demanda de energía.

La tabla nos muestra los costos de una planta de Acumulación de energía por medio hidráulico, estos costos estimativos fueron hechos en Alemania, país que tiene una amplia experiencia en este tipo de plantas.

Las plantas de Acumulación Hidráulica por otro lado, están suficientemente experimentadas en otros países, lo cual viene a ser comprobado por el hecho de que los costos de este tipo de plantas se han abatedo, como podemos observar en la tabla "Costos de Plantas de Acumulación Hidráulica".

Comentarios a costos de las plantas de Acumulación hidráulica con vaso inferior subterráneo.

En algunos casos no existe posibilidad de instalar una planta de acumulación hidráulica de tipo normal, debido a la topografía del terreno y a la característica de instalar tales plantas, cerca de los centros de carga. Entonces se recurre a la instalación de plantas de Acumulación Hidráulica con vaso inferior subterráneo, las cuales pueden construirse en varios lugares, ya que pueden localizarse con una libertad que una de tipo normal.

Los requisitos hidroológicos son muy simples y generalmente fáciles de llenar; un lago de tamaño moderado a cualquier nivel, incluso el mar, pueden constituir el vaso superior, por ejemplo: un lago con menos de 2 Knts. cuadrados y con una fluctuación de un metro sería suficiente para una planta de 400 MW- con 450 mts. de caída subterránea y para un tiempo de utilización equivalente a 4 horas a plena potencia.

Para las plantas con vaso inferior subterráneo la caída por utilizar es independiente de la topografía y solo en algunos casos está influenciada por la geología. La caída utilizada depende principalmente de los costos de construcción, de los costos de los equipos y de la calidad de la instalación. Por consiguiente la caída mas ventajosa económicamente puede seleccionarse a voluntad. Sin embargo, como podemos darnos cuenta este tipo de planta se presta más a la estandarización que cualquier otro tipo de planta hidráulica.

A continuación mostramos los costos totales de construcción para varias potencias de plantas con caída de 450 mts. que se considera la mayor hasta hoy. Ver Fig # 5 "Costos de una planta de Acumulación Hidráulica en función del tiempo de utilización". En este gráfico están comprendidos los costos por concepto de : Obra civil, Equipo y su instalación, Ingeniería y Administración, Contingencias y 7 % anual de intereses durante la construcción.

Además incluimos las gráficas "Costos en función de la potencia instalada" y "Costos en función de la caída hidráulica" que nos expresan los costos por KW instalado en función de la potencia total en KW., y la caída hidráulica en metros respectivamente.

La tendencia de las curvas en las Figs. 5 y 7 indican que un aumento en la caída de 450 mts. seguirá siendo ventajoso particularmente si se requiere mayor tiempo de utilización diario y un vaso inferior de mas capacidad.

Los costos anuales de una planta de Bombas con vaso inferior subterráneo puede esperarse que sean bajos. El tiempo de depreciación tiene que ser mayor que para las plantas térmicas y los costos de mantenimiento deben ser reducidos. Estas plantas también son susceptibles de una operación casi remota por lo que los costos de operación son bajos.

Las plantas de Acumulación Hidráulica con vaso inferior subterráneo, consideramos que no son susceptibles de utilizarse en México, ya que por la topografía montañosa del País, es más fácil elevar el agua a un vaso superior, que excavar en la roca.

V.4).- FUTURO DE LAS PLANTAS DE ACUMULACION HIDRAULICA.

La tendencia hacia la acumulación por bombeo, de la energía que tiene poca demanda en las primeras horas de cada día es evidente según las instalaciones que se han hecho con ese objeto en diversos países. Ver tabla " Plantas de Acumulación hidráulica hasta el año 1966 ".

Los datos de esta tabla recopilados hasta el año -- 1966 no son más que el indicio de un gran desarrollo de esa -- modalidad en la industria eléctrica mundial, pues también se sabe, por ejemplo, que los Estados Unidos donde sus recursos -- termoeléctricos son enormes, tienen planeado llegar en 1980 a cerca de 20,000 MW de potencia por acumulación hidráulica, es decir, aumentando casi 7 veces en 13 años la que tienen actualmente.

En otros países cuya industrialización avanza constantemente como Japón, Alemania, Suiza, etc., tienen un desarrollo parecido al de los Estados Unidos.

Por las fechas en que se iniciaron esas modalidades se puede afirmar que se trata de un avance relativamente moderno y de gran eficacia, mejor que los antiguos métodos para enfrentarse a las variaciones de la demanda y por consiguien-

-te al control efectivo de la frecuencia y de la potencia, - que son otros de los problemas que se han hecho muy importantes a medida que aumentan las zonas industriales por servir.

México no puede ser una excepción. Tiene recursos hidroeléctricos muy limitados en comparación con la demanda que crece constantemente como se muestra en la curva anual de demanda máxima; los recursos termoeléctricos a base de -- quemar carbón, petróleo y gas natural, además de no ser regenerables y de desperdiciar sin provecho muchos subproductos -- más valiosos que tienen que explotarse cada vez en mayor escala. Por ello, se impone utilizar otros métodos, otra fuente de energía como la utilización de parte de la energía de la demanda diaria.

COMENTARIOS Y OBSERVACIONES.

La pendiente del crecimiento de la demanda a partir de 1978 y el año de 1980 justifican la instalación de una planta de Bombeo de 16 MW que difícilmente podría ser reemplazada por una hidroeléctrica del tipo clásico, aunque ésta pudiera localizarse muy lejos de la Zona Central. En vista de lo anterior, puede decirse que se cuenta con escasos diez años para que la primera etapa de dicha planta de Acumulación Hidráulica deba entrar en operación.

Tenemos entendido que la Comisión Federal de Electricidad ya ha localizado un sitio al parecer ideal para la instalación de una planta en la zona de Tequixquiac, a unos 35 Kms. de la planta "Valle de México", la cual podría abastecerla durante 6 horas de la demanda mínima.

Además de la ventaja que debe representar esta planta para generar la energía en la horas de carga alta que para entonces será aproximadamente de 3,500 MW podrá servir admirablemente y con toda rapidez, en caso de que se presente una eventualidad para suplir por algunas horas la falta de una o varias unidades del sistema, lo cual representa una ventaja extraordinariamente buena para el funcionamiento del Sistema Central.

Un nuevo cálculo a nuestra curva de Demanda Máxima Anual nos permite prever que para el año de 1982 habrá que contar con la primera etapa de otra planta de Acumulación Hidráulica para poder llevar el peso de las fluctuaciones de la demanda, la cual deberá ser aproximadamente de 3,900 MW,

Añual nos permite preveer que para el año de 1982 habrá que contar con la primera etapa de otra planta de Acumulación Hidráulica para poder llevar el peso de las fluctuaciones de la demanda, la cual deberá ser aproximadamente de 3,900 MW, dicha planta debe ser en su etapa final de 1.5 GW para poder alcanzar satisfactoriamente la demanda antes mencionada. En esta forma serán necesarias sucesivamente más plantas de Acumulación Hidráulica y de mayor potencia, ya que para entonces será más difícil de substituir por las plantas hidroeléctricas convencionales.

Como podemos darnos cuenta, de realizarse lo anteriormente expuesto, los equipos hidroeléctricos, así como los térmicos, aumentaran cada vez más en potencia e importancia, a pesar de que la generación nuclear sea la importante por agotamiento de los recursos hidráulicos y térmicos convencionales.

Al paso de los años la dificultad de construir vasos de almacenamiento será mayor, ya que las turbinas cada vez se construyen de mayor potencia. Como dice el Ing. Terceiro Elisalde en artículos publicados sobre estas plantas: "No son simples alardes de la técnica moderna, sino elementos indispensables para no detener el crecimiento natural de la demanda de energía."

V.5. PLANTAS GEOTERMICAS.

En la República Mexicana se empezaron a estudiar en forma intensiva desde el año de 1937 cuencas hidráulicas con el fin de ubicar presas para la posible generación de energía eléctrica, sin embargo y no obstante de que en el País existen grandes perspectivas para la generación de energía por medio de la energía geotérmica, no fué sino hasta el año de 1955 cuando comenzaron las exploraciones, tendientes a estudiar ésta energía, la cual no es ofrecida por la naturaleza en diversas formas, como son desde las erucciones, las cuales generalmente dejan desolación cuando se presentan ya que dichas erucciones producen lavas y cenizas; sin embargo, la energía geotérmica puede ser controlada cuando se nos presenta en forma de geysers, hervideros, manantiales calientes, etc.

Desde el punto de vista de la energía geotérmica, la República Mexicana presenta de una manera elocuente las extraordinarias posibilidades geotérmicas que existen en el subsuelo del País. Una porción de corteza terrestre como la de México debe contener numerosas cámaras magmáticas que probablemente pueden ser aprovechadas como fuentes de energía.

Se estima que el territorio que ocupa la República Mexicana, sufrió sus últimos grandes esfuerzos de compresión en el período cretácico superior en los principios de la era

-terciaria inferior, desde entonces el volcanismo se ha conservado casi en todas partes de la República como el factor geológico principal, siendo el más importante el comprendido en los paralelos 18° y 20° de latitud norte y que atraviesa la República en este a oeste y el cual fué denominado Eje Neo-volcánico.

Origen de la energía geotérmica.

El origen de la energía geotérmica se encuentra en el magma. Esta energía primaria y concentrada se transmite a las aguas circulantes que se han infiltrado, convirtiéndolas en energía secundaria. Esto al emigrar hacia la superficie calienta las rocas adyacentes a través de las cuales asciende. Probablemente el vapor que aflora a la superficie es una mezcla del agua primaria o juvenil con agua secundaria o meteórica, siendo el porcentaje de ésta última mayor.

hipótesis sobre el origen del vapor.

a).- Desprendimiento del vapor de enormes depósitos de agua confinada a temperaturas muy elevadas que yacen en las profundidades de la tierra.

b).- Liberación del agua contenida en el magma, fluido en proceso de solidificación.

c).- Vapor producido por infiltraciones de aguas meteóricas al ponerse en contacto con rocas a altas temperaturas.

GENERALIDADES

Bajo el punto de vista comercial y científico, el interés en la utilización de las aguas geotérmicas no es nuevo, ya que desde 1777 se descubrió la presencia de vapor con ácido bórico en los campos de Larderello, Italia, fundándose la industria del bórax. No fué sino hasta el año de 1905 -- cuando se instaló en Larderello la primera Central Geotérmica produciendo 40 HP. con vapor natural, el desarrollo del yacimiento de vapor en esta área continúa hoy día.

El desarrollo geotérmico vino como consecuencia de un hallazgo ya que se encontró después de la segunda guerra mundial que los pozos de Larderello, a pesar de haber producido en forma intensiva bórax, según con sus características naturales, sin alteración alguna, esto es, la presión del vapor y la temperatura del mismo continuaban igual, no habiendo cambios pese a lo que se creía, por lo que se procedió a explotarlo para la generación de vapor en forma más importante.

Otras áreas importantes semejantes a las de Larderello se desarrollaron y siguen desarrollándose en Nueva Zelanda, Islandia, Rusia, Estados Unidos, México, etc.

Antes de establecer los planes para la explotación

de la energía geotérmica son necesarias una serie de medidas preliminares. La primera de ellas evidentemente debe incluir diferentes tipos de prospecciones. Como la fuente de calor puede ser parcialmente magnética es importante conocer, por ejemplo, si existen formaciones sucesivas permeables e impermeables, capaces de formar sifones geológicamente favorables que constituyan depósitos de calor. Además de un detallado reconocimiento geológico, será necesario efectuar exploraciones gravimétricas, eléctricas y sísmicas, antes de proceder a cualquier perforación.

Los trenes convencionales de perforación rotatoria y su equipo auxiliar han resultado adecuados para el trabajo geotermal, pero surgen ciertos problemas especiales debidos a la naturaleza del material terrestre y su temperatura. La capacidad de los trenes de sondeo requeridos varía, entre otras cosas con las necesidades finales de energía. En la tabla siguiente se dan algunos ejemplos para pozos grandes.

	Localidad	Diámetro de Perforación	Profundidad
Islandia	Zona de vapor	22.2 cm.	150 M
Islandia	Zona de agua caliente	22.2 "	2200 "
E.E.UU	Los Geysers	31.1 "	305 "
N.Zelandia	Wairakei	19.4 "	915 "
Italia	Agnano I	21.6 "	1841 "

No es posible determinar el número de perforaciones que será necesario efectuar en cualquier lugar particular para obtener la potencia requerida, puesto que la salidad de pozos aparentemente idénticos puede variar considerablemente y está, en todo caso, gobernada por la presión de operación fijada para la operación de la planta. También es importante la cuestión de si la continuidad de producción de energía máxima es vital, puesto que si no es así, hay que tener tan en cuenta la reducción de potencia durante los periodos de conservación y sustitución.

