



UNIVERSIDAD LA SALLE

ESCUELA DE INGENIERIA
INCORPORADA A LA U.N.A.M.

**PLANTAS DE ACUMULACION DE ENERGIA
POR BOMBEO**

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE :

INGENIERO CIVIL

P R E S E N T A :

VEGA GIL CHAVEZ LORENA MARGARITA

DIRECTOR DE TESIS: ING. JORGE CASSAB ESPINOSA

MEXICO D. F.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1990



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

INDICE

1. SISTEMA ELECTRICO

- 1.1 Generación de energía eléctrica
- 1.2 Centrales hidroeléctricas
- 1.3 Centrales termoeléctricas
- 1.4 Oferta y demanda de energía
- 1.5 Distribución de los medios de generación de energía eléctrica en la curva de demanda

2. PRINCIPIOS FUNDAMENTALES Y COMPONENTES DE UNA PLANTA DE ACUMULACION DE ENERGIA POR BOMBEO (P.A.E.B.)

- 2.1 Componentes
 - 2.1.1 Vasos de almacenamiento
 - 2.1.2 Conducción
 - 2.1.3 Casa de máquinas

3. REQUERIMIENTOS PARA UNA P. A. E. B.

- 3.1 Energía
- 3.2 Fuentes de abastecimiento

4. SISTEMA ELECTRICO NACIONAL

- 4.1 El Sector Eléctrico en México
- 4.2 Evolución del Sector
 - 4.2.1 Demanda
 - 4.2.2 Generación
- 4.3 Recursos hidrológicos

5. POSIBILIDADES DE DESARROLLO

- 5.1 Situación de las plantas de acumulación de energía por bombeo en el mundo
- 5.2 Posibilidades de desarrollo en México
- 5.3 Planteamiento general para la instalación de una planta de acumulación de energía por bombeo en el Noreste del país. (Ejemplo)
 - 5.3.1 Energía
 - 5.3.2 Generalidades del sitio
 - 5.3.3 Topografía
 - 5.3.4 Hidrología
 - 5.3.5 Condiciones geológicas
 - 5.3.6 Vasos de almacenamiento
 - 5.3.7 Selección y dimensionamiento del equipo y elementos principales
- 5.4 Evaluación de una P.A.E.B. en el sistema eléctrico interconectado

CONCLUSIONES

BIBLIOGRAFIA

INTRODUCCION

La evolución tecnológica de nuestro tiempo, ha llevado al hombre a satisfacer sus requerimientos de energía eléctrica por medio de la utilización de energéticos primarios como: la energía potencial del agua, los combustibles fósiles (carbón, gas y petróleo), el vapor del subsuelo, la reacción nuclear de fisión, la fuerza del viento y la energía solar. Medios que contribuyen a formar los sistemas eléctricos que generan, transforman, transmiten y distribuyen la energía eléctrica.

Sin embargo, en muchas ocasiones la oferta de un sistema eléctrico resulta insuficiente para mantener el ritmo de crecimiento y las variaciones de la demanda, lo que da lugar a algunos periodos críticos, llamados también "horas pico" que no se pueden cubrir con la energía generada por medios convencionales (plantas hidroeléctricas y termoeléctricas). Además de los periodos críticos, existen periodos en los que la oferta de energía es mayor a la demanda que da lugar a la existencia de cantidades de energía excedente que puede ser aprovechada.

Actualmente, en nuestro país, el fenómeno se presenta y la energía requerida en las horas pico es cubierta por plantas de turbogas, que resulta ser el medio de generación más costoso.

La instalación de una planta de acumulación es otro medio de aprovechar las características de un sistema eléctrico, tan útil como lo pueden ser las interconexiones realizadas. El beneficio que se busca con plantas de este tipo es, por una parte, la economía en el reemplazo de generación cara por barata, y por otra, la mejoría en el sistema eléctrico al permitirle emplear la energía excedente de los periodos de baja demanda.

En la primera parte de este trabajo se presenta la función de una planta de acumulación, sus componentes y los requerimientos para su óptima operación. En la segunda parte se establece la situación del sistema eléctrico de nuestro país y los resultados de su evolución.

Finalmente se muestran las posibilidades de desarrollo de este tipo de plantas en México. El ejemplo representa uno de los sitios donde la instalación de una planta de acumulación no sólo es factible, sino altamente benéfico para la zona norte del país.

1 SISTEMA ELECTRICO

Se llama sistema eléctrico al conjunto de obras e instalaciones necesarias para generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica indispensable para una región.

1.1 Generación de energía eléctrica

La constitución básica de un sistema eléctrico está dada por la producción y el consumo de energía eléctrica, es decir existen consumidores que demandan dicha energía y deben entonces existir medios de producción de la misma, que pueden ser: centrales hidroeléctricas, termoeléctricas y nucleares, dentro del grupo denominado conceptualmente como medios convencionales de generación, y que constituyen, desde el punto de vista de volumen de producción, la fuente principal. Esto es, existen otros medios alternativos de producción de energía eléctrica, algunos de ellos aún en proceso de experimentación y que actualmente se pueden considerar como complementarios, pero que no es posible que en el futuro constituyan una parte importante del suministro.

Entre las fuentes energéticas, la energía hidráulica representa un papel importante, al menos en las condiciones actuales del desarrollo industrial, y por lo general, su uso sólo se ve limitado por la disponibilidad de recursos hidrológicos.

La generación térmica es la obtención de energía eléctrica mediante la transformación de la energía química contenida en combustibles fósiles, sólidos, líquidos o gaseosos.

El proceso de transformación más usado hoy en día es el termodinámico, según el cual, los combustibles proporcionan el calor necesario para generar el vapor que al circular por una tubería a alta presión adquiere energía cinética y que posteriormente se convierte en energía mecánica por medio de una turbina. Finalmente, un generador la transforma en energía eléctrica.

1.2 Centrales hidroeléctricas

Por instalación hidroeléctrica se entiende al complejo de obras civiles, hidráulicas y eléctricas que permiten transformar la energía potencial del agua en energía eléctrica. Según su tipo, las centrales hidroeléctricas pueden ser:

Plantas al hilo del agua

Plantas con almacenamiento

Plantas de acumulación de energía de bombeo

Centrales al hilo del agua. Se caracterizan por no contar con un embalse que modifique el régimen del río del cual toman el agua. En este tipo de plantas la carga aprovechable casi permanece constante, aunque el escurrimiento puede tener variaciones. Por lo general, los aprovechamientos de esta clase se ubican en ríos cuyo régimen ha sido regularizado mediante un sistema de embalses aguas arriba del sitio.

Centrales con almacenamiento. Estas cuentan con un embalse que permite regular el régimen del río en diferentes periodos de tiempo en forma diaria, semanal, mensual o anual, de modo que se obtenga un gasto medio aprovechable.

Centrales de acumulación de energía por bombeo (PAEB). En este tipo de plantas se aprovecha el sobrante de energía del sistema durante las horas de poca demanda para llevar el agua de un depósito inferior a otro superior mediante bombeo, lo que después permite generar energía eléctrica durante las horas de mayor demanda, transfiriendo el agua al depósito inferior.

1.3 Centrales termoeléctricas.

La importancia de la producción de la electricidad de origen térmico es variable según el país. Para el total de la producción mundial, la energía eléctrica de origen térmico representa un poco más de las dos terceras partes.

Centrales termoeléctricas convencionales

Este tipo de centrales puede utilizar combustóleo o gas natural como fuente energética primaria. Básicamente la conversión de energía se realiza cuando el generador de vapor transforma el poder calorífico del combustible en energía térmica, la cual se aprovecha para llevar el agua a la fase de vapor. Este vapor ya sobrecalentado es conducido a la turbina, donde su energía cinética se transforma en energía mecánica, que se transmite al generador para convertirla en energía eléctrica.

Centrales de turbogas

En este caso la generación de energía eléctrica se logra aprovechando la energía mecánica en los álabes de la turbina, misma que resulta de la expansión del aire o de la combustión, comprimidos y a altas temperaturas, y que después se transforma en energía eléctrica producida por el generador. La ventaja principal de estas centrales es la de tener un arranque rápido, ya que pueden tomar plena carga en un periodo

muy corto de tiempo, partiendo de la condición de máquina parada o máquina fría. Además permiten cubrir en forma eficiente las demandas eléctricas de duración relativamente corta (picos), respaldar el arranque de centrales termoeléctricas aisladas y aumentar la confiabilidad del suministro de energía a poblaciones importantes cuando se cuenta con una sola línea alimentadora.

Centrales carboeléctricas

Las centrales carboeléctricas no difieren, en cuanto a su concepción básica, de las termoeléctricas convencionales, la única diferencia importante es el uso del carbón como energético primario. En la práctica, el carbón y los residuos de su combustión requieren de un manejo mucho más complejo que los combustibles líquidos o gaseosos.

Centrales geotermoeléctricas

Este tipo de centrales es similar a la térmica convencional, omitiendo el generador de vapor. El vapor se obtiene de un separador que recibe una mezcla de agua—vapor del interior de la tierra que descarga directamente a una turbina. Tienen sistemas muy simples de conducciones de vapor y agua por separado.

Centrales nucleoeeléctricas

Estas centrales tienen cierta semejanza con las termoeléctricas convencionales, ya que también utilizan vapor a presión para mover los turbogeneradores. Sin embargo, en lugar de emplear combustibles fósiles para producir el vapor, aprovechan el calor que se obtiene al fisurar átomos de uranio en el interior de enormes vasijas de acero denominadas reactores.

1.4 Oferta y demanda de energía

Las centrales eléctricas deben suministrar energía a distintos tipos de usuarios, ubicados en forma dispersa, en tiempo y espacio, y además dependen de factores

tales como la disponibilidad de recursos, la economía de operación, etc. Por ello, es conveniente que, con propósito de planeación, operación y diseño de las centrales, se realice un estudio de la energía que requiere el sistema (demanda) y de la capacidad de que se puede disponer (oferta) para satisfacer las necesidades de suministro.

Oferta. La oferta de energía de un sistema está dada por los recursos locales de cada área, tomando en cuenta todas las plantas generadoras que se encuentran dentro de dicho sistema.

Demanda. Es la cantidad de energía que requiere un determinado sistema a través del tiempo, y se representa gráficamente como se observa en la fig 1.1. Las fluctuaciones de la curva rigen la operación de las diferentes plantas generadoras del sistema.

Otro aspecto importante es que, de acuerdo con las curvas de demanda de energía eléctrica, las centrales generadoras se pueden emplear para cubrir lo que se conoce como demanda base, o bien para cubrir los picos, o sea los excedentes de demanda sobre la demanda media.

Para satisfacer las necesidades de energía de cada área se utilizan en general dos sistemas de transmisión y distribución; los regionales y los interconectados, con el fin de cubrir la demanda, tanto en áreas interconectadas como en zonas aisladas.

Los sistemas regionales cubren la demanda de energía con plantas pertenecientes a estos sistemas porque son independientes. En estos casos, frecuentemente se recurre a las plantas de gas en las horas pico, o en caso de descompostura o mantenimiento de las plantas.

En los sistemas interconectados, la energía excedente de cualquiera de sus áreas pueden ser utilizadas por otra perteneciente al mismo, cubriendo así los déficits de energía. Sin embargo, cuando los déficits se presentan durante las horas pico de -

POTENCIA
Mw

9200

8313

7428

6538

P I C O S

O F E R T A

B A S E

TIEMPO

2 4 6 8 10 12 14 16 18 20 22 24 hrs



UNIVERSIDAD
LA SALLE

P. A. E. B.

Curva Típica de Demanda.

TESIS
LORENA M. VEGA GIL CHAVEZ.

Fig. 1.1

la demanda, no es posible utilizar la energía de otra área cercana, ya que estos periodos en muchas ocasiones se presentan en forma simultánea, lo que obliga a emplear plantas de turbinas que generen la energía requerida.