Plantas de energía geotérmicas.

Debido a las presiones y temperaturas relativamente bajas que se encuentran a la salida de los pozos (Árbol de Navidad), el diseño de una planta destinada a utilizar las fuentes de calor geotérmicas difiere en muchos aspectos de las estaciones de energía convencionales, influyendo mucho el hecho de que el vapor viene muy mezclado con compuestos químicos que afectan el diseño, ya que el aprovechamiento de dichos compuestos es tan importante como la generación misma.

Si se aprovecha directamente el vapor para mover una turbina, se debe tener en cuenta el riesgo calculado que supone el deterioro de los álabes de la misma por las sales de boro principalmente.

Sistemas para el aprovechamiento del vapor.

1.- Sistema directo.

Este sistema consiste en aprovechar el vapor que sale directamente de los pozos, este tipo de planta se instala principalmente en pozos pobres ya que la falta de presión y baja temperatura del gas con que salen no amerita una fuerte inversión, generalmente se instala este tipo de plantas solo para el servicio de energía de la propia planta química que generalmente es mas importante; se han instalado varias de estas plantas en Serrassano, Italia, pero posee la desventaja de que las turbinas sufren gran desgaste debido a los gases, pero en cambio tienen la ventaja de que la inversión es muy baja. Ver figura # 8.

2.- Sistema indirecto.

Cuando el pozo es de mayor importancia y se obtienen mayores presiones podemos usar el sistema indirecto el cual representa una mayor inversión, sin embargo, se obtienen mejores eficiencias hasta de 14 Kgs. de vapor por KWH, también ocasionan una menor erosión, ya que el vapor que manejan las turbinas es vapor limpio de sales, lográndose esto mediante un cambiador de calor, como se muestra en la Fig. #9

-La mayor inversión se justifica debido a que además del cambiador de calor la planta necesita un condensador y una torre de enfriamiento.

3.- Sistema mixto.

Este sistema incluye los anteriores o sea que consta de un caso de aprovechamiento directo y otro caso de aprovechamiento indirecto obteniéndose una eficiencia todavía mayor o sea 9.5 kilogramos de vapor/KWH, pero su inversión inicial es mayor que cualquiera de las otras dos.

El sistema mixto ha sido empleado en la central # 2 de Larderello, Italia, y hoy día es la más grande y moderna, contando con una potencia instalada de 12,200 Kw. El sistema de aprovechamiento del vapor reduce los inconvenientes de los otros dos procedimientos anteriores de la siguiente manera: se recibe en un colector el vapor que emana de varios pozos de donde se distribuye por tuberías independientes a las turbinas que están equipadas con condensadores. Los gases incondensables en suspensión en el vapor natural son mucho más abundantes que en las termoeléctricas habituales, siendo menos necesario contar con un equipo de mayor capacidad para eliminarlos. Para ese efecto, se cuenta con un turbo-aspirador suficientemente potente para evacuarlo a la atmósfera o transportarlo a las plantas químicas de recuperación.

Este procedimiento permite aprovechar el vapor de 4.75 atmósferas con 185° descargando a 0.1 atmósferas. En cambio por ejemplo, el indirecto solo puede obtener 2 atmósferas a 120° C.

El sistema mixto de Larderello presenta la ventaja de reducir el consumo del vapor sobre los procedimientos anteriores, pues el directo no cuenta con condensador y el indirecto sufre mayores pérdidas. Se puede estimar en cerca de 10 kilogramos de vapor por KW para el sistema mixto en lugar de 16 y 14 para los otros sistemas respectivamente. Ver figura # 10.

Costos de potencia y Energía.

Es difícil efectuar comparaciones de costos de una planta geotérmica en relación con una planta de vapor convencional, especialmente por que no se puede estimar con facilidad el período de amortización de la planta geotérmica, sin embargo, por ejemplo en Larderello se han efectuado comparaciones útiles, éstas demuestran que el costo de instalación oscila entre 47 a 53 libras/KW de una planta geotérmica de dos turbinas de condensación de 15,000 KW que utilizan vapor directo, esta planta es del mismo orden que de una instalación convencional (\$ 1,430.00 a \$ 1,535.60 M.N.) de 30,000 KW o sea 2 unidades de 15,000 KW cada una, los gastos de explotación de este última son de \$ 12.21 a \$ 13.96 M.N. por -

KWH, aproximadamente la mitad de la primera \$ 24.42 a \$ 27.9 por KWH, pero por otro lado los costos de combustible son de \$ 0.62 a \$ 0.66 por KWH en la planta convencional frente a los costos de vapor geotérmico que son solamente de \$ 0.010- a \$ 0.011 por KWH.

El costo estimado por KWH instalado en el total de la planta de Wairakei es de \$ 2,370.52 M.R. por KW de los que \$ 1,669.71 corresponden a la central eléctrica y \$ 809.68 al sistema de vapor y obtención de agua caliente.

Tomaremos como ejemplo la planta de Wairakei donde se terminó la segunda fase del proyecto total el primero de enero de 1964.

Los trece grupos turbogeneradores instalados (diez en la central "A" y tres en la central "B") con una potencia total de 192,000 KW.

Es interesante la estación "B" ya que cuenta con tres máquinas de 30,000 KW instalados y representa un desarrollo importante en la ingeniería de turbinas. Las máquinas son del tipo de presión combinada y son las mayores del mundo que funcionan con vapor geotérmico.

Para obtener 30,000 KW del vapor geotérmico de baja energía es necesario adoptar una velocidad de 1,500 rpm., proveer un área adecuada en el último paso y mantener la ad-

-xima velocidad periférica de los álabes a 275 m/seg. para evitar la erosión excesiva. Se tomaron precauciones especiales en la selección de los materiales para el equipo debido a la naturaleza corrosiva del vapor que contiene sulfuro de hidrógeno y para evitar el escape del mismo al interior de la máquina en condiciones de reserva.

Productos químicos del vapor.

Además de la utilización en sí del vapor para la generación de energía eléctrica, se derivan de él, aprovechamientos que pueden llamarse secundarios, pero que en realidad por su importancia económica son vitales.

El agua meteórica que como se dijo se infiltra a las profundidades se mezcla con gases provenientes del magma los que están por lo general altamente mineralizados.

Estos vapores son arrastrados por el agua a las capas superficiales en las que la presión se va acumulando y enriqueciendo a través de cientos o miles de años, hasta llegar a formar depósitos minerales de verdadera importancia.

La zona de Cerro Prieto rica en potasio es un ejemplo clásico de lo antes mencionado.

COMENTARIOS Y OBSERVACIONES

Como se mencionó líneas atrás en la República Mexicana existen grandes posibilidades geotérmicas industriales con segura ventaja para la economía del País en fase de desarrollo.

Desde 1955 se comenzó a explorar la región de Páthé, Hidalgo, la cual está situada aproximadamente en el cruce del paralelo $20^{\circ} 40' N.$ con el meridiano $99^{\circ} 40' W$ en una depresión a orillas del Río San Juan del Río que divide a los estados de Querétaro e Hidalgo, teniendo una elevación de 1550 m.s.n.m.

El área de perforación está situada en una planicie formada por la erosión provocada por los gases corrosivos como el ácido sulfhídrico a través de fracturas.

En Páthé Hgo, se instaló una pequeña planta experimental, no sabemos a ciencia cierta porque no se instaló una planta de mas capacidad, seguramente que la presión y temperatura de vapor geotérmico no lo ameritaban.

Sin embargo en la región de Cerro Prieto, Baja California a 30 Kms al sur de Mexicali, si se está instalando desde 1964, una planta geotérmica con más posibilidades de generación y con plantas químicas que producirán potasio lo cual servirá para desarrollar industrialmente dicha región.

-Cabe mencionar que en Cerro Prieto en los pozos 3 y 5 que se perforaron a una profundidad de 2,630 mts. produjeron una mezcla agua-vapor con presiones en el primero de 24 atmósferas y en el segundo de 25 atmósferas, las cuales pueden considerarse como los pozos mas potentes del mundo, por lo que probablemente se instale una planta de una capacidad respetable.

En México existe la posibilidad de asociar la planta geotérmica a una planta convencional, ésta es una posibilidad que se está tomando seriamente en cuenta. Lo anterior lo podemos lograr, llevando el vapor geotérmico a una caldera convencional como se muestra en la Figura # 10, en esta forma en el diagrama temperatura-entropía se ven perfectamente los ciclos proporcionados por cada planta.

Este método nos permitiría aprovechar pozos tanto pobres como ricos, como los primeros se cree que existen varios en el País ya que se tienen localizados más de 100 focos termales entre geyseres, hervideros y manantiales, los cuales con este método podrían ser susceptibles de aprovechamiento.

Como podemos darnos cuenta, la generación en México por medio de plantas geotérmicas está en franca experimentación con excepción quizás de Cerro Prieto, por lo cual para el Sistema Central que es el que nos interesa no podemos contar con una capacidad efectiva para futuras demandas, sin

-embargo, no hay que perderla de vista ya que dentro de pocos años, debido a las numerosas áreas geotérmicas, pueden representar una buena ayuda para resolver el problema de la energía eléctrica en México.

Además, como ya se dijo anteriormente, las instalaciones geotérmicas gozan de muy bajo costo, por no requerir obras hidroeléctricas ni tampoco calderas, depósitos de combustible y depósitos de agua, etc., y como se puede decir que es un recurso que la naturaleza nos dió en forma casi renovable (según teorías), tal vez éste tipo de plantas solo esté limitado por la obsolescencia del equipo.

VI.-CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Cuando una empresa de cualquier tipo se establece lleva como fin primordial el de percibir una utilidad económica. Una empresa que se dedica a la generación y venta de energía eléctrica no podía ser la excepción, aún cuando en ésta, entran múltiples aspectos de tipo social, político, etc. que pueden hacer pensar que en este tipo de empresa, el móvil de una utilidad financiera pase a segundo término.

Sin embargo, las empresas productoras de energía eléctrica, tienen que percibir un rendimiento económico que permita ser suficiente para cubrir:

1).- Expansiones.

Como hemos demostrado, el aumento natural de la demanda de energía eléctrica, exige que la empresa que la produce sea capaz de contar con utilidades atractivas, para satisfacer plenamente con nuevas inversiones el aumento de generación para suministrar dicho aumento de la demanda.

2).- Para poder cumplir obligaciones de Capital.

Generalmente el dinero que se maneja no es en su totalidad de la empresa sino que esta contiene préstamos, los cuales deben ser liquidados irremediabilmente, para esto se necesita tener utilidades.

3).- Rendimiento para accionistas.

Es lógico que una persona que invierte su dinero - lo hace con la idea de percibir una utilidad y los accionistas de una empresa productora de energía eléctrica al invertir, lo hacen con la idea de tener una utilidad atractiva, ya que de otro modo preferirían no arriesgar su dinero y meterlo a un banco donde, sin exponerlo, percibiera un interés por-
nequeño que éste fuera.

4).- Atraer Capitales para expansiones.

Si una empresa tiene atractivos y seguros rendi-
mientos, es fácil que atraiga nuevos inversionistas que es-
tén decididos a arriesgar su dinero.

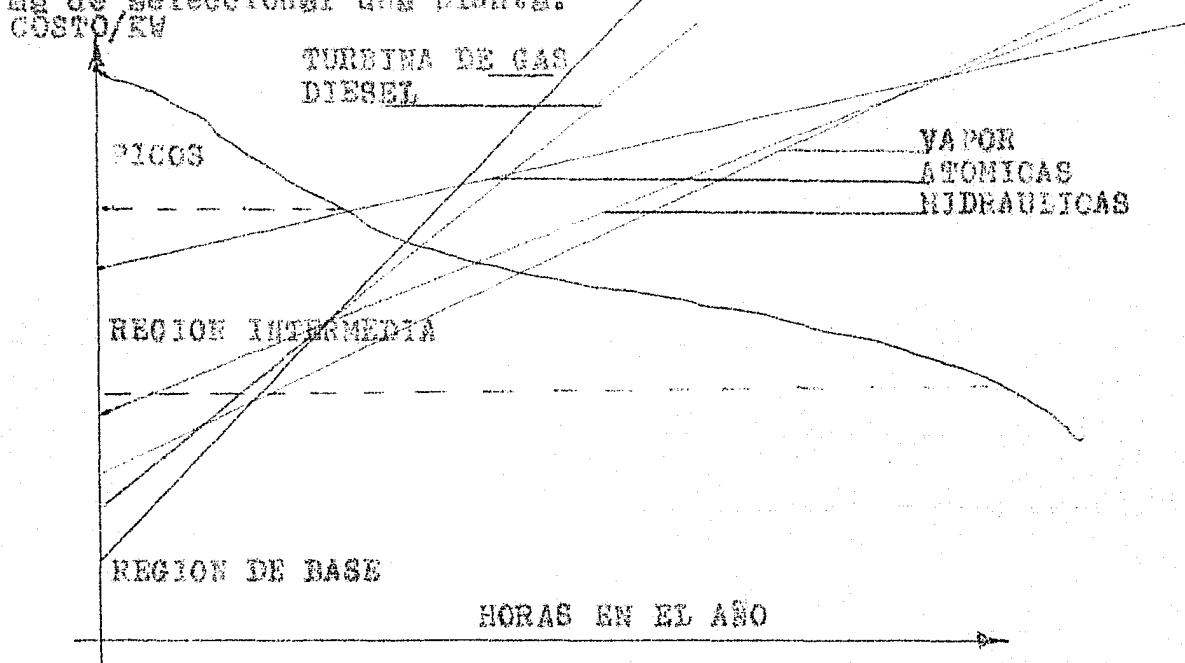
Ahora bien, en nuestro País al igual que en muchos otros, el Estado se ha hecho cargo de los problemas que im-
plica la planeación, construcción y generación de energía e-
léctrica, puesto que como se expuso en un principio, los -
grandes capitales que requieren este tipo de industria de -
cualquier manera, al ser solicitados por la banca privada al
extranjero a fin de realigar expansiones necesarias, debían-
ser evaluados por el Gobierno, situación que aunada a otros -
problemas orilló al mismo a llevar a cabo su nacionalización

Lo anterior, desde luego no significa que los pun-
tos mencionados no se cumplan, ya que de cualquier modo debe

existir una utilidad que permita llevar a cabo expansiones y cubrir las obligaciones de Capital adquirido; por lo tanto es de considerarse que en el manejo de una planta eléctrica como en cualquier tipo de empresa, existirán dos tipos de costos básicamente que deben tomarse en cuenta para una planeación y funcionamiento adecuado de cada planta.

La fig.11 muestra lo dicho y en la misma, los gastos fijos están determinados por: Interés de Capital, Depreciación, Seguros, etc., los cuales son independientes de la operación. Los gastos de operación y gastos variables dependen de la potencia instalada y de la energía generada mencionando entre ellos: Salarios, Supervisión, Combustibles, Mantenimiento, etc.

En la Fig. #12 aparece una combinación de costos - (para algunos tipos de plantas), con una curva de duración de carga, lo cual ayuda a visualizar cualitativamente la forma de seleccionar una planta.



Basados en las figuras 13 y 15 debe considerarse lo siguiente:

a).- Las plantas hidroeléctricas con vaso de almacenamiento deben operar en la base de las curvas de duración de carga y las termoeléctricas son económicas en la región intermedia de la misma, por lo tanto, como primera sugerencia señalaremos:

La planta de Infiernillo, que es actualmente la mayor del Sistema Central y de tipo hidroeléctrico con vaso de

almacenamiento de régimen ilimitado, tenemos entendido será puesta a funcionar próximamente como planta para llevar las puntas del Sistema, ignorando desde luego las causas por las cuales la Comisión Federal de Electricidad haya tomado tal decisión, pero afirmando categóricamente que en caso de suceder lo mencionado, se caería en un tremendo error puesto que su inversión, al igual que otras de su tipo es mucho más elevada que las inversiones necesarias para otros tipos de plantas y para lograr una amortización adecuada su factor de utilización o servicio debe ser lo más cercano al 100%.

b).- Así mismo, por experiencias propias conocemos que la Planta Valle de México también se empleará para tomar las puntas del Sistema, situación no tan drástica como la anterior pero sin embargo, dicha operación resulta inadecuada, dato que en la Fig. 15 puede observarse que esta planta por ser termoeléctrica convencional, debe operar en la región intermedia de generación de energía anotada en la Fig. 13 .

c).- Acerca del resto de las plantas que componen el Sistema Central , no tenemos información que nos permita normar nuestro criterio para sugerir una utilización adecuada de las mismas, sin embargo, sería conveniente realizar un estudio exhaustivo y de ser posible llevar a cabo algunas modificaciones para obtener una generación más económica y efi

-ciente de la energía.

Recomendaciones para cubrir la potencia necesaria en el lapso " 1968 - 1971 " (soluciones a corto plazo).

En los comentarios del Capítulo IV se ha considerado que la instalación de plantas con turbinas de gas tipo Jet debido a sus características, pronta instalación y a causa de la crítica situación actual del Sistema, resultarían idóneas para solucionar al menos en parte el problema tratado, - dado que para el último año de este lapso, existirán una demanda máxima estimada de 1,946.21 MW y una potencia instalada o efectiva de 1,837.21 MW solamente, cuya diferencia podría ser cubierta con una planta de 200 MW, con turbina de gas, aún cuando prácticamente no se contaría con reserva de ninguna especie.

Recomendaciones para cubrir la potencia necesaria en los periodos comprendidos entre los años " 1971 - 1975 ; 1976 - 1980 y 1981 - 1985 " (solución a largo plazo).

PERIODO " 1971 - 1975 "

Considerando que durante este lapso de tiempo deban instalarse $3,235.4 - 2,037.3 = 1,198.1$ MW ya que creemos que de uno y otro modo deberán agregarse al sistema 200 MW - para poder cubrir aún cuando sea requiticamente las necesidades actuales del mismo.

Además, a pesar de lo dicho acerca del Infiernillo y Valle de México y aceptando sin conceder que actualmente -- el Sistema Central opere de un modo económico y adecuado -- sus plantas, consideremos que hasta 1971 habrá:

	%	MW
Plantas de base	47.6	968
Plantas intermedias	22.0	448
Plantas para puntas	30.4	621.3
Total:	100.0	2,037.3

Ahora bien, para 1975 se requerirán 3,235 MW con -- nuevos de la siguiente forma:

Plantas de base	1,542	MW
Plantas intermedias	711.4	"
Plantas para puntas	982	"
Total:	3,235.4	"

Por lo tanto se deberán instalar en los diferentes tipos de plantas:

Plantas de base	547	MW
Plantas intermedias	263.4	"
Plantas para puntas	360.7	"
Total	1,171.1	MW

De la cual por todo lo expuesto podemos decir que:

1).- Se debe agotar el potencial hidroeléctrico -- del Sistema Miguel Alemán aprovechando el desfogue de la -- planta Tingambato, que es el último escalón del Sistema y -- que se encuentra a una altura de 685 m.s.n.m. considerando -- que en dicho lugar podría instalarse una planta al menos de -- la misma potencia de la citada, como se había hecho notar en la parte del capítulo V.

Por otro parte, existe el proyecto de realizar una ampliación en la planta del Infiernillo, la cual sería conveniente entrara en operación en este período, es decir 2 unidades iguales a las actuales arrojarían una potencia de 312-MW.

2).- Debe tomarse en cuenta la posible instalación de dos unidades más de 150 MW cada una en la planta termoeléctrica Valle de México, ya que nos darían 300 MW para la región intermedia de la curva de duración de carga, sobrando aproximadamente 40 MW que bien podrían ser utilizados para cubrir parte de la demanda base, donde faltarían 100 MW aproximadamente.

3).- Pueden instalarse 5 unidades de 50 MW cada una con turbinas de gas tipo Jet, así como la entrada en operación de la primera etapa de 150 MW de la planta de acumulación hidráulica que tiene planeada la Comisión Federal de E-

-lectricidad en Tequixquiao.

PERIODO " 1976 - 1980 "

Plantas base	1,542	MW
Plantas intermedias	712.4	"
Plantas para puntas	980.0	"
Total	<u>3,235.4</u>	MW

Potencia necesaria durante el periodo:

Plantas base	2,040	MW
Plantas intermedias	940	"
Plantas para puntas	1,300	"
Total	<u>4,280</u>	MW

Potencia que deberá ser instalada durante el periodo:

Plantas base	498	MW
Plantas intermedias	222.6	"
Plantas para puntas	320	"
total	<u>1,040</u>	MW

1).- Para cubrir la potencia necesaria en plantas-base, puede plantearse como posible alternativa la construcción de una planta en la cuenca del río Grijalva-Usumacinta; esta planta deberá tener una potencia al menos del orden de 450 MW, existiendo desde luego la posibilidad de hacerla de mayor potencia y aún más, transmitir esa potencia con corriente continua hasta el sistema Central para cubrir la base.

2).- Construcción de otra planta termoeléctrica -- con potencia mínima de 150 MW, al respecto existe un proyecto de la Comisión Federal de Electricidad que menciona la construcción de la planta Valle de México II.

3).- Deberá entrar en operación la segunda etapa del proyecto de la planta de Acumulación Hidráulica que se ha proyectado en Tequixquiac con una potencia de 450 MW para las puntas.

PERIODO " 1981 - 1985 "

Potencia instalada hasta antes de 1981.

Plantas base	2,040	MW
Plantas intermedias	940	"
Plantas para puntas	<u>1,300</u>	"
Total	4,280	MW

Potencia necesaria durante el periodo:

Plantas base	2,600	MW
Plantas intermedias	1,200	"
Plantas para puntas	<u>1,670</u>	"
Total	5,470	MW

Potencia que deberá ser instalada durante el periodo:

Plantas base	560	MW
Plantas intermedias	260	"
Plantas para puntas	<u>370</u>	"
Total	1,190	MW

1).- Para este período es posible pensar que la parte base y media de la curva de duración de carga, debe ser tomada por plantas nucleares, en lugar de continuar agregando plantas termoeléctricas convencionales así como hidroeléctricas que cada vez serán más difíciles de construir debido al agotamiento de dichos recursos.

En vista de lo anterior y sabiendo que la suma de las potencias base y media que deben ser instaladas en este período serán del orden de 820 MW, es posible considerar la instalación de dos unidades de 400 MW cada una por lo menos del tipo nuclear, dado que las mismas en potencia de esta magnitud compiten ventajosamente en economía con las plantas termoeléctricas convencionales.

2).- Entrada en operación de la tercera etapa de la planta de Acumulación Hidráulica de Teguiquiao, que inicialmente ha sido planeada por la Comisión Federal de Electricidad para contar con una potencia total de 1,000 MW, por lo que en esta tercera etapa deberán entrar 400 MW.

Obviamente el presente trabajo no ha sido realizado con la profundidad que el mismo merece y nosotros hubiéramos deseado, por lo tanto, este no pretende ser una pauta infalible, de como debe resolverse el problema del crecimiento de la demanda en el Sistema Central, sin embargo, creemos que dentro de su modestia pudiera representar una pe-

-queña aportación en el estudio del problema, ya que todas-
las recomendaciones y posibles soluciones al mismo, han si-
do planteadas en base a trabajos , opiniones y fuentes bien
informadas y relacionadas con el medio

A P E N D I C E

- FIGURA # 1 .- CURVA TIPICA DE DEMANDA DIARIA "COMERCIAL Y DOMESTICA".
- FIGURA # 2 .- CURVA TIPICA DE DEMANDA DIARIA "INDUSTRIAL".
- FIGURA # 3 .- CURVA DE DEMANDA DIARIA EN PORCIENTO.
- FIGURA # 4 .- DIAGRAMA DE TIEMPOS PARA GENERAR Y BOMBLEAR.
- FIGURA # 5 .- COSTOS DE UNA PLANTA DE ACUMULACION HIDRAULICA-
CON VASO INTERIOR SUBTERRANEO.
- FIGURA # 6 .- COSTOS DE UNA PLANTA DE ACUMULACION HIDRAULICA-
EN FUNCION DE LA POTENCIA INSTALADA.
- FIGURA # 7 .- COSTOS DE UNA PLANTA DE ACUMULACION HIDRAULICA.
- FIGURA # 8 .- SISTEMA DIRECTO.
- FIGURA # 9 .- SISTEMA INDIRECTO.
- FIGURA # 10 .- SISTEMA MIXTO.
- FIGURA # 11 .- COSTOS DE PLANTAS GENERADORAS.
- FIGURA # 12 .- COMBINACION DE COSTOS DE DIFERENTES TIPOS DE --
PLANTAS.
- FIGURA # 13 .- CURVA ANUAL DE DURACION DE CARGA.
- FIGURA # 14 .- COMPARACION DE COSTOS DE PLANTAS.
- FIGURA # 15 .- UTILIZACION ECONOMICA DE CADA TIPO DE PLANTA.
- FIGURA # 16 .- GENERACION HORARIA DEL DIA 22 DE JULIO DE 1966.