1.5 Distribución de los medios de generación de energía eléctrica en la curva de demanda

Para alimentar de energía eléctrica a una red se usan los diferentes medios de producción, como las plantas térmicas, hidroeléctricas, las de turbinas y las nucleares, mediante sistemas aislados o interconectados; es decir, la conexión por una o varias líneas entre dos o más sistemas. En el abastecimiento de energía deben considerarse las condiciones particulares de operación de cada planta, fig 1.2.

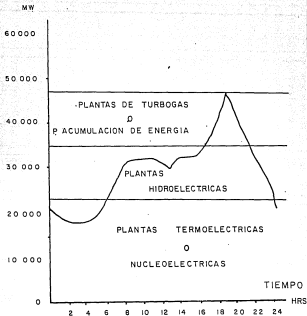
Las plantas térmicas se utilizan para cubrir la base de la demanda porque sus condiciones particulares de operación no permiten grandes variaciones de potencia. Esto se debe básicamente a que los tiempos y costos que requiere una planta térmica para efectuar variaciones de potencia son mucho mayores que los de cualquier otro tipo.

Las plantas hidroeléctricas permiten variaciones de potencia por la posibilidad de regular el régimen del río. Se utilizan después de las plantas térmicas, tanto en la base como en los picos.

Al igual que las plantas térmicas, las plantas nucleares no pueden tener grandes variaciones en su potencia, por lo que se usan para generar energía de base.

Con las plantas de turbinas se satisfacen los picos de la demanda, las fallas momentáneas o las deficiencias por mantenimiento. Si bien son plantas muy eficientes al arrancar, sólo pueden trabajar entre tres y cuatro horas, además de que su costo de generación es muy alto.

ENERGIA



UNIVERSIDAD
LA SALLE

P. A. E. B.

Distribucion de los medios de
generacion en la curva de demanda.

TESIS

LORENA M. VEGA GIL, CHAVEZ.

Fig. 1.2

2. PRINCIPIOS FUNDAMENTALES Y COMPONENTES DE UNA PLANTA DE ACUMULACION DE ENERGIA POR BOMBEO (PAEB)

Como se menciona en el capítulo anterior, casi todos los sistemas eléctricos en la actualidad, sean aislados o interconectados a sistemas eléctricos cercanos, cubren sus necesidades por medio de varios tipos de plantas generadoras. Esto se debe a que se puede lograr economía y seguridad con un sistema combinado (energía hidráulica y térmica).

Ahora bien, un sistema eléctrico debe tener la capacidad suficiente como para cubrir la demanda total del año, más un excedente que sea capaz de proporcionar el equivalente de la energía de la unidad generadora simple más grande del sistema, para poder cubrir las interrupciones ocasionadas por fallas y mantenimiento.

Al planear un sistema de suministro de energía eléctrica es necesario estimar el crecimiento de la demanda. Por lo regular esta estimación se basa en la relación del incremento de la utilización en los últimos años. La variación de esa relación debido al desarrollo económico, a los cambios tecnológicos y a otros factores, dificulta la

estimación. Así la carga que se presenta para el día de demanda máxima del año, define la capacidad necesaria de generación. Las demandas de energía de la semana de máxima demanda, del mes o del año definen la cantidad de almacenamiento en forma de agua o combustible, según el caso.

Sin embargo, tener la capacidad instalada para cubrir el punto más alto de la curva de demanda resulta antieconómico e ineficiente, lo que implica que la capacidad instalada debe cubrir la mayor energía posible para la base de la demanda, y que los picos de demanda sean cubiertos con plantas de turbinas que generen la energía para dicho periodo.

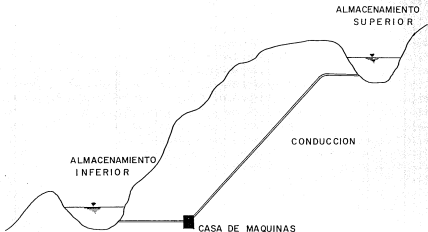
Cabe aclarar que el requerimiento de energía eléctrica para cubrir los picos de la demanda, no solo se deben a la irregularidad de la forma de un diagrama de demandas horarias sino también al crecimiento de la demanda misma.

Otra alternativa, cuyo objetivo es satisfacer la energía de pico requerida por el sistema utilizando la energía excedente de las horas de baja demanda, es la planta de acumulación de energía por bombeo.

Las PAEB son instalaciones hidroeléctricas, que durante los periodos de baja demanda utilizan la energía excedente del sistema para bombear el agua almacenada de un depósito inferior a otro superior, donde ésta permanece almacenada, hasta que se requiere hacerla descender pasando por una turbina que acciona el generador y que proporciona la energía eléctrica que cubrirá la demanda en las horas pico.

2.1 Componentes

Básicamente, las plantas de acumulación de energía por bombeo se componen de dos vasos de almacenamiento, un conducto que los une y una casa de máquinas equipada con turbinas y bombas en unidades combinadas o separadas fig 2.1.



UNIVERSIDAD
LA SALLE

P. A. E. B.
Perfil Esquemático

TESIS
LORENA M. VEGA GIL CHAVEZ

Fig. 2.1

2.1.1 Vasos de almacenamiento

Existen diferentes tipos de almacenamiento, que se utilizan de acuerdo a las condiciones del sitio del aprovechamiento, buscando economía y eficiencia.

Vasos naturales. En este caso la disponibilidad de dos vasos naturales adecuados, tales como lagos o ríos caudalosos, puede considerarse excepcional si se combina con circunstancias topográficas, geológicas y de situación aceptables para los demás elementos constitutivos de una planta de acumulación. Es más frecuente el caso de utilizar como vaso inferior un lago natural o un río caudaloso y regulado. En estas circunstancias es posible aceptar condiciones poco favorables para algunos de los elementos constitutivos, en especial para el vaso superior.

Vasos formados con presas o diques. La formación de los vasos mediante el cierre de valles, en general ofrece las mejores posibilidades para el desarrollo de plantas de acumulación de gran potencia. Para el cierre de los valles se adoptan tipos de cortinas similares a los de las plantas hidroeléctricas convencionales, pero con un costo unitario substancialmente menor, como consecuencia de la ausencia o insignificancia de las obras de desvío o excedencias.

Frecuentemente se recurre a la construcción de cortinas para aumentar la capacidad de lagos naturales. Por otra parte, la capacidad de almacenamiento de valles estrechos puede aumentarse excavando a cielo abierto dentro de los niveles normales de operación, aprovechando el producto de las excavaciones para la construcción de las cortinas cuando el material resulta adecuado.

Una consideración muy importante durante el diseño de la obra es la rapidez con que se efectúa el llenado y vaciado de los vasos, porque en cualquiera de estas dos circunstancias puede afectarse la estabilidad de las obras que conformen el almacenamiento.

Vasos excavados a cielo abierto. En regiones con alta densidad de población, donde resulta prohibitiva la inundación de los valles, se adoptan a menudo vasos excavados a cielo abierto, que pueden estar complementados con muros de concreto o diques de tierra. En casos extremos se han llegado a localizar los vasos superiores en las partes más altas de lomas y cerros, requiriendo una apreciable excavación, para formar la plataforma de desplante, que no constituye parte del almacenamiento útil por quedar muy arriba del nivel máximo de operación.

La idea de vasos excavados está asociada a plantas de acumulación de moderada y pequeña potencia, a costos relativamente altos, tanto por la magnitud de las potencias involucradas como por el elevado costo de los propios vasos.

Vasos subterráneos excavados. Con excepción del vaso superior constituido por un lago natural, por un río caudaloso o por el mar, una instalación totalmente subterránea se debe a la combinación, de la escasez de sitios favorables para plantas de acumulación ordinaria, con rocas de calidad que se comportan satisfactoriamente a grandes profundidades y que permiten una excavación muy económica y la eliminación de gran parte de los revestimientos y blindajes.

Impermeabilización de los vasos. Considerando que las áreas inundadas por los vasos destinados a plantas de acumulación son generalmente pequeñas, respecto de las potencias instaladas, se ha justificado el costo de la impermeabilización parcial o total de dichos vasos, para evitar las pérdidas por filtración. Dicha impermeabilización se lleva a cabo mediante inyecciones o revestimientos de materiales arcillosos, membranas sintéticas, mezclas asfálticas, concreto hidráulico, etc. Cuando las condiciones para el desarrollo de los demás elementos constitutivos de un aprovechamiento sean atractivos, pueden tolerarse deficiencias en los vasos en cuanto a su permeabilidad.

Oscilaciones en los vasos. A diferencia de las unidades usuales de una planta hidroeléctrica convencional, las unidades reversibles de una PAEB están sometidas a cargas dinámicas considerablemente mayores, bajo condiciones de operación rever-

sibles de arrancar y parar con más frecuencia y a oscilaciones en los vasos. Para juzgar las implicaciones que tienen las oscilaciones de niveles en los vasos, en lo que se refiere a rendimientos del equipo hidráulico, costo del mismo y de las diversas obras civiles, es necesario distinguir tres casos:

- a. Plantas equipadas con unidades reversibles (turbinas-bombas) de tipo Francis, las cuales son de reacción de flujo radial para caídas medias.

En este caso es aconsejable limitar las oscilaciones en los vasos con objeto de no acentuar conflictos inherentes a la doble función de turbina y bomba. Esto se debe a que, en una turbo-bomba, la mejor eficiencia como turbina ocurre para una carga mayor que la que corresponde a la mejor eficiencia como bomba, mientras que, aún sin oscilaciones en los vasos, las cargas disponibles en generación son menores que las que se presentan en bombeo, como consecuencia de las pérdidas en las conducciones.

La influencia de la eficiencia global del ciclo bombeo-generación es tan grande en comparación con el costo de las obras para la formación de los vasos, que ordinariamente se limitan las oscilaciones de manera que el desnivel mínimo no sea inferior al 90% del máximo.

- b. Plantas equipadas con unidades reversibles provistas de aspas móviles.

Las unidades reversibles provistas de aspas móviles pueden ser axiales, tipo Kaplan o de flujo diagonal tipo Deriaz. Su rendimiento disminuye tan lentamente al variar la carga, tanto en generación como en bombeo, que se han aceptado oscilaciones en los vasos que implican desniveles mínimos del orden de 40-50% de los máximos. En unidades tipo Deriaz, aún cuando se fabriquen con rodets rígidos se han aceptado oscilaciones en los vasos del mismo orden que las anteriores, aunque obviamente con un pequeño sacrificio adicional en los rendimientos.

- c. Plantas equipadas con turbinas (Pelton o Francis para caídas grandes y medias respectivamente) y bombas separadas.

En este caso, tanto las turbinas como las bombas pueden diseñarse para sus cargas óptimas, lo que provoca que las oscilaciones en los vasos tengan una incidencia menor en lo que se refiere a los rendimientos.

La magnitud de la limitación de las oscilaciones en los vasos debe establecerse en términos económicos conciliando, en cada caso los costos que se incrementan al aumentar las oscilaciones (costo de energía por disminución de eficiencia, costo del propio equipo hidráulico, costo de obras de toma, conducciones y pozos de oscilación, costos asociados a sumergencias en exceso de las requeridas) con los costos de las obras para la formación de los vasos.

2.1.2 Conducción

Debido al funcionamiento de las plantas de acumulación, a plena carga, considerando el bombeo, los diámetros de la conducción son substancialmente menores que los que corresponderían a las plantas hidroeléctricas convencionales. En la mayoría de los casos no es posible adoptar los diámetros teóricamente económicos, debiendo limitarse las velocidades en las conducciones por razones funcionales.

Para determinar las dimensiones óptimas de las conducciones que forman parte de una planta de acumulación es necesario considerar los siguientes casos:

1. Fija la potencia por instalar. Los gastos de diseño deberán ser mayores en la medida en que disminuyan las dimensiones de las conducciones. Por razones funcionales, el volumen de los vasos variará proporcionalmente a los gastos de diseño.

Las dimensiones de la conducción, además de afectar los costos de la misma y el de la energía perdida en ella, incidirán en forma secundaria en el costo

de las obras para la formación de vasos, obras de toma, pozos de oscilación, casa de máquinas y otras conducciones.