- TABLA # 1 .- CRECIMIENTO ANUAL DEL SISTEMA CENTRAL.
- TABLA # 2 .- DEMANDA MAXIMA ESPERADA DURANTE LOS PROXIMOS
20 AÑOS EN EL SISTEMA CENTRAL.
- TABLA # 3 .- PLANTAS QUE INTEGRAN EL SISTEMA CENTRAL.
- TABLA # 4 .- COSTOS DE UNA PLANTA DE ACUMULACION HIDRAULICA.
- TABLA # 5 .- COSTOS DE PLANTAS DE ACUMULACION HIDRAULICA.
- TABLA # 6 .- PLANTAS DE ACUMULACION HIDRAULICA (HASTA --
1966).

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

Luca H. Marin. Plantas Generadoras. 1966.

Morse M. Frederick T. Centrales Eléctricas. 1966.

Seyerna W.H. La producción de energía eléctrica mediante el
vapor, agua, aire y los gases. 1961

Revista Mexicana de Electricidad.

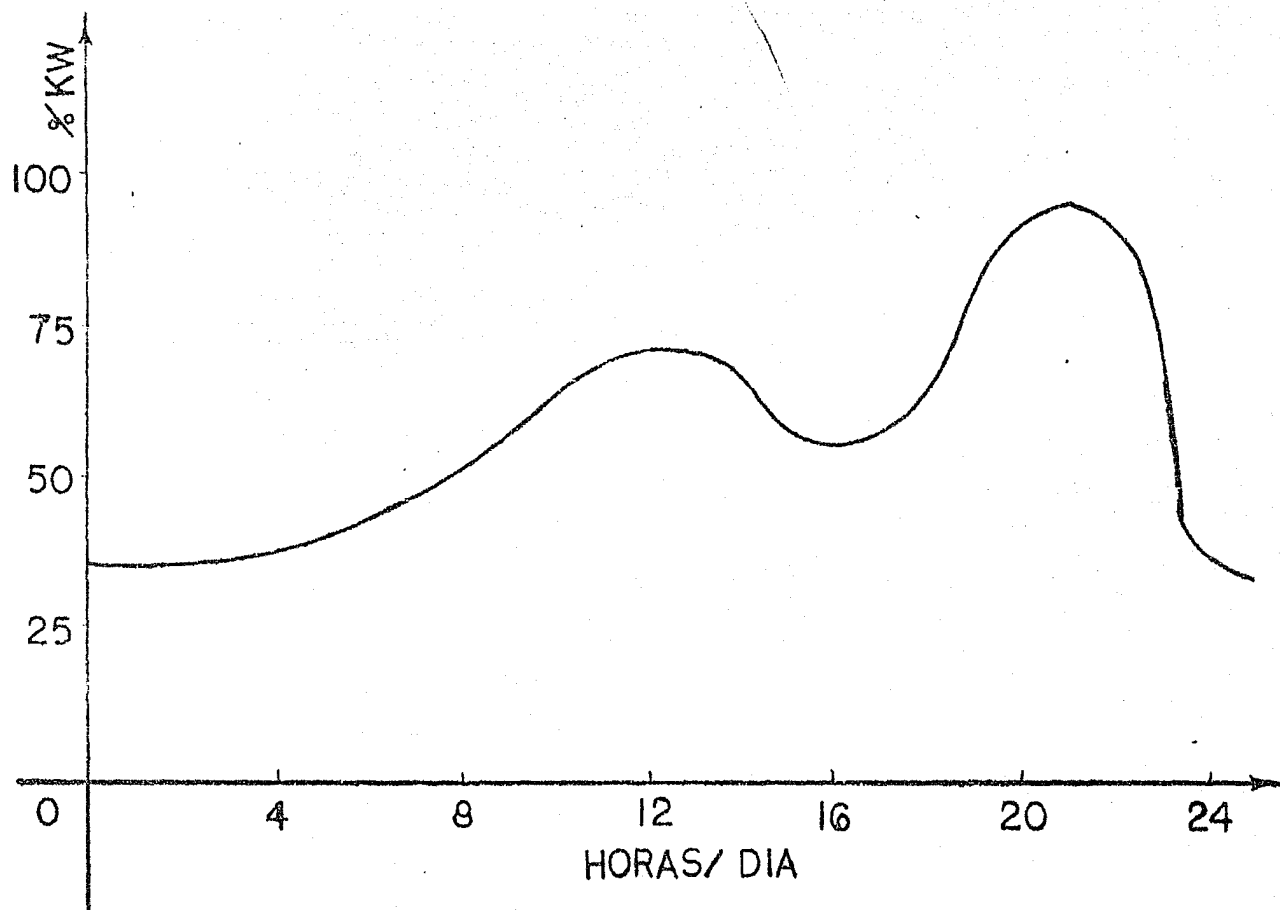
Número 244. Año 23. Vol. XXI. Enero 1961

Número 269. Año 24. Vol. XXII. Febrero 1963.

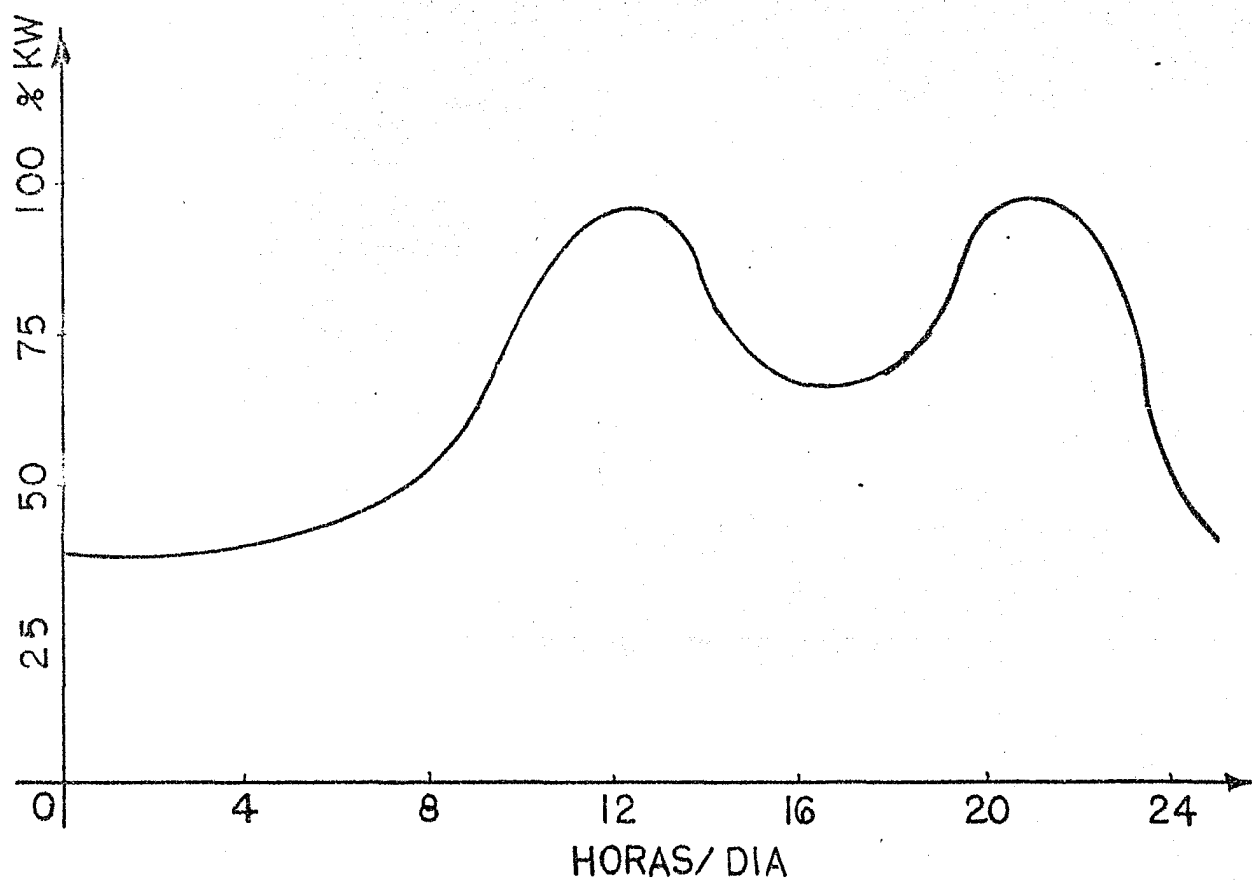
Número 320. Año 27. Vol. XXVII. Mayo 1967.

Revista Electrificación.

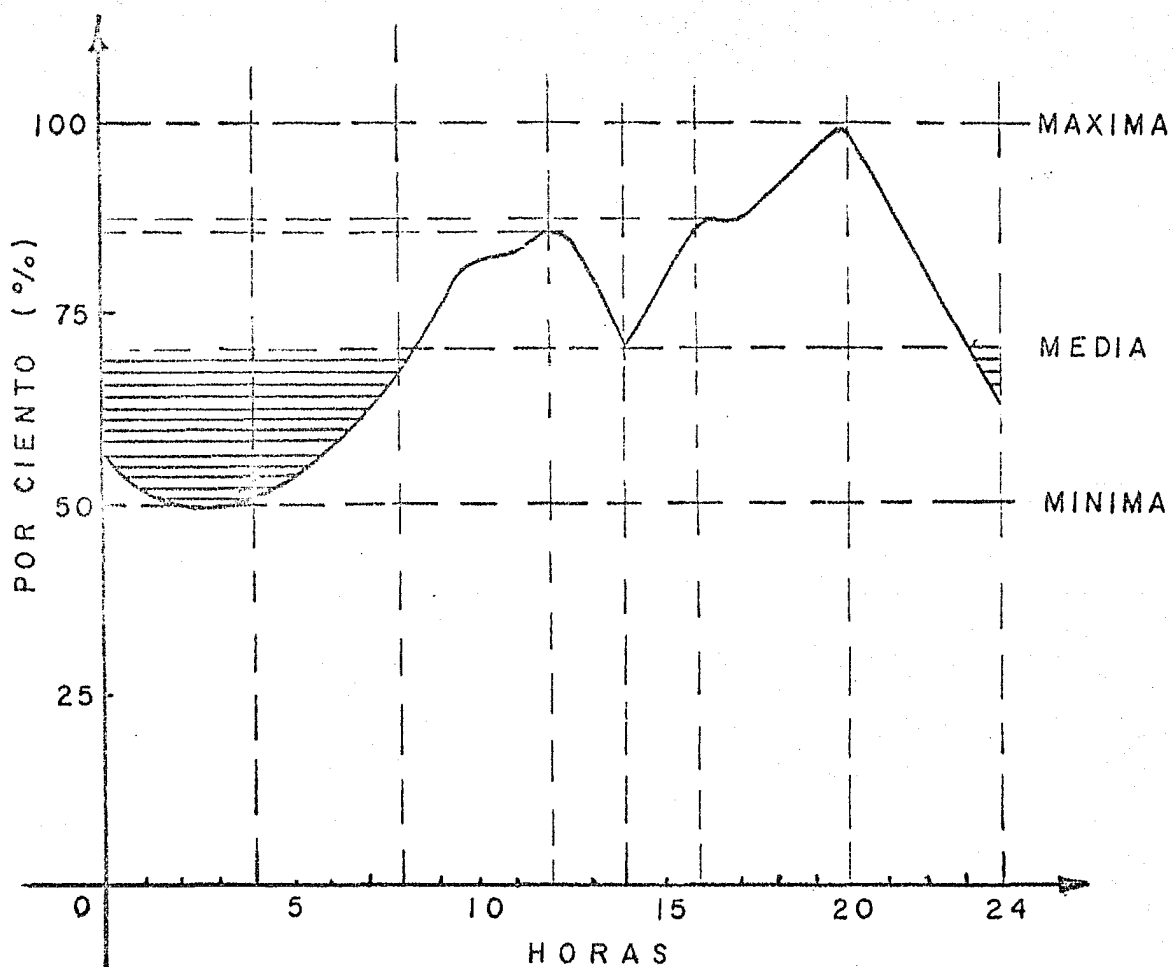
Número 9. Tomo I. 1961.



U.N.A.M.		
FACULTAD DE INGENIERIA		
CURVA TIPICA DE DEMANDA DIARIA COMERCIAL Y DOMESTICA		
HAAZ MORA	ESC: S/E	ACOT. S/A
RAUL ARMANDO	FEB: 69.	FIG: # 1



U.N.A.M.		
FACULTAD DE INGENIERIA.		
CURVA TIPOICA DE DEMANDA INDUSTRIAL		
HAAZ MORA	ESC: S/E	ACOT: S/A
RAUL ARMANDO	FEB: 69	FIG: #2



UNAM
FACULTAD DE INGENIERIA

CURVA DE DEMANDA DIARIA EN PORCIENTO

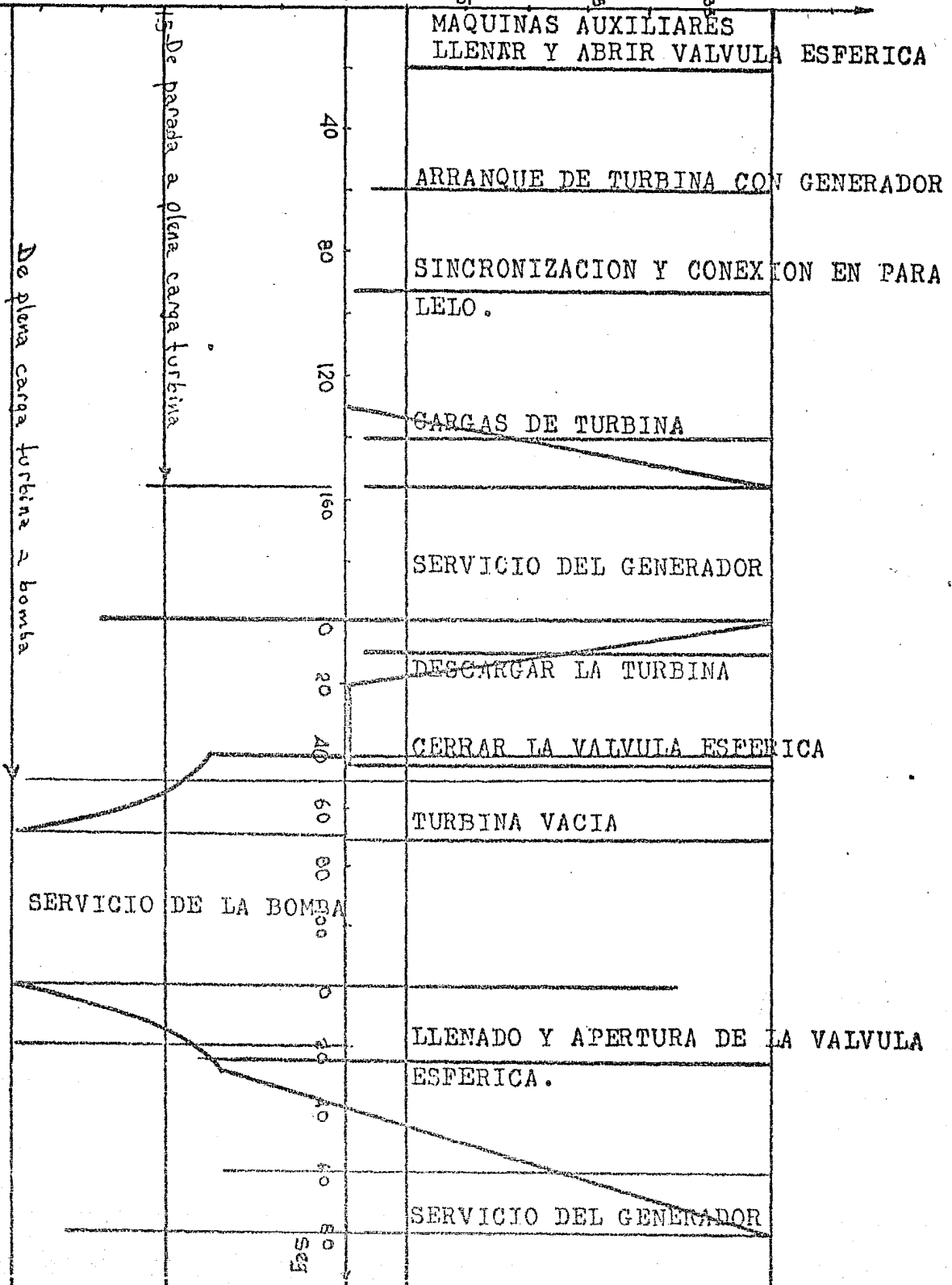
HAAZ MORA
RAUL ARMANDO

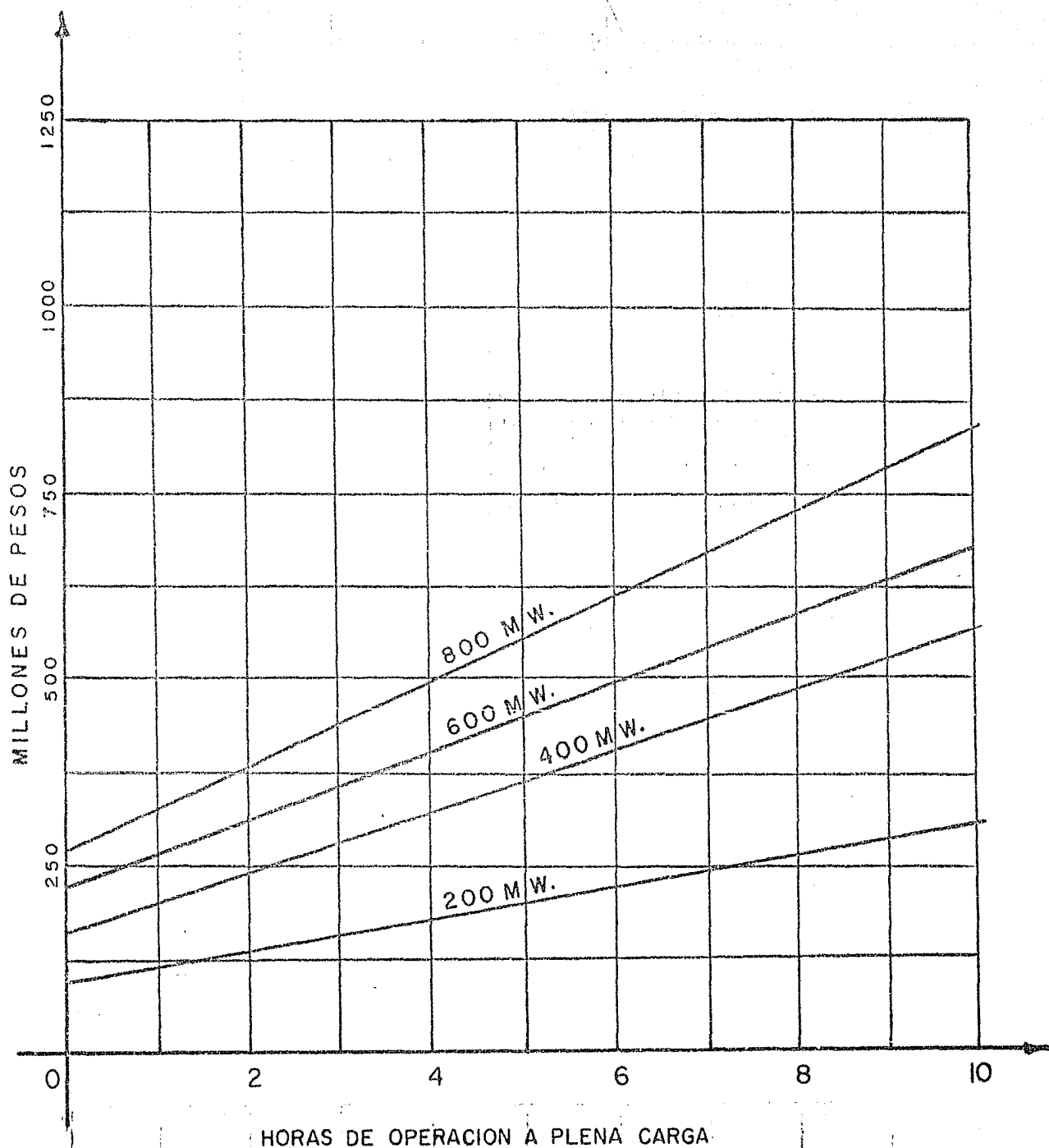
ESC: S/E
FEB. 1969

ACOT: S/A
FIG. # 3

POTENCIA DE BOMBA
TOMA DE CORRIENTE

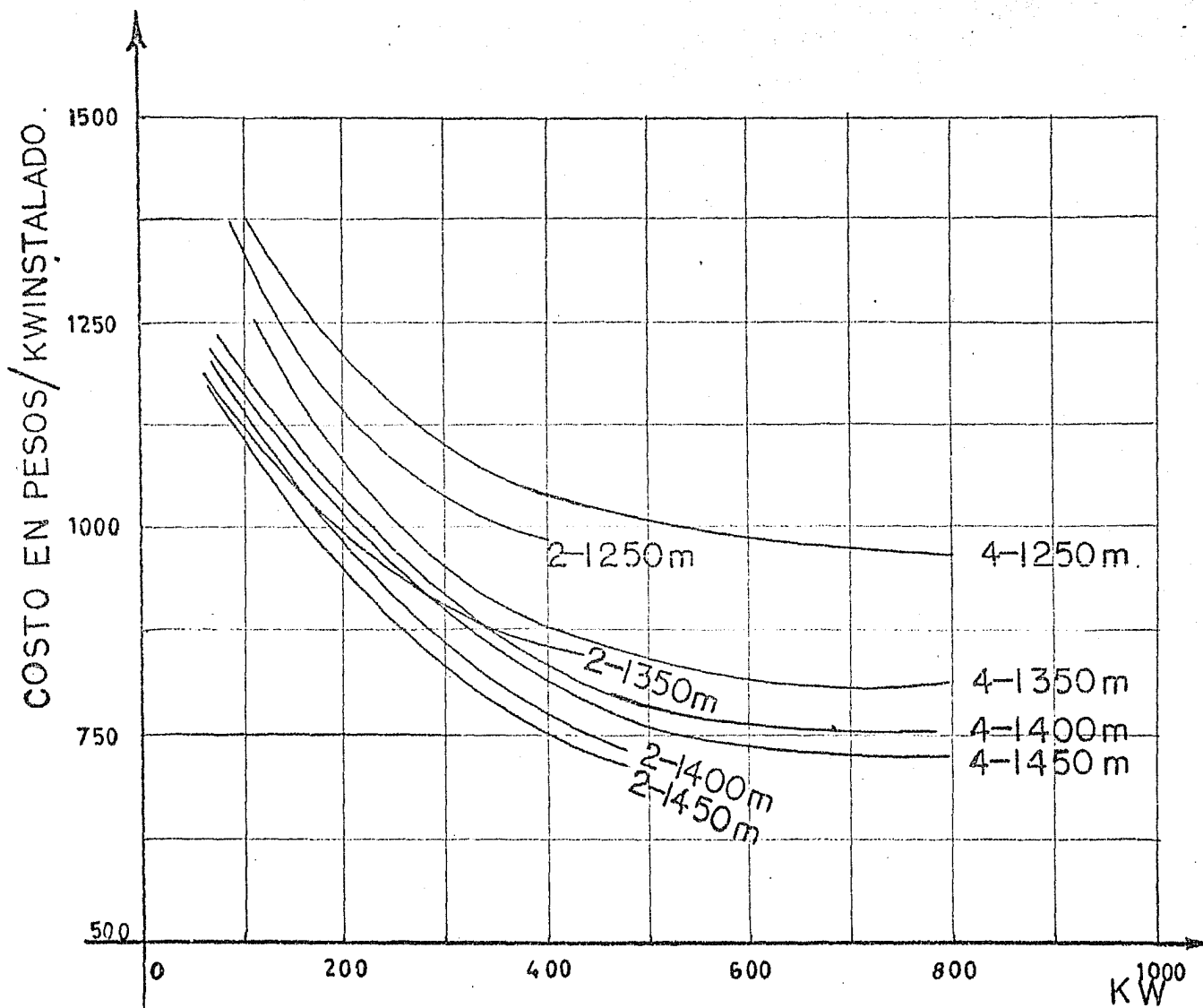
POTENCIA DE TURBINA
ENTREGA DE CORRIENTE





U N A M			
FACULTAD DE INGENIERIA			
COSTOS DE UNA PLANTA DE ACUMULACION HIDRAULICA CON VASO INF. SUBTERRANEO			
HA AZ	M O R A	ESC: S/E	ACOT: S/A
RAUL	ARMANDO	FEB. 1969	FIG. # 5