2. Fijos los gastos de diseño. Las potencias instaladas resultarán proporcionales a la caída neta disponible, esto es, la potencia será mayor si las dimensiones de las conducciones también lo son. Además, también por exigencias funcionales, el volumen útil de los vasos permanecerá constante.

En este caso, además de afectar el costo mínimo de la conducción y el de la energía que se pierde en ella, incidirán secundariamente en la magnitud de la potencia a instalar, por ello, en el costo de motores-generadores, transformadores, líneas de transmisión y otras instalaciones electromecánicas.

Afortunadamente, las incidencias secundarias, originadas en ambos casos por las variaciones de la caída neta disponible son de poca importancia y por lo general el análisis se limita a considerar el costo de la conducción en sí y el de la energía perdida en la misma.

De acuerdo a las condiciones geológicas del sitio y las características particulares del proyecto, las conducciones se plantean como:

- Conducción subterránea sin revestir
- Conducción subterránea revestida con concreto
- Conducción subterránea blindada
- Conducción exterior con acero
- Conducción exterior de concreto reforzado

2.1.3 Casa de máquinas

La selección final del equipo es importante, y puede estar gobernada por razones tecnológicas, como el caso de desniveles muy grandes que requieren de bombas y

turbinas separadas, o bien, por razones económicas, en estos casos se evalúan las economías iniciales que se pueden obtener de la utilización de equipos reversibles (tuberías más simples, menor número de válvulas, casas de máquinas más reducidas), con los sacrificios en las eficiencias y en la agilidad para los cambios de modo de operación.

En cuanto a la selección de la ubicación de la casa de máquinas, se debe tomar en cuenta las condiciones geológicas, geotécnicas y la regularidad de la pendiente del sitio. Las casas de máquinas pueden ser exteriores o subterráneas.

Las pendientes regulares facilitan la instalación de la casa de máquinas en el exterior, ya que la conducción podría ser sin mucha complicación y superficial. Ahora, si la pendiente y el perfil del sitio no permiten la instalación de la conducción superficial, se analiza la posibilidad de una casa de máquinas subterránea, para la cual se deben realizar estudios geológicos de mayor detalle, con el fin de garantizar su completa estabilidad.

3. REQUERIMIENTOS PARA UNA PAEB

Se han descrito los principios fundamentales y los principales componentes de las plantas de acumulación de energía por bombeo; sin embargo, otro aspecto que debe planearse cuidadosamente es su operación y mantenimiento.

Para ello es importante estudiar, definir y evaluar los requerimientos de la planta, los cuales pueden modificar el planteamiento general y la ubicación, con el fin de que su capacidad de generación no se vea limitada y participe con beneficios al sistema, cubriendo la mayor parte de las necesidades de energía eléctrica durante las horas pico.

Los requerimientos para la operación y mantenimiento de estas plantas son básicamente los que se refieren a la energía necesaria para bombear el agua y a la cantidad de agua para reponer las pérdidas de la misma en la planta.

3.1 Energía

La selección del sitio adecuado para una planta de acumulación depende de diversos factores tales como: las condiciones topográficas, geológicas e hidroclimatológicas, además debe localizarse lo más cerca posible del centro de consumo donde se requiere la energía de pico, esto con el fin de evitar pérdidas por la transmisión de la energía eléctrica. También es importante considerar la energía que se requiere durante el proceso de bombeo en las plantas de acumulación; por otra parte para determinar la capacidad de la planta, es necesario conocer las curvas de la demanda de energía del sistema eléctrico que se está estudiando.

En las curvas de demanda del sistema eléctrico involucrado se deben analizar con cuidado los picos de la demanda, con el fin de establecer los intervalos de las capacidades para el estado del sistema eléctrico, considerando también paralelo a éste el programa de desarrollo del mismo.

Para establecer la relación de la capacidad del equipo por instalar en una planta de acumulación, es necesario conocer los tiempos que se requieren para la generación y el bombeo, para lo cual se deben considerar los siguientes parámetros:

- La cantidad de la energía y del período en que se requiere generar (energía de pico requerida)
- La energía que se tiene disponible en el sistema eléctrico, tanto en magnitud como en duración para las horas de baja demanda (energía excedente que puede ser utilizada para el período de bombeo).

Por otra parte considerando que para una planta de acumulación el punto de equilibrio ocurriría si las eficiencias de bombeo y generación fuesen igual a 1, entonces la energía excedente en las horas de baja demanda serviría para bombear el agua que más tarde se haría descender para la generación de energía eléctrica en las horas pico, de modo que no habría energía excedente

ni deficiencias en el sistema eléctrico, pero como las eficiencias son menores de uno, el punto de equilibrio es superior a la demanda media, fig 3.1.

3.2 Fuentes de abastecimiento

Estas plantas se caracterizan por requerir un mínimo de recursos hidráulicos ya que solo consumen el volumen que se evapora durante el ciclo de operación.

De acuerdo con esto, las plantas de acumulación necesitan cubrir las pérdidas con pequeños gastos de reposición. Por lo que se deben realizar estudios que determinen las posibilidades de la región en cuanto a los recursos hidrológicos disponibles. Tratando de que la fuente de abastecimiento de agua sea lo más cerca posible de la planta, con el fin de disminuir la conducción para el gasto de reposición del sistema.

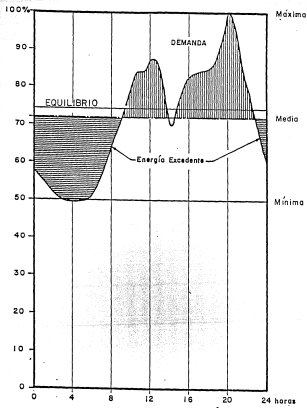
En muchas ocasiones el sistema eléctrico necesita suministrar la energía a zonas con gran demanda y escasos recursos hidrológicos ya que no sólo cubre las necesidades de la población sino también la demanda de sectores industriales y agrícolas. En estos casos se presentan conflictos por la disponibilidad del agua. Problemas que limitan el desarrollo de las plantas de acumulación. Entre las fuentes de abastecimiento más usadas en las PAEB encontramos las aguas superficiales, aguas residuales y las aguas subterráneas.

A continuación se hace una breve descripción de éstas.

Aguas superficiales

La primera opción que se considera es la posibilidad de utilizar el agua que escurre por una corriente natural. En segundo lugar, los vasos artificiales ya establecidos, y en tercero los depósitos naturales (lago, lagunas, etc.).

Es necesario tomar en cuenta los conflictos que pueden suscitarse al emplear dichos recursos, ya que el agua puede estar destinada para usos prioritarios.



CURVA TIPICA DE VARIACION DE DEMANDA DURANTE UN DIA.

Fig. 3.1

Las aguas superficiales como fuente de abastecimiento representan la alternativa más económica para suministrar el gasto de reposición requerido por la planta, debido al menor costo de las obras necesarias para el aprovechamiento.

Aguas residuales

Los efluentes urbanos, las aguas residuales de las industrias y de las plantas termoeléctricas constituyen una fuente de abastecimiento, tanto para el volumen de agua requerido en la operación de la planta como para el gasto de reposición requerido.

Se debe analizar cuidadosamente el aprovechamiento de los efluentes urbanos, ya que en muchas ocasiones se integran a los volúmenes de agua destinados para riego después de haber sido tratadas.

En el caso de que los efluentes urbanos puedan ser aprovechados, debe pensarse que estos efluentes no se mantienen durante el año ya que aumentan constantemente debido al crecimiento de las ciudades, por lo que deberá preverse durante el diseño la posibilidad de utilizar un vaso que regule el agua y de este modo evitar que ocurra déficit en algunas temporadas.

Para la utilización de aguas residuales provenientes de industrias, se toman en cuenta las características y el estado en que pueden conducirse y ser utilizadas como fuente de abastecimiento.

También es posible dar uso a las aguas que eliminan las plantas termoeléctricas que fueron utilizadas en el proceso de enfriamiento.

Sin embargo, para las aguas residuales provenientes tanto de las plantas termoeléctricas como de usos industriales, se requiere realizar estudios químicos del agua con el fin de evitar daños a las instalaciones de la planta.

Agua subterránea

La explotación y el uso del agua del subsuelo debe realizarse en forma eficiente y racional, ya que el conocimiento y el uso adecuado de los acuíferos permite prolongar la vida útil de los mismos, evitando el abatimiento en el nivel freático que encarece el bombeo al ser éste cada vez mayor.

La precipitación constituye para algunos acuíferos la única fuente de recarga, de ahí que resulte importante la distribución de la precipitación que tiene la zona de interés. El conocimiento de ésta distribución permite formarse una idea de la magnitud del acuífero, las zonas de recarga y la uniformidad de la misma.

El agua subterránea como fuente de abastecimiento de agua para las plantas de acumulación, es el más caro, ya que se requiere de energía eléctrica adicional para extraer el agua del acuífero y para esta operación es necesario crear obras apropiadas para la extracción, las cuales aumentan los costos de la planta de acumulación de energía por bombeo.

4. SISTEMA ELECTRICO NACIONAL

El desarrollo de un país generalmente implica un incremento en la demanda de energía, debido principalmente al desarrollo de su industria y al crecimiento demográfico que se origina.

Por lo anterior, bajo estas circunstancias se deben plantear programas de expansión que satisfagan oportunamente los requerimientos de energía.

En la República Mexicana, el índice de crecimiento demográfico después del último censo (1950) se estima de un 2.5% anual, que sumando el incremento en el desarrollo de la industria conduce a llevar a cabo un plan de expansión adecuado, con el fin de suministrar la energía que se prevé consumir en el futuro.

4.1 El Sector Eléctrico en México

Hablar del inicio de la industria eléctrica en México nos conduce hacia finales del siglo pasado, cuando el servicio eléctrico encontró un primer mercado en el alumbrado de minas y más tarde, en el funcionamiento de motores y telares.

Fue hasta 1881, cuando la Compañía Mexicana de Gas y Luz se hizo cargo del alumbrado público y residencial, siendo la primera de muchas compañías eléctricas que se establecieron en nuestro país durante las dos últimas décadas del siglo XIX.

Para los primeros años del presente siglo funcionaban en todo el territorio 177 plantas generadoras. La primera termoelectrica fue instalada por una fábrica textil en León, Gto. en 1879, y en 1889, se instaló en Batopilas, Chih. la primera hidroeléctrica con una capacidad de 22.38 KW.

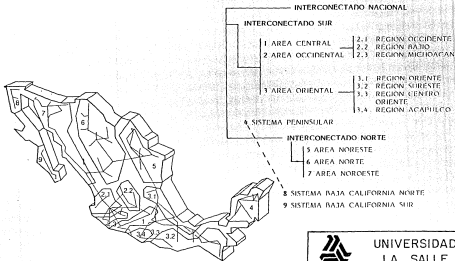
Ahora bien, el desarrollo hidroeléctrico en México data desde 1896, cuando se empezó a estudiar el proyecto Necaxa y se construyó la planta Portesuelo I, cuya operación a cargo de una empresa privada, se inició en 1898. A partir de esa fecha y hasta 1957, la capacidad instalada en plantas hidroeléctricas era de 530 MW con 46 plantas construidas por empresas privadas.

En la construcción de las primeras centrales se importaba el 100% de la tecnología, hasta que en 1937 se creó un organismo descentralizado, dependiente del Gobierno Federal, denominado Comisión Federal de Electricidad, encargado de la planeación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de las obras necesarias para generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica.

Actualmente el Sistema Eléctrico Nacional se forma de áreas interconectadas y a su vez, cada una de ellas tiene por una parte a las centrales generadoras, y en otro grupo, a los centros de consumo.

El sistema opera como una interconexión a nivel nacional, subdividido en 2 sistemas, uno interconectado norte y el otro interconectado sur, los cuales tienen 3 áreas de control que comprenden las diversas entidades de la República.

En la figura 4.1 se aprecia como se forma el sistema y los principales nodos de interconexión y distribución de energía.



UNIVERSIDAD
LA SALLE

P. A. E. B.

Sist. Interconectado Nacional.