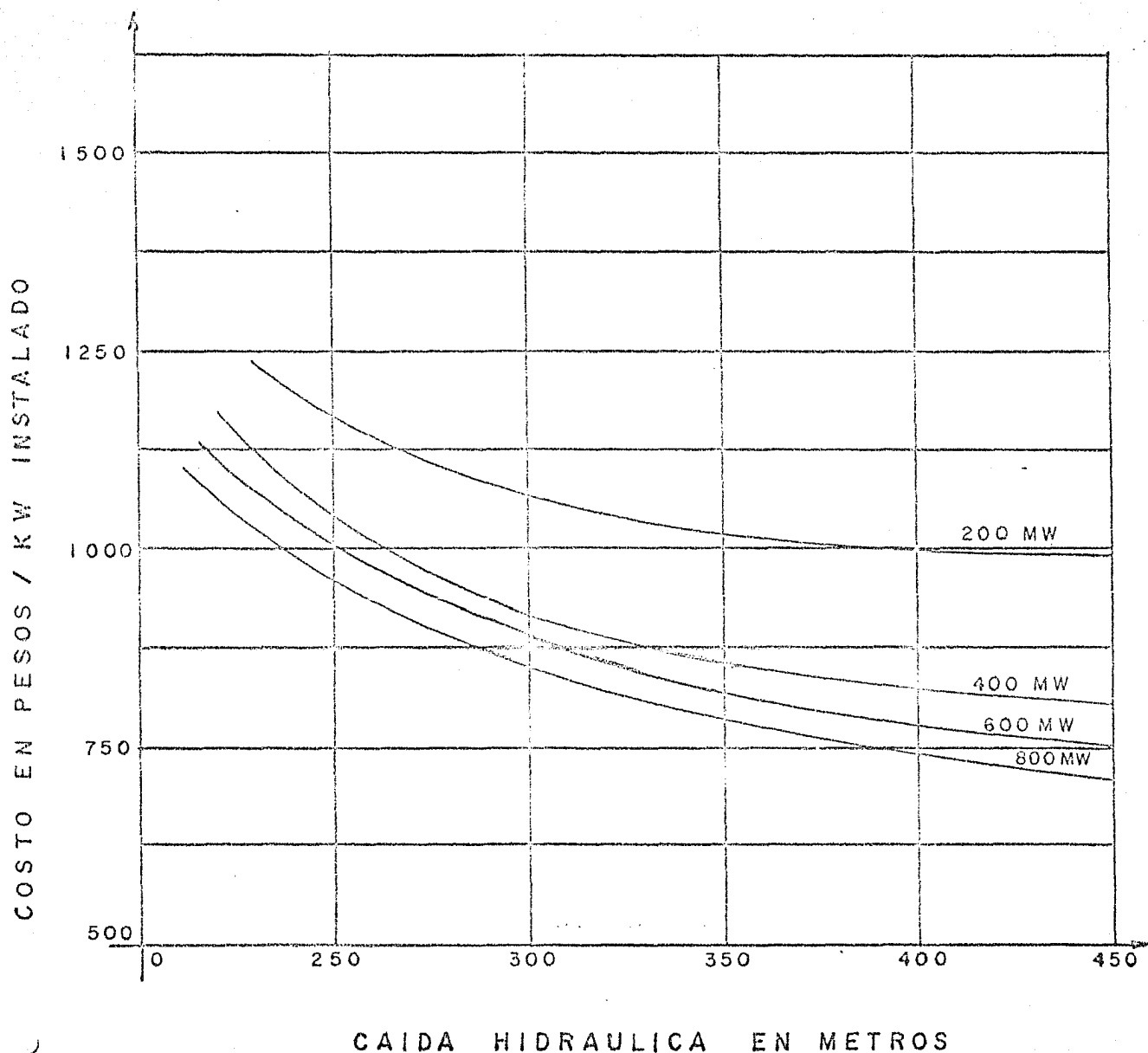
COSTO DE UNA PLANTA DE ACUMULACION
HIDRAULICA CON VASO INFERIOR SUBTE-
RRANEO EN FUNCION DE LA POTENCIA
INSTALADA



NOTA:
EL PRIMER N° QUE APARECE
EN CADA UNA DE LAS CUR-
VAS INDICA EL N° DE UNI-
DADES Y LOS SIGUIENTES
CUATRO LA CAIDA EN MTS

U N A M			
FACULTAD DE INGENIERIA			
COSTO DE UNA PLANTA DE ACUMU- LACION HIDRAULICA			
H A A Z	M O R A	ESC: S.E	ACOT: S.A
RAUL	ARMANDO	FEB. 69	FIG: #6

COSTOS DE UNA PLANTA DE ACUMULACION HIDRAULICA
CON VASO INFERIOR SUBTERRANEO EN FUNCION A LA
ALTURA DE BOMBEO



U.N.A.M.

FACULTAD DE INGENIERIA

COSTO DE UNA PLANTA DE
ACUMULACION HIDRAULICA

HA AZ MORA

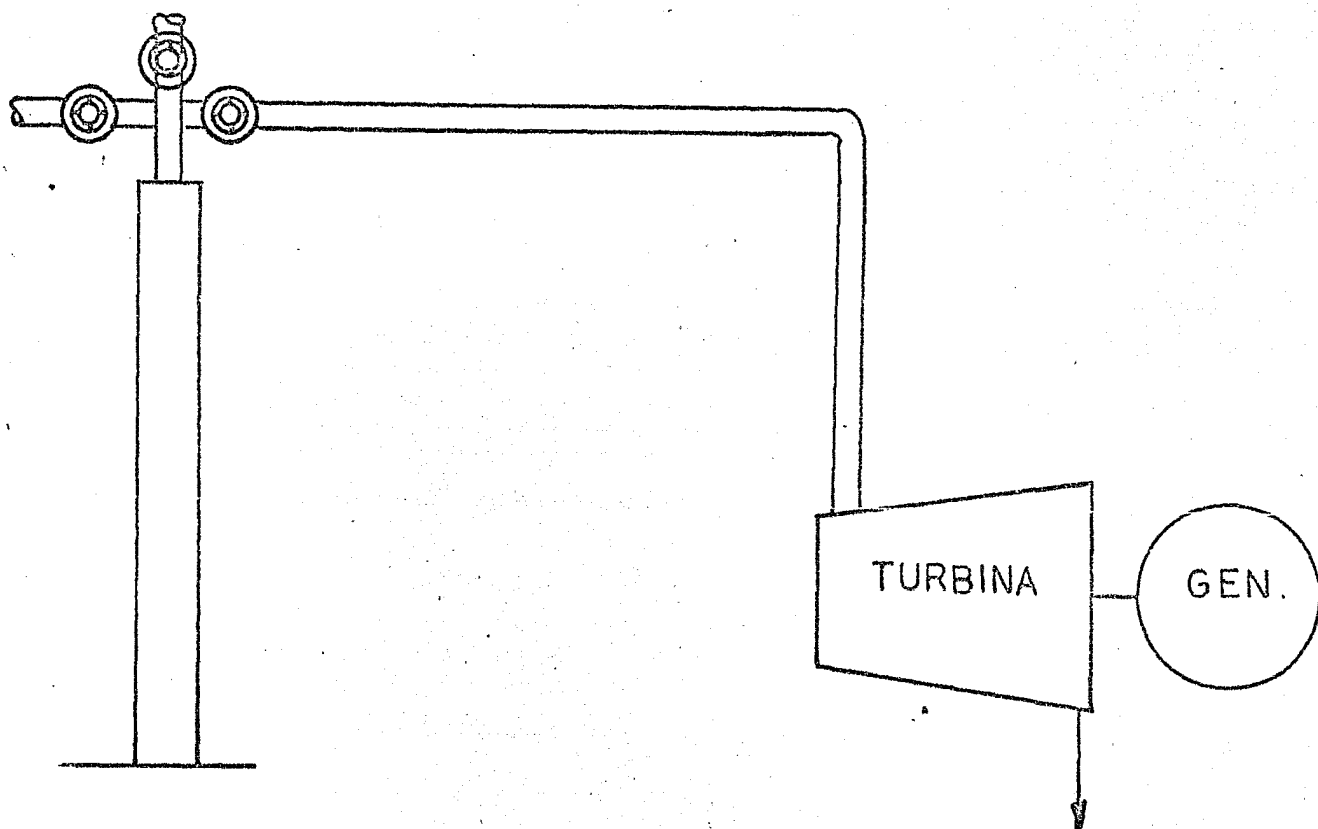
ESC: S/E

ACOT: S/A

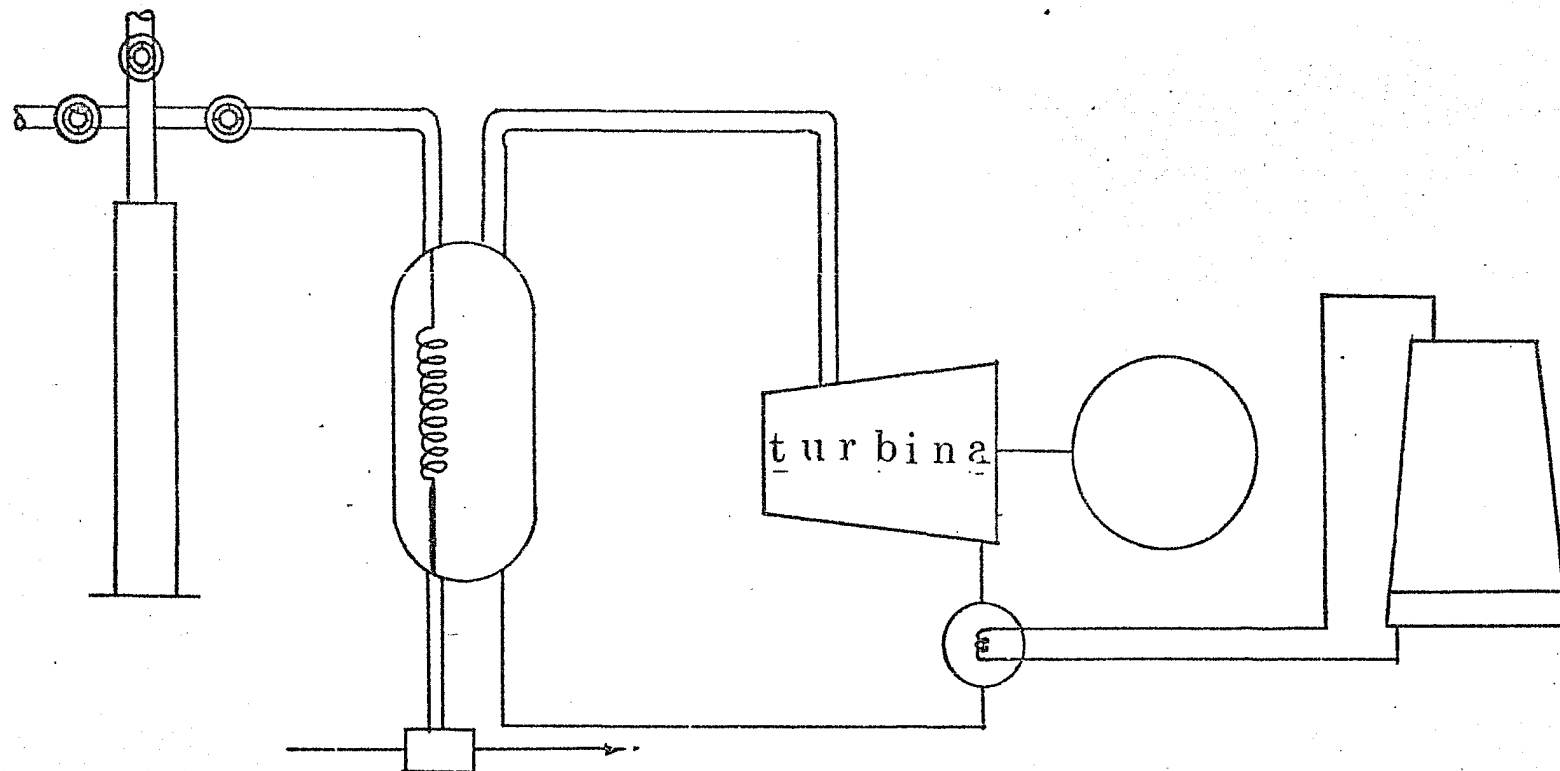
RAUL ARMANDO

FEB. 1969

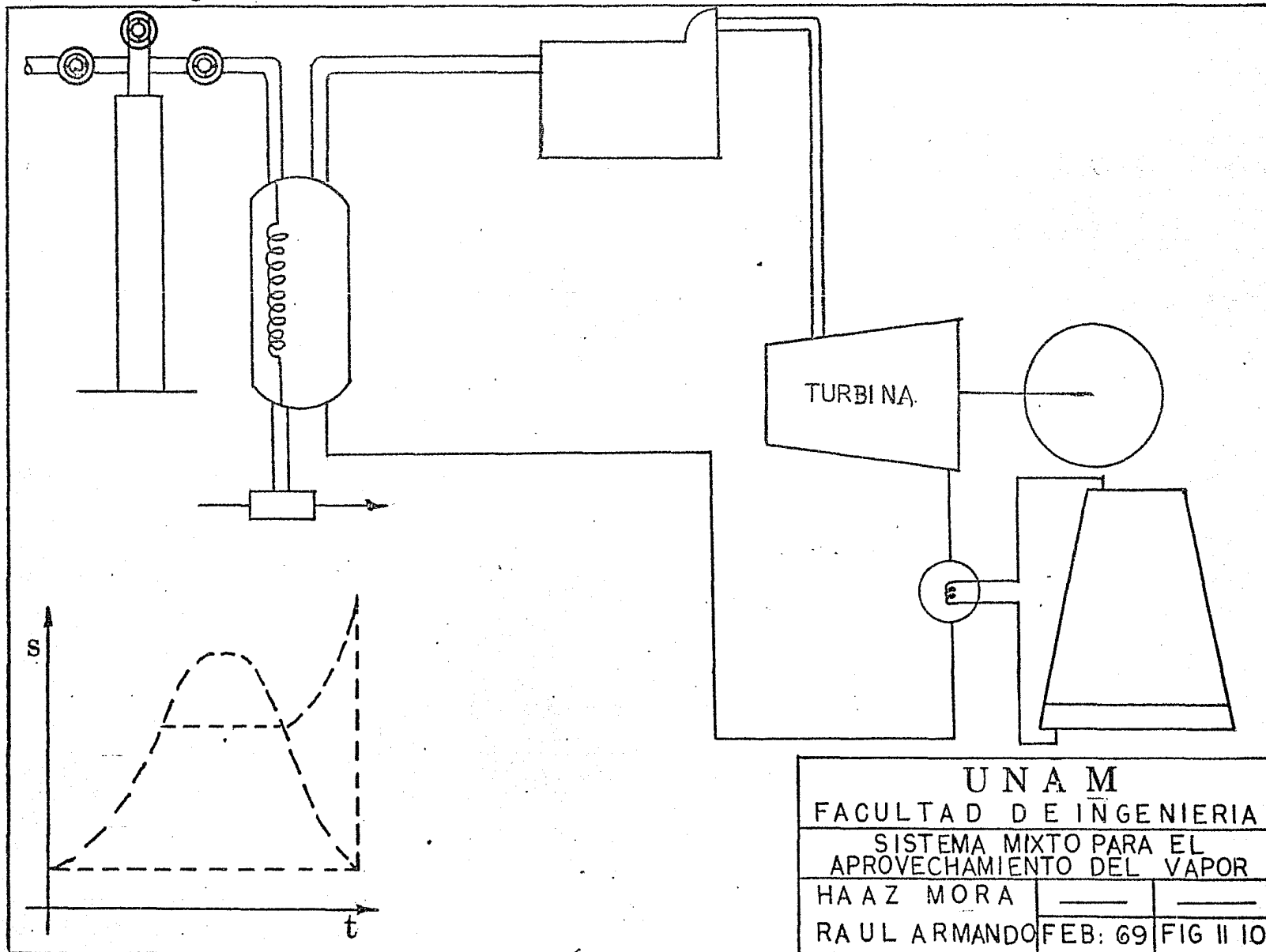
FIG. # 7



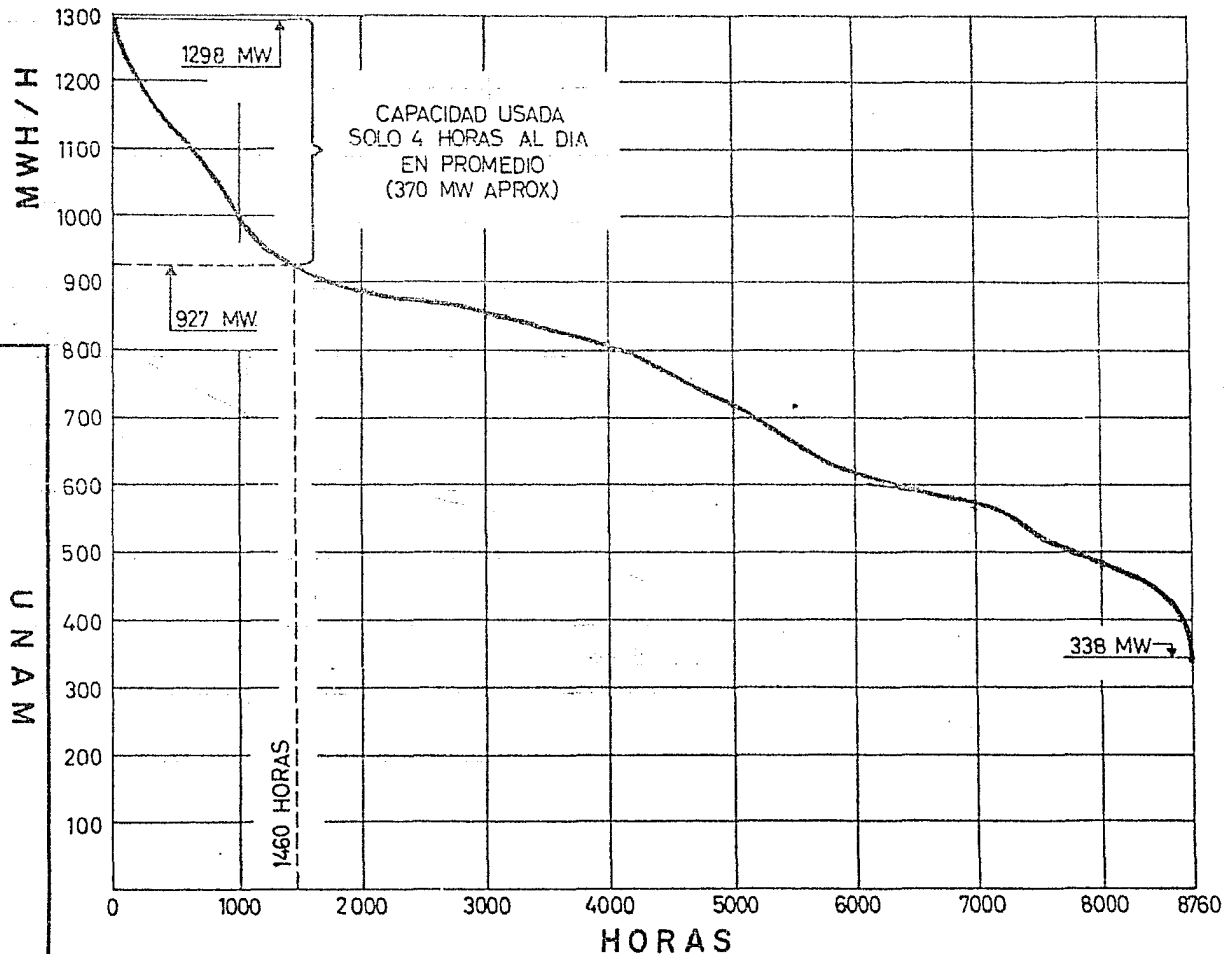
U N A M		
FACULTAD DE INGENIERIA		
SISTEMA DIRECTO PARA EL APROVECHAMIENTO DEL VAPOR.		
H A A Z M O R A	ESC: S. E.	ACOT: S. A.
R A U L A R M A N D O	FEB: 69	FIG: # 8



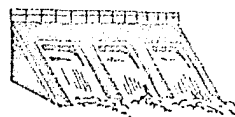
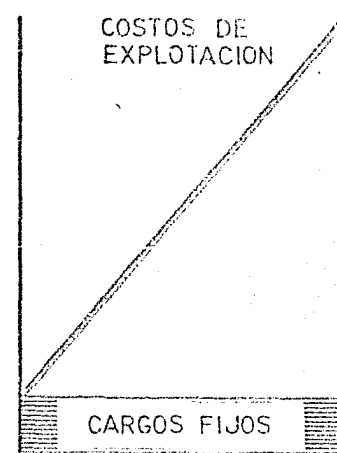
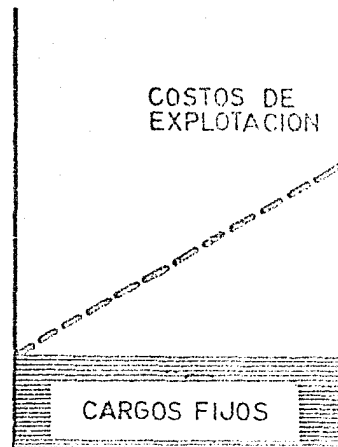
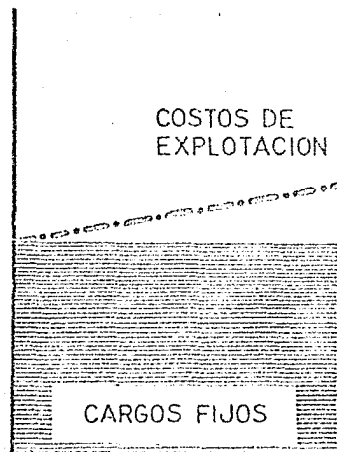
U N A M		
FACULTAD DE INGENIERIA		
SISTEMA INDIRECTO PARA EL A- PROVECHAMIENTO DEL VAPOR.		
H A A Z M O R A	ESQ: S.E	ACOT.S.A
RAUL ARMANDO	FEB. 69	FIG. #9



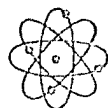
CURVA ANUAL DE DURACION DE CARGA AÑO 1966



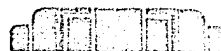
UNAM			
FACULTAD DE INGENIERIA			
CURVA ANUAL DE DURACION DE CARGA			
AÑO 1966			
HAAZ	MORA	ESC: S/E	ACOT: S/A
RAUL	ARMANDO	FEB. 1969	FIG. # 13