T E S I S

LORENA M. VEGA GIL CHAVEZ

Fig. 4.1

4.2 Evolución del Sector

Para lograr que el Sector se desarrolle de acuerdo a los requerimientos, debe existir un proceso de planeación de la producción de los medios de generación, el tipo de medio principal, su ubicación en la red, y el desarrollo de los sistemas de transmisión y transformación. De acuerdo con esto, es importante la identificación de las zonas cuyo ritmo de crecimiento demandan a futuro mayor suministro de energía eléctrica, y para ello es útil tomar en cuenta factores tales como, la disponibilidad de recursos y la economía de operación.

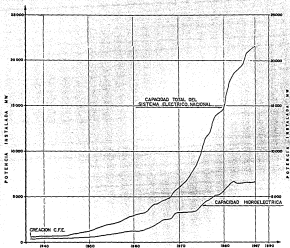
Hasta 1971, la energía eléctrica que se producía en México provenía principalmente de 4 fuentes energéticas primarias: petróleo, gas, carbón mineral y energía hidráulica. A partir de 1972 se agregó una fuente más, que es la energía geotérmica, y se espera que en este año se inicie la operación comercial de la planta nuclear Laguna Verde.

Al diversificar el aprovechamiento de las fuentes de energía primaria que se disponen para la generación de energía eléctrica se trata de solucionar en parte el problema que se preve en el futuro sobre la industria petrolera, esto es, la no dependencia de los combustibles fósiles como fuente primaria indispensable.

Ahora bien, la oferta de energía del sector eléctrico esta determinada por la capacidad de generación de sus diferentes plantas (hidroeléctricas y termoeléctricas), es decir, depende de la capacidad instalada del sistema. Para entender mejor esto, observemos la fig 4.2.

En ésta es posible observar la evolución de la capacidad instalada del sector eléctrico nacional y la importancia relativa a la capacidad instalada obtenida de la participación de las plantas hidroeléctricas.

Se puede observar en la gráfica que la participación de las plantas hidroeléctricas ha disminuido notablemente durante las dos últimas décadas. La diferencia en el



A Ñ O S



UNIVERSIDAD
LA SALLE

P. A. E. B.
Evolucion del Sector Electrico.

TESIS
LORENA M. VEGA GIL CHAVEZ.

Fig. 4. 2

ritmo de desarrollo hidroeléctrico, referido al crecimiento total del sector, se puede explicar en función de la importancia que se le asignó en distintas épocas a los principales factores para decidir la conveniencia de construir plantas hidroeléctricas o termoeléctricas. Estos factores de decisión son fundamentalmente cuatro: económicos, sociales, de operación y de conservación de recursos.

Por ello, durante la década de los sesentas la política de desarrollo de la generación eléctrica se sustentó en un crecimiento termoeléctrico acelerado, altamente influenciado por el bajo costo inicial y el auge petrolero en México.

A continuación se presenta una tabla con los datos de la potencia real instalada en cada sistema eléctrico y de cada medio de generación, todos los datos ahí consignados se refieren hasta 1986, cuadro 1.

4.2.1 Demanda

Es importante notar que el proceso de desarrollo en México requerirá de importantes cantidades de energía eléctrica y si a esto se añade que el diseño y construcción de las instalaciones para atender la demanda futura toma, en el mejor de los casos, 5 años para las plantas termoeléctricas y hasta 10 años para las hidroeléctricas y nucleares, resulta especialmente necesario aplicar un vigoroso programa de expansión, ya que la electricidad no puede almacenarse, y el no disponer a tiempo de las instalaciones bloquearía o frenaría el desarrollo nacional.

Para llevar a cabo la planeación relativa a la expansión de los sistemas eléctricos de México, se requiere como base fundamental el pronóstico de la demanda de energía y la capacidad que se requerirá a nivel nacional para cada una de las áreas. Sin embargo, esto puede ser de utilidad limitada ya que no permite definir en forma óptima la localización y características de las obras a realizar, tamaño de las centrales generadoras, así como de las subestaciones y líneas requeridas.

POTENCIAL REAL INSTALADA EN OPERACION MW

AÑO	HIDROELECTRICA	TERMoeLECTRICA					TOTAL	
		VAPOR	CICLO COMBINADO	TURBOGAS	GEOTERMO ELECTRICA	COMBUSTION INTERNA		CARBO-ELECTRICA
1974	3 521	3 415	130	971	75	259	—	8 371
1975	4 044	3 431	610	1 419	75	251	—	9 830
1976	4 541	6 012	610	948	75	274	—	11 466
1977	4 723	6 061	720	1 268	75	247	—	12 092
1978	5 225	6 458	720	1 287	75	249	—	13 092
1979	5 219	6 716	720	1 259	150	234	—	14 798
1980	5 992	6 616	540	1 190	150	137	—	14 625
1981	6 550	7 488	1 223	1 630	180	118	300	17 396
1982	6 650	8 325	1 223	1 686	205	101	300	18 390
1983	6 532	8 655	1 223	1 698	205	91	600	19 004
1984	6 532	8 929	1 227	1 760	205	107	600	19 350
1985	6 532	9 599	1 450	1 789	425	112	900	20 807
1986	6 532	9 940	1 450	1 789	535	111	900	21 286

- * A partir de 1980 se indica la potencia real instalada al 31 de diciembre. En los años anteriores se reportó la suma de capacidades de placa de las unidades generadoras.

Esto tiene como consecuencia que se efectuó un estudio de mercado de lo particular a lo general, es decir, geográficamente a partir de las zonas y regiones hasta obtener el pronóstico a nivel nacional.

Ahora bien, es necesario tomar en cuenta que la demanda de energía eléctrica se presenta en forma instantánea, y que esencialmente no es factible producirla y almacenarla, sino que se produce mediante la transformación de un energético primario en el momento en que se demanda, por esto es indispensable garantizar que la oferta se conserve siempre superior a la demanda con un nivel de confiabilidad aceptable.

Por esta razón el criterio es establecer un programa de obras asociado al pronóstico alto de la demanda. Esta estrategia se apoya fundamentalmente en el hecho de que, en el caso de existir un exceso de capacidad, el costo en que se incurre es inferior al que resultaría para el país por insuficiencias en la oferta de energía eléctrica.

Además, si en revisiones posteriores del estudio de mercado se demuestra que el diseño del programa de obras fue alto, se pueden hacer ajustes en el ritmo de construcción para absorber la capacidad excedente en plazo breve.

Para la determinación de los pronósticos de demanda de energía eléctrica se parte de los datos históricos de las ventas, consumos y demandas para cada una de las 104 zonas en que está dividido el país. Con este mismo fin se obtiene el registro de las cargas o demandas que se consideran importantes dentro de cada zona. Estas cargas se refieren a usuarios o proyectos con consumos grandes, que en su mayoría son del sector industrial.

Toda la información sobre las cifras históricas se pueden dividir en crecimiento normal y en cargas importantes, con lo que se puede estimar para cada una de las zonas el desarrollo "normal" y se añaden las cargas importantes ya solicitadas.

Para las cargas o demandas importantes en vías de emplazamiento se investigan directamente las fechas más probables de la conexión al Sistema.

Esta información proviene de las solicitudes formales presentadas por los usuarios y de algunas encuestas.

Posteriormente se someten los datos a un proceso de análisis y depuración, se determinan fechas, energías y capacidad para satisfacer las demandas.

Por otra parte, mediante la aplicación de modelos a nivel de áreas sobre las tendencias de desarrollo, se elaboran pronósticos del crecimiento normal de la demanda de energía. Estos resultados se comparan con los obtenidos al agregar los pronósticos de crecimiento normal de cada zona en áreas y finalmente se llega a un pronóstico de crecimiento normal por zona.

Una vez obtenidos los pronósticos de crecimiento normal de la demanda de energía, se añaden las cargas importantes, y así se llega a la estimación final de la energía necesaria.

La determinación de las demandas máximas requiere de un procedimiento muy similar a la determinación del pronóstico de demanda de energía normal.

Para ello se suman las demandas máximas netas de cada área que posteriormente se asignan a la zona correspondiente, los resultados obtenidos se modulan con el factor de diversidad adecuado, quedando las demandas máximas netas para el área en estudio.

Si a las demandas máximas netas añadimos las estimaciones de demandas máximas por usos propios, obtenemos los resultados de las demandas máximas brutas.

El cuadro No. 2 contiene los resultados de las demandas máximas correspondientes a cada mes de 1986 y de los resultados promedio en los años 1984 y 1985.

DEMANDA MAXIMA MWh

AREA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGO.	SEPT.	OCT.	NOV.	DIC.	1968	1969	1970
NORDESTE	900	952	979	1033	1070	1177	1164	1220	1197	998	1003	975	1220	1149	1059
NORTE	958	987	1015	1077	1087	1078	1090	1115	1019	1007	948	967	1115	1083	1008
NORESTE	1769	1853	1894	1917	2045	2068	2079	2125	2107	2101	1893	1844	2125	2100	1814
CENTRAL	4148	4018	4060	4053	4099	3898	3793	3811	4120	3989	4106	4018	4148	4342	4027
ORIENTAL	2881	2713	2635	2717	2773	2656	2653	2782	2786	2838	2737	2709	2838	2796	2608
OCCIDENTAL	2610	2845	2741	2848	2729	2621	2401	2703	2668	2549	2584	2667	2848	2405	2481
DJA. CALIFORNIA	306	385	391	412	550	588	810	649	812	450	402	420	649	819	575
PENINSULAR	317	323	349	348	352	357	349	357	356	382	366	303	365	458	304

4.2.2 Generación

Los esfuerzos realizados por la Comisión Federal de Electricidad a lo largo de 50 años, han dado como resultado, la evolución paulatina de la industria eléctrica. Esta ha sido posible a través de la utilización de los más avanzados desarrollos tecnológicos a su alcance; efectuando importantes interconexiones de los sistemas regionales de producción y distribución; automatizando su operación administrativa y productiva.

La complejidad del aparato productivo aumenta con el tiempo y tiene que solucionar igualmente el problema de satisfacer volúmenes de generación cada vez mayores derivados del desarrollo de las grandes ciudades.

La información histórica sobre la energía generada permite conocer el desarrollo que se tiene en el sistema, la generación por cada tipo de planta y su ubicación geográfica.

En el cuadro No. 3 se integra la información relativa a la generación de energía bruta; los datos aquí consignados son los más recientes disponibles (1966).

4.3 Recursos hidrológicos

Entre los recursos que nuestro país utiliza para su industria eléctrica, los hidráulicos han sido hasta hoy los más utilizados y económicos; sin embargo por razones principalmente hidroclimatológicas, el potencial hidroeléctrico está limitado a algunas regiones del país; esto es, nuestro país se caracteriza por el predominio de tierras altas y abrupta orografía en ciertas regiones.

GENERACION BRUTA

GWh

	HIDRO-ELECTRICA	TERMoeLECTRICA					TOTAL	
		Vapor	Ciclo Combinado	Turbogas	Combustión Interna	Geotermo- eléctrica		Carbón- eléctrica
SECTOR ELECTRICO NACIONAL	19 876	53 247	5 866	600	83	3 394	6 337	89 383
SISTEMA ELECTRICO NACIONAL	19 876	52 739	5 866	594	-	3 394	6 337	88 797
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	19 876	49 671	5 866	513	-	156	6 337	82 419
SISTEMA INTERCONECTADO NORTE	1 845	20 685	2 739	297	-	-	6 337	31 903
Area Noroeste	1 650	7 952	-	3	-	-	-	8 705
Area Norte	-	4 741	833	107	-	-	-	5 781
Area Noroeste	195	8 852	1 866	187	-	-	6 337	17 417
SISTEMA INTERCONECTADO SUR	18 031	29 586	3 127	318	-	156	-	59 516
Area Central	4 832	13 437	228	151	-	-	-	18 648
Area Occidental	1 081	4 665	1 584	39	-	156	-	17 125
Area Oriental	12 118	884	1 715	28	-	-	-	14 743
TIJUANA-MEXICALI	-	1 126	-	17	-	3 238	-	4 391
PENINSULAR	-	1 923	-	64	-	-	-	1 987
PEQUEÑAS CENTRALES AISLADAS	-	517	-	8	63	-	-	688

CUADRO 3

Las unidades orogénicas más importantes del país son:

- Sierra Madre Occidental
- Sierra Madre Oriental
- Cordillera Neovolcánica
- Sierra Madre del Sur
- Sierra Madre de Oaxaca
- Portillo Itsmico
- Sierra Madre de Chiapas
- Plataforma Yucateca
- Sistema Californiano

Unidades que dan lugar a la distribución de los escurrimientos de agua producto de la precipitación. Se considera que el valor del escurrimiento medio anual actualmente asciende a 415,921 millones de metros cúbicos, siguiendo una distribución paralela a la de la precipitación.