HIDRAULICAS



ATOMICAS



VAPOR

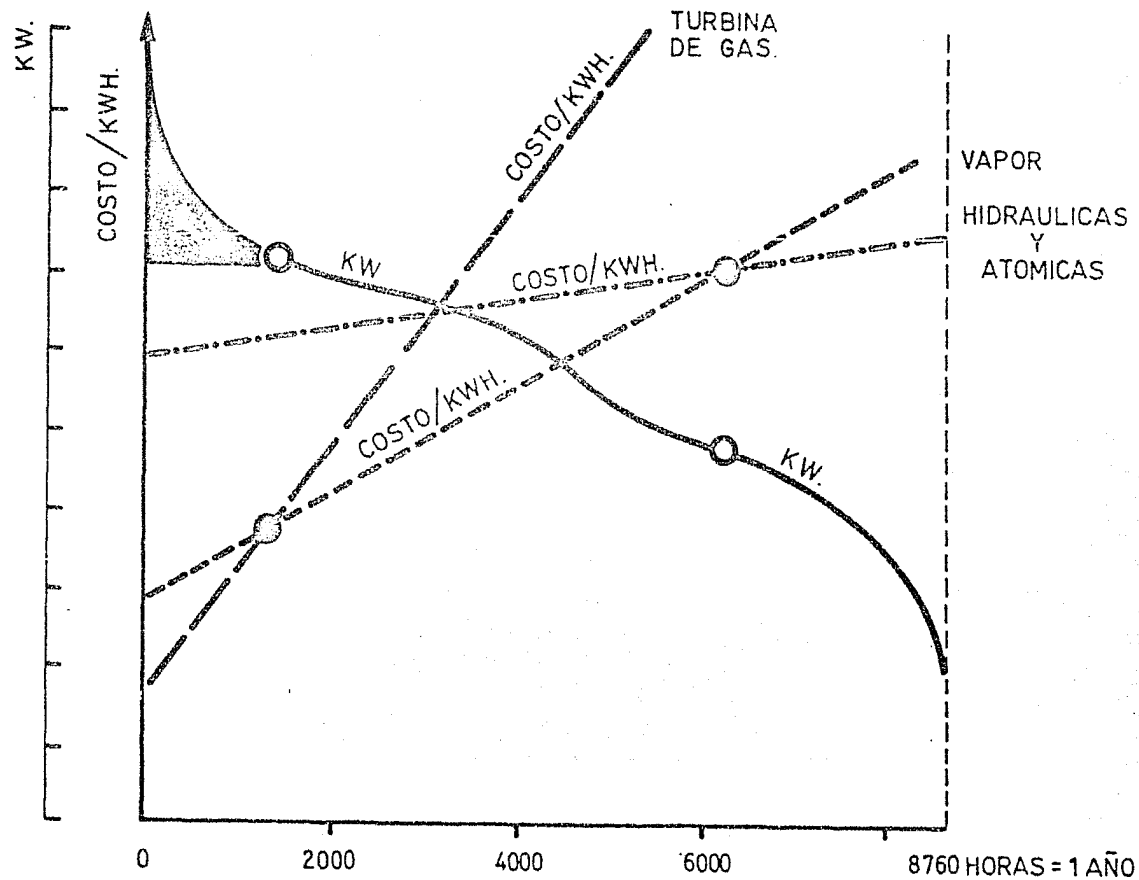


TURBINA DE GAS

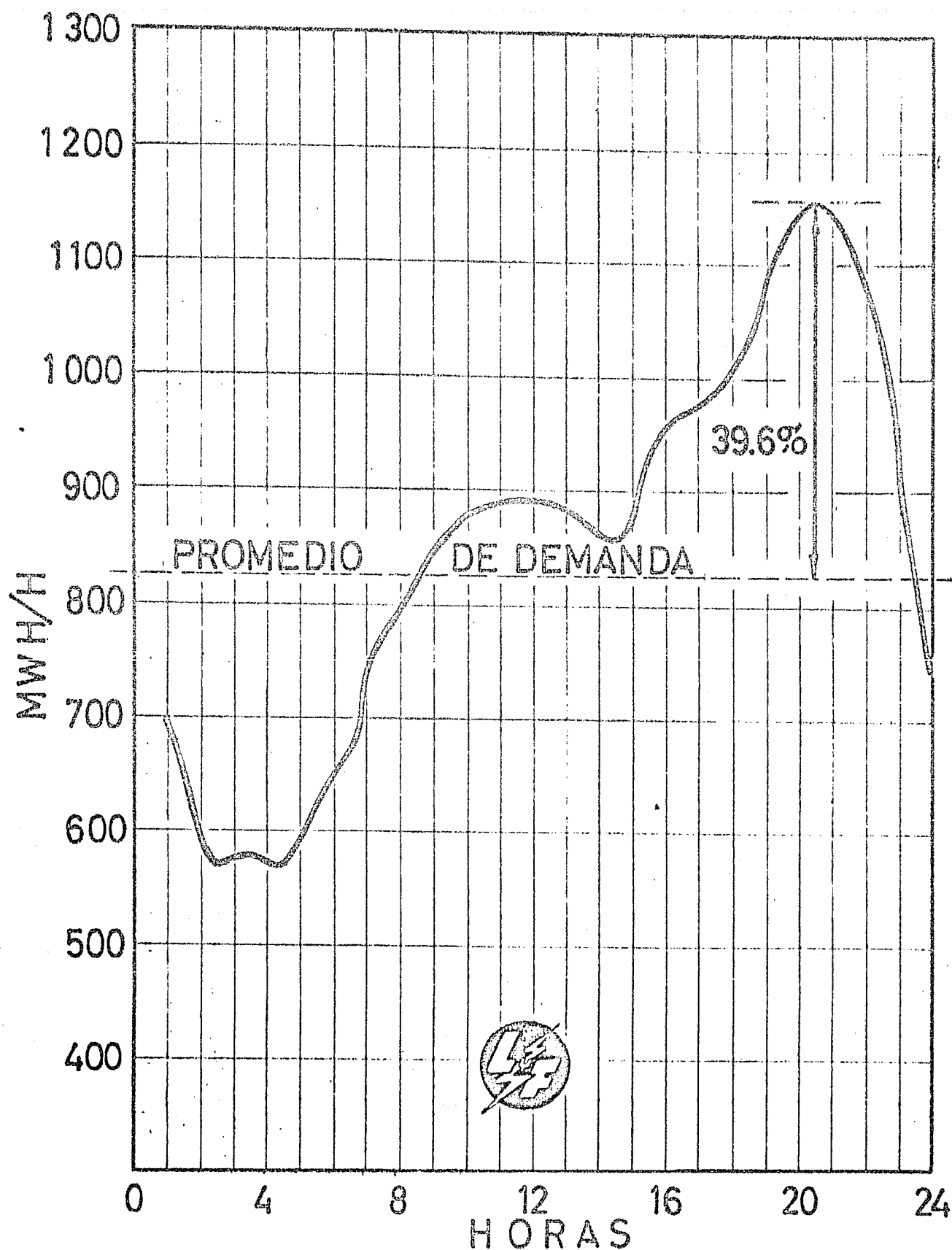
COMPARACION DE COSTOS DE PLANTAS ELECTRICAS

UNAM FACULTAD DE INGENIERIA			
HAAZ	MORA	—	—
RAUL	ARMANDO	FEB. 1969	FIG. #14

U.N.A.M.	
FACULTAD DE INGENIERIA	
HAZ MORA	ESC: S/E
RAUL ARMANDO	ACDT: S/A
FEB-69	FIG. #15



UTILIZACION ECONOMICA DE CADA TIPO DE PLANTA



GENERACION HORARIA DEL DIA 22 DE JULIO
DE 1966.

F I G. 16

CRECIMIENTO ANUAL DEL SISTEMA CENTRAL

MES	AÑO	DEMANDA MAXIMA	KWH/H
DIC.	1930	121,485	"
ENE	1931	122,907	"
DIC.	1932	124,035	"
NOV.	1933	129,626	"
DIC.	1934	148,844	"
DIC.	1935	173,776	"
DIC.	1936	204,029	"
NOV.	1937	217,123	"
ENE.	1938	222,761	"
NOV.	1939	209,923	"
FEB.	1940	211,621	"
OCT.	1941	211,390	"
NOV.	1942	214,225	"
NOV.	1943	222,409	"
DIC.	1944	229,338	"
DIC.	1945	253,827	"
DIC.	1946	283,211	"
DIC.	1947	311,601	"
DIC.	1948	336,565	"
DIC.	1949	355,570	"
DIC.	1950	364,571	"
DIC.	1951	380,633	"
DIC.	1952	414,553	"
NOV.	1953	453,433	"
DIC.	1954	491,280	"
DIC.	1955	535,370	"
DIC.	1956	594,432	"
DIC.	1957	636,122	"
DIC.	1958	712,046	"
DIC.	1959	774,345	"
DIC.	1960	812,060	"
DIC.	1961	883,791	"
DIC.	1962	934,528	"
DIC.	1963	1,016,472	"
DIC.	1964	1,118,683	"
DIC.	1965	1,229,837	"
DIC.	1966	1,297,915	"
DIC.	1967	1,411,705	"

FUENTE: COMPAÑIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, S.A.

DEMANDA MAXIMA ESPERADA DURANTE LOS PROXIMOS AÑOS EN EL SISTEMA
CENTRAL.

VALORES EXTRAPOLADOS DE ACUERDO CON LA ECUACION;

$$Y = 369.4 + 1.23X + 3.14X^2$$

AÑO	X	X ²	Y DEMANDA ESPERADA (MW)
1968	19	361	1,556.55
1969	20	400	1,680.24
1970	21	441	1,810.21
1971	22	484	1,946.46
1972	23	529	2,088.99
1973	24	576	2,237.80
1974	25	625	2,392.89
1975	26	676	2,554.26
1976	27	729	2,721.91
1977	28	784	2,895.84
1978	29	841	3,076.05
1979	30	900	3,262.03
1980	31	961	3,455.31
1981	32	1024	3,654.36
1982	33	1089	3,859.69
1983	34	1156	4,071.30
1984	35	1225	4,289.19
1985	36	1296	4,513.36

POTENCIA INSTALADA Y EFECTIVA DEL SISTEMA CENTRAL

PLANTA	POTENCIA DE PLACA (MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)
MECAXA	115.0	112.0
TEPEXIC	45.0	45.0
PATLA	45.6	45.0
LERMA	79.94	75.0
PLANTAS CHICAS	<u>20.2</u>	<u>16.0</u>
SUBTOTAL HIDRAULICAS C.L. y F.	315.74 MW	293.6 MW
ING. J. LUQUE	230.8	226.0
MONCALCO	92.5	85.0
TACUBAYA	<u>30.9</u>	<u>25.0</u>
SUBTOTAL TERMICAS C.L. y F.	354.20 MW	336.0 MW
TOTAL C.A.L. y FUEBZA	<u>667.94</u> MW	<u>629.60</u> MW
TINGAMBATO	135.00	126.00
MAZATEPEC	208.80	195.80
DURAZNO	18.00	16.90
ING. MARTINEZ DE MEZA	25.20	23.70
SANTA BARBARA	67.57	63.50
A. MILLAN	20.00	18.80
IXTAPANTONGO	105.80	84.70
INFIERNILLO	<u>623.20</u>	<u>620.40</u>
SUBTOTAL HIDRAULICAS C.F.E.	1,203.57 MW	1,150.70 MW
VALDE DE MEXICO	150.00	142.50
SUBTOTAL TERMICAS C.F.E.	150.00	142.50
TOTAL C.F.E.	1,353.57 MW	1,293.20 MW
	<u>2,021.51</u> MW	<u>1,922.80</u> MW
TOTAL SISTEMA CENTRAL		

ESTOS DATOS ORIGINARIOS SON DE LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD.

(ABRIL) 1968)

TABLA #3.

DEL SISTEMA CENTRAL
PAG. 13/30

COSTO DE UNA PLANTA DE ACUMULACION HIDRAULICA

P L A N T A	HOLANDA	GUATEMALA	VENEZUELA	ARGENTINA	INDIA Y SUD
Potencia Instalada	70	105	900	170	800
Costo por KW Instalado	2 640	2 375	1 250	1 560	1 600
Costo del terreno	"	"	1.10%	0.8%	1.3%
Costo de la Casa de Máquinas.	41%	45%	11.2 %	46%	8.9%
Costo obra civil, Vaso Superior, Túneles, Sala de Acero, Vaso Inferior, Juntas	41%	45%	33.7%	46%	32%
Costo total de la Obra Civil	41%	45%	45 %	46%	41%
Costo Aparatos Eléctricos magnéticos y líneas de Transmisión	33%	36%	35.6%	38%	34%
Contingencias	"	"	2%	2%	3.3%
Costo general de Mano de obra, Diseño, Supervisión	10%	15%	16%	12.7 %	18.8%

Nombre de la planta	Fecha de cosecha	Potencia calor. III	Reserva en el fondo Superior			Reserva en el fondo inferior			Cantidad de agua	Carga		Reserva en el fondo inferior	Reserva en el fondo superior	Costo por litro
			3 (m)	3 (m)	3 (m)	3 (m)	3 (m)	3 (m)		H	H			
Almendra	1955	100	1.5	0.6	0.5	15.4	1.5	1.5	1 320	102	5.8	0.75	0.50	2.20
Castoreo	1957	100	0.77	1.1	0.2	14.0	1.10	0.45	300	10	6.6	0.75	0.225	2.375
Agave	1958 1954	70 100	1.1	1.0	1.0	12.05	1.0	1.00	900	111	4.4	1.00	0.56	2.640
Almendra	1958 1954	900	0.5	1.0	2.17	10.80	0.6	7.05	1 650	300	2.8	4.05	0.75	1.250
Almendra	1954 1955	300	1.30	0.99	1.40	10.00	1.2	0.99	1 370	300	4.4	1.05	0.79	2.120
Almendra	1954	60	0.75	0.20	0.02	14.6	0.5	7.07	1 450	292	4.0	0.40	0.75	2.020
Castoreo	1957	304	1.00	0.40	0.04	12.0	0.00	-	1 770	431	6.7	0.04	1.12	1.560
Castoreo	1957	100	0.35	0.05	1.02	12.3	1.70	10.2	1 000	264	2.0	0.00	0.75	1.560
Castoreo	2	450	11.38	5.0	1.00	12.00	11.35	10.40	2 400	305	6.2	11.0	1.05	1.155
Almendra	1955	300	5.4	2.06	2.00	10.00	0.00	4.00	2 150	244	0.75	3.00	0.27	1.500
Almendra	1955	300	5.7	0.75	7.45	15.00	7.4	7.20	1 850	300	6.0	3.00	0.54	1.000
Almendra	1955	800	13.0	2.77	10.6	15.00	3.77	1.20	370	100	2.1	10.00	0.30	1.000
Almendra	1955	1 000	30.0	-	-	10.0	0.00	-	3 018	300	0.25	17.70	0.50	1.125
Almendra	1955 1956	400	11.1	0.09	10.0	10.0	-	-	1 500	365	4.1	0.3	0.75	1.190
Almendra	1951 1953	300	1.7	-	-	10.0	-	-	1 600	300	5.0	1.2	0.75	1.500

PLANTAS HIDROELECTRICAS DE MONDO

En el año de 1966 existían

P A I S	Las primeras se pusieron en ser- vicio en el año de	No. de Plantas	Capacidad Total MW	Alturas de Bosbos	
				Desde M	Hasta M
Albania	1929	17	2 101	50	433
Austria	1948	6	416	88	1 070
Brazil	1939	4	132	37	36
Canada	1957	1	212	---	27
España	1963	4	620	24	410
Estados Unidos A.	1828	15	3 112	30	322
Francia	1934	16	415	6	400
Gran Bretaña	1937	12	719	42	354
Irlanda	En const.	---	240	---	284
Italia	1933	12	641	10	680
Japón	1952	14	2 710	78	250
Luxemburgo	1964	1	900	---	292
Noruega	1939	2	43	123	277
Portugal	1960	1	30	---	170
Suecia	1954	1	40	---	200
Suiza	1942	16	625	139	1 007