Sin embargo, la distribución de los recursos hidrológicos no es uniforme ya que tenemos casos extremos, de tal forma que se registra el 70% del escurrimiento en las zonas Golfo y Sureste y sólo el 2% en la zona Norte y Noreste de nuestro país. Por otra parte, el Sureste con sólo el 7% de área del territorio nacional, cuenta con el 40% de los recursos hidrológicos y sólo aloja el 8% de la población; el altiplano mexicano con el 51% del territorio albergan el 60% de la población y únicamente disponen del 13% de los recursos hidrológicos del país.

De acuerdo a lo anterior, cabe mencionar que el país tiene un potencial hidroeléctrico aproximado de 160 TWh de generación media anual y que sólo se ha aprovechado

aproximadamente el 25% de éste. Aclarando que sólo se consideran los proyectos mayores de 40 GWh sin contar las minicentrales cuya aplicación podría ser en zonas alejadas de las redes eléctricas de los sistemas actuales.

En la región Sureste se cuenta con un potencial hidroeléctrico aproximado de 30 TWh, sin embargo el aprovechamiento del mismo sería poco rentable debido a que la lejanía de los centros de consumo importantes obligaría a construir largas líneas de transmisión con elevados costos.

En contraste, tenemos que en las regiones Norte y Noroeste, donde son escasos los recursos hidráulicos, el potencial es muy reducido, debido a que los recursos existentes son destinados a usos prioritarios, como el abastecimiento de agua potable y riego.

En dichas zonas se encuentran importantes centros de desarrollo agroindustrial, razón que da lugar a la necesidad de un eficiente suministro de energía eléctrica. La demanda en las zonas no solo avanza a ritmo ascendente, sino también presenta periodos en los que la demanda rebasa la oferta del sistema y ocasiona las llamadas horas pico.

Actualmente se mantiene una dependencia casi total de las plantas térmicas, utilizando recursos no renovables limitados y con una variación de costo creciente por sus demandas para otras aplicaciones.

La búsqueda de soluciones por medios más económicos y eficientes ha considerado, con base en la experiencia de otros países, que las PAEB pueden suministrar la energía de pico que se requiere con algunas ventajas, como el bajo consumo de agua, apoyo a centrales térmicas de base, rapidez en la entrada y salida de operación, mayor eficiencia y equilibrio al sistema.

5 POSIBILIDADES DE DESARROLLO

En el capítulo anterior se hace notar la situación de la zona norte de nuestro país, debido a la escasez de recursos hidráulicos, con lo que resulta totalmente inadecuada la instalación de plantas hidroeléctricas convencionales. Actualmente, en la zona, la energía de base la proporcionan plantas termoeléctricas convencionales y la energía que se requiere durante las horas pico de la demanda se suministra con plantas de turbinas.

Si se hace una comparación de acuerdo al costo de generación por KWh neto generado y además, decimos que este es igual a la suma de los costos de inversión, de combustible y los de operación y mantenimiento que tiene cada tipo de planta operando en nuestro país, cuadro No. 4, obtendremos que las plantas de turbinas mantienen su costo unitario de generación más elevado que el de cualquier otro tipo de planta, esto confirma que es el medio de generación más costoso.

El problema es un hecho en nuestro país por lo que cabe preguntar cual puede ser su solución. En otros países lo han solucionado por un medio más económico, como

COSTO UNITARIO DE GENERACION.

Los costos de los combustibles se derivan del escenario medio de la evolución de sus precios.

(Dólares de E.U.A. con tasa real de descuento del 10%)

CENTRAL (Número de unidades y tamaño en MW)	INVERSION		COMBUSTIBLE		OPER. Y MANT	T O T A L
	Mills/Mwh		Mills/Mwh		Mills/Mwh	
Termoelectrica Convencional						
	(2 x 350)	14.91	34.21		1.11	50.24
	(2 x 160)	17.99	35.56		1.84	55.41
	(2 x 84)	20.99	36.71		2.03	60.39
	(2 x 37.5)	24.93	38.26		4.89	68.07
Turbogas (Gas)	(3 x 20)	36.31	39.73		0.49	86.53
Turbogas (Diesel)	(3 x 30)	37.34	57.60		0.49	103.43
Ciclo Combinado (Gas)	(3 x 230)	17.44	26.26		1.07	44.70
Ciclo Combinado (Diesel)	(3 x 210)	17.70	41.47		1.07	60.23
P i e s e l	(1 x 30)	20.48	29.43		4.40	62.01
Carbocentrica	(2 x 350)					
A - Sin desulfurizador y sin quemadores duales	2_/_	23.20	22.46		1.93	47.61
B - Sin desulfurizador y con quemadores duales	3_/_		24.26		1.78	46.33
C - Con desulfurizador y con quemadores duales	3_/_		32.13		2.38	55.92
Nuclear	(1 x 1000)					
A - Estimación media en EUA		69.08	3.76		0.71	84.23
B - Estimación optimista en EUA		24.97	3.76		0.71	49.43
C - F r a n c i a		20.62	6.23		3.63	40.50
Geotermoelectricas 4						
Lava furtiva	(2 x 100)	14.11	37.54		4.37	56.22
Las geofreas	(3 x 25)	17.77	38.18		4.01	60.37
Hidulo	(3 x 2)	14.52	39.63		1.03	51.27
Hidroelectricas						
Agua Frecia	(2 x 120)	35.28			1.08	37.36
Amalga	(2 x 33)	29.22			4.99	30.21
Bacurata	(2 x 46)	31.33			3.17	34.89
Caracra	(2 x 98)	37.40			0.84	58.24
Camadro	(2 x 13)	34.82			2.83	37.65
Chicosen	(3 x 200)	43.36			0.37	43.73
Peñitas	(3 x 100)	40.61			1.03	41.64

1/_ Se refiere a la generación neta.

2/_ Operando con carbón doméstico.

3/_ Operando con mezcla de carbones importados.

4/_ El costo de combustible incluye la inversión en exploración, perforación, instalaciones superficiales y reemplazo, así como la operación y mantenimiento del campo geotérmico.

la utilización de plantas de acumulación de energía por bombeo y los resultados obtenidos han sido satisfactorios.

En nuestro país se pueden desarrollar este tipo de plantas y en este capítulo plantearémos un ejemplo.

5.1 SITUACION DE LAS PLANTAS DE ACUMULACION DE - ENERGIA POR BOMBEO EN EL MUNDO

La utilización de plantas de acumulación de energía por bombeo en el mundo tiene ya varias décadas. La primera planta que se instaló con el fin de acumular energía mediante el bombeo fue en Zurich, Suiza en 1882, utilizando una bomba de pistón y la primera que utilizó una bomba de tipo centrífugo se instaló en Luino, Italia, en 1894.

Hablando ya del equipo de rebombeo de nuestro siglo los primeros equipos fueron fabricados en Alemania por la compañía Voith, con objeto de experimentación hacia 1908; esto dió origen a pequeñas plantas para servicios comerciales que no progresaron mucho durante la primera Guerra Mundial.

Entre 1918 a 1939 se popularizó la idea de almacenar la energía de poca demanda con el fin de mejorar el factor de carga de las plantas de vapor además de obtener un mejor precio de esa energía al devolverla al sistema durante las horas pico. Este fue el inicio real de las plantas de acumulación de energía por bombeo con el concepto actual.

En el cuadro No. 5 se presentan los datos mas importantes de las principales plantas instaladas en el mundo, incluye 31 países, 18 de ellos europeos. El país que más plantas de este tipo tiene instaladas es Alemania, un total de 26 en operación, seguida de España con 20 en operación y 14 en proyecto y en tercer lugar esta Estados Unidos con 15 plantas operando.

Si observamos el cuadro No. 6 la capacidad instalada en cada tipo de plantas varía en los 3 países que mencionamos en el párrafo anterior, Estados Unidos posee mayor capacidad, seguido de Alemania y España, los tres complementan el suministro de energía con plantas de acumulación de energía por bombeo, y sustituyen el uso de las de turbogas.

Si consideramos que la planta Schaffhausen, Suiza, inició su operación en 1909 como la primera en su tipo, tenemos casi 80 años de que se inició el desarrollo de las plantas de acumulación de energía por bombeo, obteniendo buenos resultados al complementar el trabajo de las plantas termoelectricas y actualmente el de algunas plantas nucleares, además de los beneficios económicos.

**Capacidad instalada (Mw)
en Alemania, España y Estados Unidos**

País	Térmica	Nuclear	Hidroelec.		P.A.E.B.
			Convencional	Turbogas	
Alemania	21 649.0	16 791.0	3 303.0	38 311.0	3 620.0
España	18 581.0	5 815.0	14 700.0	2 448.0	3 800.0
E.U.	479 069.8	93 182.1	68 836.9	51 649.2	16 356.0

Cuadro 6

5.2 POSIBILIDADES DE DESARROLLO EN MEXICO

En nuestro país según los planes de expansión y de acuerdo al Programa de Obras e Inversión del Sector Eléctrico (POISE), se lleva a cabo un pronóstico de requerimientos que prevén los conflictos que puedan ocurrir respecto al suministro de energía eléctrica en cada zona.

Los cuadros 7a y 7b contienen la información relativa a la capacidad instalada de cada tipo de central y la demanda máxima pronosticada para 1990, 1992, 1994 y 1996 en cada uno de los principales nodos en que está organizado el sistema.

De acuerdo con los cuadros 7a y 7b podemos observar que existen algunos nodos en los que la demanda máxima bruta rebasa la capacidad total instalada; además de que la capacidad instalada en plantas hidroeléctricas en algunos nodos es inexistente. En este caso se encuentran algunos nodos como el de Cd. Juárez, Torreón, Chihuahua y Monterrey, todos ellos en la zona Norte y Noreste del país.

Ahora bien, si en una gráfica se toman como abscisas las horas del día y como ordenadas las demandas horarias en KWh/hora, se ha observado que el diagrama de demandas así formado tiene durante muchos años con mucha aproximación la misma forma para cada día de la semana, en el mismo sistema eléctrico que abastece a un numeroso grupo de consumidores, con determinadas características en su desarrollo industrial, doméstico, etc.

Además, las ordenadas expresadas en Kwh/hora van aumentando en valor absoluto año tras año, sin embargo, la relación entre las ordenadas de las diferentes horas del día, permanece casi invariable en las diferentes horas, para cada día de la semana, con respecto a la ordenada máxima del día del máximo consumo anual.

En el sistema eléctrico del Noreste, la demanda máxima ocurre en la semana de agosto, el día jueves a las 21 horas; asignándosele el valor de 1,000 y las demandas de cada una de las 24 horas de los demás días de la semana, se expresan como una fracción decimal de la demanda máxima.

En la fig 5.1, se muestran las demandas horarias durante el mes de Agosto de 1985, en forma de gráfica de barras, y apoyada en una tabla de valores numéricos.

PLANES DE EXPANSION
CAPACIDAD INSTALADA (POISE)
EN MW

1990

NODO	HIDRAULICA	TERRICA	TURBINAS	TOTAL	DEMANDA
Santa Ana	0.0	412.0	72.0	704.0	431.9
Hermosillo	164.0	556.0	20.0	740.0	411.0
Los Nochis	295.0	49.0	0.0	275.0	740.0
Mazatlan	0.0	416.0	70.0	616.0	121.0
Munzanillo	0.0	1 900.0	0.0	1 900.0	276.8
TORREON	0.0	570.0	83.0	653.0	518.4
CHIHUAHUA	0.0	441.0	44.0	505.0	429.5
JUAREZ	0.0	316.0	133.0	449.0	240.0
MONTREY	0.0	995.0	86.0	1 081.0	1 278.8
Rio Escobedo	66.0	1 200.0	63.0	1 329.0	213.5
Matamoros	31.0	402.0	0.0	433.0	225.0
Tamico	20.0	740.0	0.0	760.0	487.2
Pose Rica	215.0	817.0	0.0	1 032.0	290.7
Central	1 200.0	3 162.0	204.0	4 574.0	4 714.7
Queretaro	1.4	246.0	0.0	247.4	403.1
San Luis Potosi	0.0	709.0	0.0	709.0	741.1
Aguascalientes	1.8	0.0	15.0	16.8	371.4
Salamanca	153.9	945.0	0.0	1 119.0	800.1
Guadalajara	273.5	10.0	42.0	345.5	911.1
Tepic	2.2	0.0	30.0	32.2	106.4
Lezaro Cardenas	1 240.0	0.0	0.0	1 240.0	702.4
Laguna Verde	91.1	1 055.0	0.0	1 146.1	501.0
Puebla	17.8	58.0	0.0	75.8	722.6
Tehuacan	154.6	0.0	0.0	154.6	212.1
Sureste	3 929.1	0.0	0.0	3 929.1	1 123.3

PLANES DE EXPANSION
CAPACIDAD INSTALADA (POISE)
EN MW

1992

NODO	HIDRAULICA	TERRICA	TURBINAS	TOTAL	DEMANDA
Santa Ana	0.0	432.0	72.0	704.0	442.3
Hermosillo	164.0	554.0	20.0	740.0	707.9
Los Nochis	345.0	360.0	0.0	725.0	419.4
Mazatlan	0.0	416.0	0.0	616.0	137.2
Munzanillo	0.0	1 900.0	0.0	1 900.0	276.5
TORREON	0.0	570.0	83.0	653.0	564.1
CHIHUAHUA	0.0	441.0	44.0	505.0	474.2
JUAREZ	0.0	316.0	133.0	449.0	420.6
MONTREY	0.0	995.0	86.0	1 081.0	1 577.8
Rio Escobedo	66.0	1 200.0	63.0	2 029.0	358.4
Matamoros	31.0	402.0	0.0	433.0	237.4
Tamico	20.0	740.0	0.0	760.0	539.3
Pose Rica	215.0	1 167.0	0.0	1 382.0	327.0
Central	1 200.0	3 162.0	204.0	4 574.0	5 036.7
Queretaro	1.4	246.0	0.0	247.4	473.1
San Luis Potosi	0.0	709.0	0.0	709.0	252.5
Aguascalientes	1.8	0.0	15.0	16.8	299.7
Salamanca	153.9	1 000.0	0.0	1 173.9	75.8
Guadalajara	432.5	10.0	42.0	504.5	1 074.2
Tepic	2.2	0.0	30.0	32.2	154.0
Lezaro Cardenas	1 240.0	702.0	0.0	1 942.0	647.0
Laguna Verde	91.1	1 710.0	0.0	1 801.1	209.7
Puebla	17.8	30.0	0.0	37.8	787.1
Tehuacan	154.6	0.0	0.0	154.6	236.0
Sureste	3 929.1	0.0	0.0	3 929.1	1 311.3

CUADRO 7 a.

PLANES DE EXPANSION
CAPACIDAD INSTALADA (FOISE)
EN MW

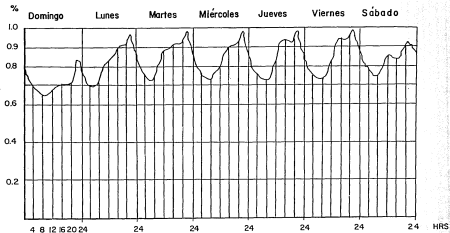
1994

REDO	HIDRAULICA	TERMICA	TURBOGAS	TOTAL	DEMANDA
Santa Ana	0.0	627.0	72.0	711.0	459.4
Hermosillo	164.0	554.0	28.0	746.0	327.2
Los Mochis	365.0	365.0	0.0	729.0	481.1
Nazatlan	0.0	616.0	0.0	616.0	156.9
Nazcanillo	0.0	3 000.0	0.0	1 300.0	231.2
TORREON	0.0	570.0	83.0	653.0	627.9
CHIHUAHUA	0.0	442.0	64.0	506.0	561.3
JUAREZ	0.0	314.0	133.0	447.0	443.4
MONTREY	0.0	995.9	86.0	1 081.9	1 090.5
Rio Escondido	66.0	2 600.0	63.0	3 269.0	425.1
Talamora	31.0	402.0	0.0	433.0	127.5
Tamico	20.0	1 440.0	0.0	1 460.0	645.0
Poza Rica	219.0	1 517.0	0.0	1 736.0	348.9
Central	1 329.0	3 162.0	204.0	4 695.0	5 022.4
Queretaro	291.6	346.0	0.0	637.6	764.0
Queretaro	0.0	709.0	0.0	709.0	434.4
San Luis Potosi	1.8	0.0	15.0	16.8	479.7
Aguascalientes	153.9	1 020.0	0.0	1 173.9	1 000.9
Salamanca	428.5	10.0	67.0	505.5	1 279.5
Guadalajara	437.5	10.0	67.0	514.5	1 279.5
Teic	962.2	0.0	30.0	992.2	224.6
Labaro Cardenas	1 240.0	1 400.0	0.0	2 640.0	791.9
Laguna Verde	91.1	1 710.0	0.0	1 801.1	342.8
Puebla	17.8	78.0	0.0	92.8	951.6
Texacoal	394.0	0.0	0.0	394.0	259.2
Sureste	3 929.1	0.0	0.0	3 929.1	1 436.1

PLANES DE EXPANSION
CAPACIDAD INSTALADA (FOISE)
EN MW

1996

REDO	HIDRAULICA	TERMICA	TURBOGAS	TOTAL	DEMANDA
Santa Ana	0.0	962.0	72.0	1 034.0	530.2
Hermosillo	164.0	554.0	28.0	746.0	345.1
Los Mochis	741.0	360.0	0.0	1 101.0	501.1
Nazatlan	0.0	616.0	0.0	616.0	159.1
Nazcanillo	0.0	3 000.0	0.0	3 000.0	271.5
TORREON	0.0	570.0	83.0	653.0	645.9
CHIHUAHUA	0.0	441.0	64.0	505.0	634.6
JUAREZ	0.0	314.0	133.0	447.0	539.5
MONTREY	510.0	995.9	86.0	1 591.9	2 062.3
Rio Escondido	66.0	3 300.0	63.0	3 429.0	441.9
Talamora	31.0	402.0	0.0	433.0	127.2
Tamico	20.0	2 540.0	0.0	2 560.0	304.0
Poza Rica	219.0	1 517.0	0.0	1 736.0	395.4
Central	1 329.0	3 162.0	204.0	5 695.0	6 531.5
Queretaro	291.6	346.0	0.0	637.6	875.0
Queretaro	0.0	709.0	0.0	709.0	484.4
San Luis Potosi	1.8	0.0	15.0	16.8	520.0
Aguascalientes	153.9	1 075.0	0.0	1 228.9	1 265.5
Salamanca	437.5	10.0	67.0	504.5	1 517.7
Guadalajara	437.5	10.0	67.0	504.5	201.1
Teic	962.2	0.0	30.0	992.2	201.1
Labaro Cardenas	1 240.0	1 400.0	0.0	2 640.0	577.6
Laguna Verde	91.1	1 710.0	0.0	1 801.1	342.8
Puebla	17.8	78.0	0.0	92.8	937.7
Texacoal	394.0	0.0	0.0	394.0	292.0
Sureste	3 929.1	0.0	0.0	3 929.1	1 436.2



CURVAS TÍPICAS DIARIAS EN PORCIENTO DE LA DEMANDA MÁXIMA.

Fig. 5.1

CURVAS TÍPICAS DIARIAS EN PORCIENTO DE LA DEMANDA MÁXIMA

Sistema Interconectado Norte.

Agosto

HRERA	DOM	LUN	MAR	MIÉ	JUE	VIE	SAB
1	77.71	73.85	79.91	81.01	80.26	80.52	82.46
2	75.02	72.52	77.09	77.60	77.25	78.03	77.88
3	73.52	70.54	75.89	75.91	76.23	76.40	76.14
4	72.86	69.85	74.69	75.25	75.18	75.78	74.83
5	72.00	70.07	73.82	74.47	74.69	74.00	75.11
6	70.76	71.45	74.43	75.59	75.81	75.12	75.13
7	67.95	69.63	74.03	73.28	75.70	75.15	72.98
8	65.14	71.73	74.44	75.18	76.44	77.58	73.66
9	67.34	60.69	61.56	62.15	67.01	63.17	78.54
10	69.06	65.67	67.11	65.07	67.27	67.95	63.73
11	70.69	68.74	68.70	66.55	68.83	69.69	61.50
12	71.28	68.04	69.60	66.38	69.07	69.78	66.36
13	71.58	70.08	70.23	69.18	69.39	70.48	65.67
14	72.28	70.20	70.39	70.41	70.33	71.23	65.60
15	71.46	70.77	71.59	70.80	71.45	72.25	63.19
16	70.99	72.51	71.92	70.50	71.12	72.55	62.45
17	72.20	72.07	72.09	71.01	72.27	71.63	61.04
18	71.23	70.53	70.84	71.63	70.91	71.20	60.44
19	70.55	68.52	69.39	68.92	68.58	68.61	60.43
20	75.60	71.58	62.77	62.06	62.17	62.57	66.28
21	62.57	67.45	66.44	66.70	67.89	67.68	67.10
22	62.63	65.25	65.20	64.33	65.64	65.43	69.07
23	60.73	68.74	69.72	68.28	60.74	62.64	66.37
24	64.14	63.46	64.80	63.87	63.69	63.78	61.10
FMH IN P.C. DE D. MÁX.	1753.81	2025.75	2098.87	2029.26	2052.49	2067.24	1958.11



UNIVERSIDAD
LA SALLE

P. A. E. B.
Tabla de apoyo.

TESIS
LORENA M. VEGA GIL CHAVEZ. Fig. 5.1

Si en la gráfica se trazan a diversas alturas líneas como la A-A, paralelas al eje de las abscisas, la gráfica quedará dividida en tres partes: (fig. 5.2)

1o. Las ordenadas *B*, que se denominarán de Base, comprendidas entre la línea *A - A* y el eje de las abscisas, o entre la propia gráfica, y dicho eje.

2o. Las ordenadas *V*, que se denominarán Valle, están comprendidas entre la línea *A - A* y la gráfica de demandas.

3o. Las ordenadas *P*, que se denominarán de Picos, son las comprendidas entre la línea *A - A* y la curva de demandas.

La razón fundamental para usar en el estudio la curva de demandas medias de una semana, en lugar de la curva del día de máxima demanda anual, se debe a que, para los otros días de la semana especialmente los sábados y domingos, el pico es menor, por lo que en estos días se tendrán algunos volúmenes sobrantes los cuales se podrán usar cuando se crea más conveniente.

Si analizamos una curva típica de demanda horaria del área (fig 5.3) para un día cualquiera, observamos claramente la existencia del pico o periodo de demanda máxima el cual es de 4 horas aproximadamente.

Con el fin de abaratar el costo de la energía de pico generada actualmente por plantas de turbogas, se propone, que las plantas de base (para el área norte únicamente plantas térmicas convencionales) trabajen a carga constante y se genere la energía requerida por el pico con plantas de acumulación de energía, utilizando el excedente de las plantas en base durante las horas de baja demanda para bombear el agua al depósito superior, para más tarde devolverla haciendo trabajar las turbinas.

A continuación se presenta como ejemplo el proyecto de una planta de acumulación a nivel planeación, cuya capacidad instalada se propone de 200 MW para un periodo de funcionamiento de 4 horas diarias.

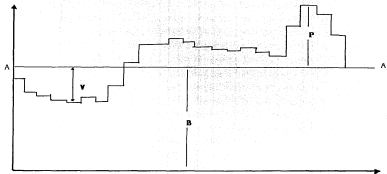
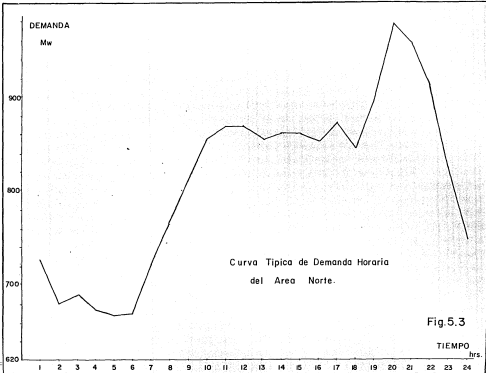


FIG. 3.2



Curva Tipica de Demanda Horaria
del Area Norte.

Fig.5.3

TIEMPO
hrs.

5.3 PLANTEAMIENTO GENERAL PARA LA INSTALACION DE UNA PLANTA DE ACUMULACION DE ENERGIA POR BOMBEO EN EL NORESTE DEL PAIS (Ejemplo).

Para el sistema noreste integrado al sistema Eléctrico Nacional y el Sistema Norte formado especialmente por plantas térmicas, en sus diversos tipos, el contar con una o varias plantas de acumulación, que pudieran satisfacer la demanda de picos en regiones conflictivas sobre una base horaria y mantener las instalaciones térmicas trabajando bajo generación constante, sería altamente benéfico.

5.3.1 Energía

La posibilidad de introducir plantas de acumulación en el sistema Noreste, implica la necesidad de evaluar la energía de base para bombear la que el sistema puede ofrecer, así como la potencia y energía de pico generada por el rebombeo, que el sistema pueda absorber.

Debe analizarse también la conveniencia de la planta de acumulación en cuanto a la evaluación de la energía de pico desplazada y el costo de la energía de base empleada para bombear (costos de operación). La evaluación de la capacidad y la energía de pico desplazables en cada nodo con las plantas de acumulación, dan las bases con las que pueden dimensionarse las plantas de acumulación y calcularse la inversión.

Energía de base disponible para el bombeo

El factor de disponibilidad depende solo del buen estado interior de la central. En cuanto al factor de planta, esta afectado por el estado interior de la central y por las circunstancias exteriores (capacidad de transmisión, nivel de demanda, etc.).

El valor máximo que puede tener el factor de planta del mes esta dada por el factor de disponibilidad del mes.

Teóricamente, si la red lo permite, las plantas de base podrían suministrar para bombear la totalidad de su capacidad fuera de las horas pico. Si asumimos que las plantas de base no suministran fuera del pico más potencia que la que aportaron a la hora del pico, entonces tiende a "aplanarse" la curva de suministro de una planta de base, fig 5.4.

Se puede verificar que la energía de base suministrada para bombeo bajo esta hipótesis excede por mucho las necesidades dictadas por la producción de pico que el sistema admite recibir de las plantas de acumulación.

La condición de no rebasar fuera del pico el nivel de potencia desarrollado a la hora del pico por las plantas de base, nos lleva a hablar de "Energía de base sin capacidad asociada" cuando se refiere a la energía de base disponible para bombear. (EBB)

Para el cálculo de esta energía en un nodo hemos considerado la diferencia de la máxima energía generable (MEG) por las plantas de base del nodo, sin exceder su potencia de la hora-pico (P_m) y la energía generada (EM).

La máxima energía generable está dictada por el factor de disponibilidad suponiendo que a la hora pico contamos con toda la capacidad efectiva reconocida de la planta (C). Esto define la "Línea de disponibilidad" bajo la cual tenemos un área dada por MEG.

$$MEG = C \times F_d \times n\dot{h}m$$

La parte de MEG generable solo a una potencia superior a P_m es el área del triángulo E_s

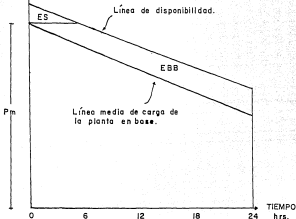
$$E_s = \frac{n\dot{h}m}{4(1-f_d)} \cdot \frac{(c - P_m)}{C}$$

La energía generada es el área bajo la línea media de carga de la planta de base, determinada por el factor de carga F_b ,

$$E_m = P_m \times f_b \times n\dot{h}m$$

POTENCIA

Mw



EBB = Energía de Base disponible
para bombear.



UNIVERSIDAD
LA SALLE

P. A. E. B.

Energía disponible.

TESIS

LORENA M. VEGA GIL CHAVEZ.

Fig. 5.4

Entonces

$$EBB = MEG - E_m - E_s$$

$$EBB = \left[C \times fd - P_m \times fb - \frac{1}{4(1-fd)} \times \frac{C - P_m^2}{e} \right] \times nhm$$

Si $(C - P_m) > 2e(1 - fd)$

entonces $EBB = P_m(1 - fb)nhm$

La energía de base disponible para bombear (EBB) es calculada en todos los nodos y tratándose de energía en horas de baja carga, se le supone disponible cualquier parte del sistema por lo que se considera la suma en conjunto.

Esta energía de base total sin capacidad asociada, es equivalente a cierta cantidad de energía de pico máxima disponible en todo el sistema, calculada mediante la eficiencia de la planta de acumulación.

Esta eficiencia se define como la energía recuperable a la hora del pico en generación de la planta de acumulación, por cada KWH empleado para bombear en horas fuera de pico.

Energía y capacidad de pico desplazables

Una vez que se tiene el valor de la energía disponible para el bombeo y el valor máximo de energía de pico requerida, se procede a obtener el valor de la energía desplazable.

El límite para aprovechar toda la energía de pico obtenible de la energía disponible es, independientemente de la capacidad instalable en planta, la aptitud del sistema para absorberla.

El valor de la planta de acumulación (independientemente de su eventual mejora a la confiabilidad del sistema) está dado por el costo de la generación de pico que habría que instalar a falta de dicha planta.

La magnitud de la necesidad de generación y de capacidad de pico condiciona la magnitud del proyecto de acumulación de energía cuando la limitante no es la energía de base para bombear, por lo que se hace necesaria la evaluación de la energía y capacidad de pico desplazables.

Para la zona comprendida entre las ciudades de Torreón, Monterrey, Cd. Juárez y Chihuahua, se calcula la participación de las plantas de turbinas y de ciclo combinado en la generación de energía de pico de Torreón y Monterrey, así como el contenido de ambos tipos en el enlace Monterrey-Torreón y en el enlace Torreón-Chihuahua.

Enseguida la energía generada por turbinas desplazable en Juárez, en Chihuahua y en Monterrey (los nodos con posibilidades de plantas de acumulación) es calculada, en ese orden, deduciéndola cada vez de la energía de pico disponible.

La generación de turbinas desplazable en un nodo estará dada básicamente por el consumo local y las exportaciones de este tipo del nodo, añadiéndose las importaciones del mismo tipo si aún hay energía de bombeo con que sustituirlas.

La sustitución de las exportaciones del nodo no modifica la carga de los enlaces correspondientes, pero sí la de las importaciones. Después de la sustitución de la energía de turbinas se analiza la sustitución de la energía de ciclo combinado con el remanente de la energía de la planta de acumulación, se hace de manera análoga iniciando con Juárez (cuyo consumo de ciclo combinado es de importación) extendiéndose hasta Monterrey. El desplazar ciclo combinado puede no ser muy deseable por lo que se puede omitir.

Las energías totales de pico desplazables en los nodos con energía de plantas de acumulación son reunidas y su valor es calculado cada mes. En conjunto son inferiores a la energía de pico máxima disponible teóricamente.

Enseguida la energía de pico desplazable es dividida entre la eficiencia de la planta de acumulación dándonos el requerimiento en energía de base para bombeo en cada uno. Se procura la satisfacción de estos requerimientos primero con energía de carbón por partes proporcionales; se calcula la incidencia en los enlaces de la energía de base transmitida.

El requerimiento de energía para bombeo no satisfecho en cada nodo es cubierto por la energía de vapor prioritariamente local.

El costo de la energía de carbón y vapor empleada para bombeo en cada nodo con planta de acumulación es calculado y deducido del valor de la energía de turbogas y ciclo combinado desplazada, para conocer los ahorros mensuales por concepto de generación en cada nodo.

A continuación se presenta un cuadro ejemplo de los ahorros y desplazamiento de capacidad y generación de energía de turbogas posibles mediante la utilización de plantas de acumulación de energía por bombeo.

**Ahorros y desplazamientos de capacidad y generación turbogas
posibles mediante la utilización de PAEB
para el nodo Monterrey**

		1900	1991	1992	1993	1994
Ahorro		1258.2	2456.5	3003.0	3267.3	3026
TG (max/mes)	(MW)	1918.0	225.9	256.9	239.1	244.3
TG (med/mes)	(MW)	8414.7	154.88	170.32	171.02	167.58
TG (max/Mes)	(Gwh)	2017	32.5	39.1	32.4	36.8
TG (med/mes)	(Gwh)	1017	19.25	23.95	24.97	23.12

Cuadro No. 8

5.3.2 Generalidades del sitio

El área propuesta se localiza a 32 kms. al sureste de la ciudad de Monterrey, a 5 kms. al suroeste del poblado el Cercado, N.L. en el paraje denominado Potrero de Serna, las coordenadas centrales del proyecto son $100^{\circ}09'30''$ longitud oeste y $25^{\circ}20'30''$ latitud norte, fig 5.5.

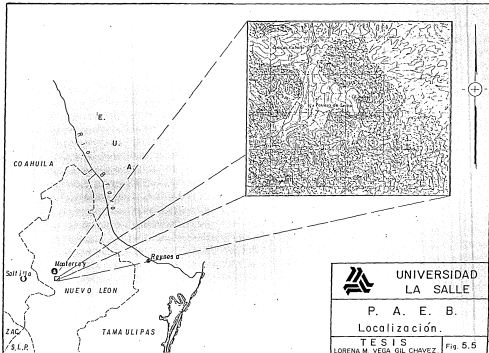
El acceso al sitio se realiza, por la carretera Federal No. 85 hasta el poblado El Cercado y después por el camino el Cercado-Laguna de Sánchez, pavimentado hasta el Puerto Genovevo; existen además varias brechas y caminos en construcción que comunican a la mayor parte del área.

El clima es cálido subhúmedo con precipitación media anual de 1000 a 1200 mm, variando sus temperaturas desde $5^{\circ}C$, en épocas invernales hasta $44^{\circ}C$ en temporada de verano. Las asociaciones vegetales están formadas por matorral submontaño, bosques de pino encino, pequeñas áreas de cultivo de temporal y un área sembrada con nogales en la explanada denominada Potrero de Serna. La fauna predominante pertenece a especies inferiores así como animales de corral.

5.3.3 Topografía

El área en estudio se dividió en tres zonas: la topográficamente baja es aquella cuyo relieve es menor a los 600 msnm; la media se encuentra comprendida entre los 600 y 1000 msnm y la alta es aquella cuyas elevaciones sobrepasan los 1000 msnm.

La zona topográficamente baja se encuentra en el extremo noreste con elevaciones de 600 msnm, presenta relieve suave. La zona topográficamente alta se encuentra en la parte suroeste, noroeste y central, con elevaciones que van de los 1000 a 1600 msnm, constituye la mayor parte del área en estudio y presenta relieve abrupto. Dentro de esta zona por su altitud, destacan el Cerro Mauricio, el C. Las Margaritas, el C. de Felicita, Pico del Nicho y el C. del Aire. La zona topográficamente media



se encuentra entre las 2 zonas mencionadas con anterioridad; enmarca una área considerable y es la que presenta el relieve más abrupto. En esta zona tenemos el Cañon de Mauricio y el Cañon Cola de Caballo con pendiente abruptas excepto las áreas aledañas al Corral de Piedra y Potrero de Serna con elevaciones promedio de 860 y 870 msnm respectivamente.

Dentro de la zona topográficamente alta queda alojado el vaso superior en el Cerro del Aire, de relieve suave con altitud promedio de 1230 msnm. Y dentro de la zona media se localiza el vaso inferior en el sitio de Potrero de Serna, donde la elevación promedio es de 870 msnm, fig 5.6

5.3.4 Hidrología

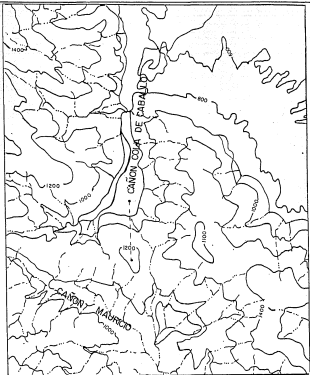
El área en estudio se puede dividir en 2 subcuencas superficiales, delimitadas por un parteguas de sensible dirección este-oeste y que pasa por los puertos Genovevo, del Aire, de Pinos y de Margaritas, fig 5.7

La subcuenca del parteguas hacia el norte será denominado Subcuenca Cola de Caballo y hacia el sur subcuenca de Mauricio.

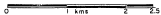
La subcuenca Cola de Caballo es drenada por el arroyo del mismo nombre el cual tiene 3 escalonamientos que dan lugar a 3 cascadas, siendo el principal salto el de 780 a 740 m, el cual origina la cascada principal llamada Cola de Caballo, hacia aguas abajo este drenaje toma el nombre de arroyo Escamilla.

La subcuenca de Mauricio es drenada por el arroyo Corral de Piedra, el agua proviene principalmente de manantiales, que brotan donde el nivel estático del agua subterránea sobrepasa la elevación de confinamiento, originado por la barrera hidrológica, constituida principalmente por la formación Mendez.

El manantial que aporta la mayor parte del agua que forma la Cascada Cola de Caballo, se encuentra a 875 msnm brota sobre la traza de la falla de Genovevo, su



ESCALA GRAFICA APROX.



Area topográficamente Baja

Area topográficamente Media

Area topográficamente Alto



UNIVERSIDAD
LA SALLE

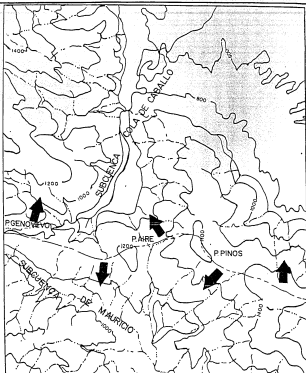
P. A. E. B.

Topografía

TESIS

LORENA M. VEGA GIL CHAVEZ.

Fig.5.6



ESCALA GRAFICA APROX.



Curva de nivel



Arroyo



Parteaguas



UNIVERSIDAD
LA SALLE

P. A. E. B.
Hidrología

TESIS

LORENA M. VEGA GIL CHAVEZ

Fig. 5.7

caudal es de aproximadamente 80 lps. Otros manantiales de menor caudal brotan a mayores y menores elevaciones, estos últimos brotan sobre trazas de falla, en los contactos con formación la Peña o con los horizontales arcillosos de la formación Agua Nueva.

Del agua que drena en la parte alta de la subcuenca Cola de Caballo, parte es consumida en uso doméstico, el resto pasa por las cascadas; aguas abajo se une el agua proveniente de otros aprovechamientos (2 socavones y otros manantiales de gasto menor); parte de esta agua es trasladada a Monterrey, N.L. y parte es destinada a la industria (fábrica de textiles Monterrey) y uso en el Hotel Cola de Caballo. Del total del agua rodada en esta parte de la subcuenca se considera que más del 50% esta concesionada a textiles Monterrey y al Hotel Cola de Caballo.

Otros aprovechamientos hidráulicos son: los 2 socavones existentes que tienen - 208 m de longitud fueron construidos por la S.A.R.H. en la margen izquierda del arroyo los cuales funcionan como galerías filtrantes, logrando coleccionar un caudal de 400 lps aproximadamente, parte del cual se descarga al acueducto Santiago-Monterrey y se destina para uso urbano en la Cd. de Monterrey. Estos socavones debido a su longitud coleccionan agua subterránea de la subcuenca Mauricio.

Tenemos entonces, que tanto la subcuenca de Cola de Caballo como la de Mauricio tienen corrientes perennes, el agua de la subcuenca Cola de Caballo está parcialmente comprometida por derechos de servidumbre pero considerando que el almacenamiento para generación se proyecta para un millón de metros cúbicos, se requiere de un caudal de 115 lps, durante 100 días para el llenado y posteriormente +- 25 lps para reponer las pérdidas por evaporación y/o filtración.

Tomando en cuenta las condiciones hidrológicas de ambas subcuencas, el requerimiento de agua para el proyecto, no afectaría los actuales usos del agua.

5.3.5 Condiciones geológicas

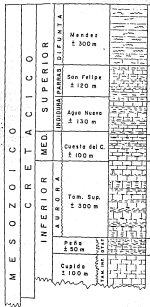
Dentro del área afloran las formaciones Tamaulipas Superior y Cuesta del Cura. La principal estructura de esta alternativa corresponde al anticlinal del Nogal, (Fig 5-8), en cuya cima se proyecta el vaso superior. En el medio de dicha estructura afloran calizas de la formación Tamaulipas Superior y en ambos flancos calizas delgadas con abundantes pliegues de la formación Cuesta del Cura, pudiendo señalarse que la morfología del lugar implica la construcción del vaso en su totalidad, en este aspecto el área susceptible de ser aprovechada a la cota 1225 msnm es de $62,500 \text{ m}^2$, por lo tanto la altura del vaso sería de 20 m, para poder alojar un millón de metros cúbicos, al descapote de $806,500 \text{ m}^3$.

El rumbo de las capas tiene una dirección NW-SE ubicándose aproximadamente en forma paralela a la posible línea de conducción que se tiene programada, lo cual hasta cierto punto resulta inconveniente ya que la presencia de lutitas y el echado en general pueden favorecer el deslizamiento de los estratos; sin embargo, existen pliegues de tercer orden, localizados dentro de la Formación Cuesta del Cura, que favorecen la estabilidad de las rocas y en consecuencia de la conducción.

El área se encuentra afectada por la posible presencia de las fallas de Potrero y Genovevo, no obstante, se consideran de bajo riesgo, ya que no se han encontrado evidencias de movimientos recientes.

La explanada de Potrero de Serna tiene una cubierta de aluvión compuesta principalmente por limo con arena y grava. En esta parte el aluvión se encuentra sobre las formaciones Cuesta del Cura y Tamaulipas superior. El sitio para el vaso es atractivo por su dimensión y la regularidad de su superficie, sin embargo, será necesario impermeabilizar toda el área. La falla de Genovevo no es problema, ya que la altura del bordo será de no más de 20 m y por lo tanto las presiones serán de baja magnitud, además no se observaron indicios recientes de desplazamientos que pudieran indicar fallas activas.

SECCION COLUMNAR PRELIMINAR ANTICLINAL DEL NOGAL COLA DE CABALLO, N.L.



MARGAS Y LUTITAS (CALCREAS COLOR GRIS, ESTRA-
TIFICACION MEDIA CON ESPORADICAS Y DELGADAS INTERCALACIONES
DE CALIZA ARCILLOSA Y ARCILLO-ARCENOSA.

CALIZA ARCILLO-MARGOSA Y CALCARENITA COLOR GRIS,
DE ESTRATIFICACION DELGADA A MEDIA, CON DELGADAS
INTERCALACIONES DE LUTITAS Y MARGAS.

CALIZAS ARCILLOSAS COLOR GRIS, INTERCALADAS CON LU-
TITAS Y LUTITAS CALCAREAS A MARGAS; ESTRATI-
FICACION MEDIA A DELGADA, ALTERNAN CON DELGADOS Y
ESTRATOS DE LUTITAS BITUMINOSAS.

CALIZAS ARCILLOSAS A LA MEDIA-MICRITICA COLOR GRIS, ESTRATI-
FICACION DELGADA A MEDIA, PRESENTA NUBOSOS Y ON-
DAS DE PEDERNAAL ALTERNAN CON CAPAS DELGADAS DE
LUTITAS A MARGAS.

CALIZA (MUDSTONE A WACKESTONE) COLOR GRIS, ESTRATI-
FICACION DELGADA A MEDIA, PRESENTA LENTES Y
NUBOSOS DE PEDERNAAL, ASI COMO DELGADAS INTER-
CALACIONES DE LUTITAS CALCAREAS A MARGAS.

LUTITAS CALCAREAS A LUTITAS COLOR GRIS CON ESCASAS Y
DELGADAS INTERCALACIONES DE MARGAS Y CALIZA ARCIL-
LOSA; ESTRATIFICACION DELGADA A LAMINAR.

CALIZA (MUDSTONE A WACKESTONE) COLOR GRIS, ESTRATI-
FICACION MEDIA A MEDIA CON ESPORADICAS Y DEL-
GADAS INTERCALACIONES DE LUTITAS A MARGAS, PRESENTE
ESCASO PEDERNAAL.

Fig. 5.8

En conclusión, desde el punto de vista geológico se considera que el sitio es aceptable.

Materiales para construcción

Tanto para las obras a construirse en el vaso superior, como en el vaso inferior, los materiales y agregados no constituirán ningún problema, ya que el material fino y granular se puede obtener de la Formación Méndez, La Peña y horizontales arcillosos de la Formación Agua Nueva; que se encuentra aflorando en la mayor parte del área, mientras que el material para enrocamiento se puede obtener de los afloramientos calcáreos, los cuales de igual manera son muy abundantes y con características físicas variables (dif. litológicas y de estratificación), lo cual permitiría seleccionar los bancos a explotarse.

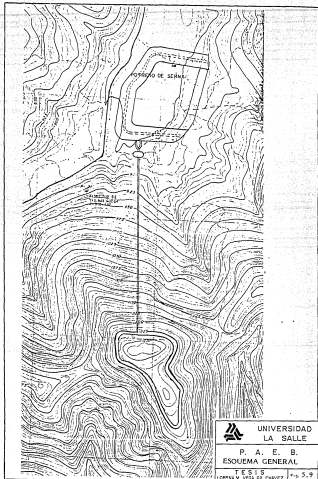
Aunque no se piensa que pudiera haber problemas con los acarreos de materiales debida a la abundancia de éstos, cercanía y vías de acceso se recomienda tomar en cuenta los volúmenes de material removido para el desplante de las obras (vasos superior e inferior, túneles de conducción, casa de máquinas, etc.), así como para la reubicación de caminos.

5.3.6 Vasos de almacenamiento

Una vez establecidas las condiciones hidrológicas, topográficas y geológicas principales del sitio, se plantea el esquema general del proyecto, fig 5.9

El análisis del esquema inicia con el dimensionamiento de los vasos de almacenamiento, ya que de éste dependen las condiciones de otras estructuras.

Para el ejemplo planteamos que la potencia que se requiere instalar en el sistema Noroeste es de 200 MW, de ahí partimos aprovechando las áreas disponibles en la explanada de Potrero de Serna, para el vaso inferior y el área disponible producto del descapote del Cerro del Aire para el vaso superior.



UNIVERSIDAD
LA SALLE

P. A. E. B.
ESQUEMA GENERAL

TESIS

LEONARDO M. VEGA GARCIA

Nº 5.9

Tomando en cuenta que $P = QH\eta$

donde

P	Potencia por instalar
Q	Gasto medio
H	Desnivel = 344 m
η	Eficiencia combinada

Si $\eta = \eta$ mecánica $\times \eta$ eléctrica $\times \eta$ hidráulica, y

$$\eta \text{ mec} = 0.92$$

$$\eta \text{ elect} = 0.98$$

η hidr = 0.92, entonces la eficiencia combinada es 0.83 y por tanto

$$P = 9.81 QH 0.83$$

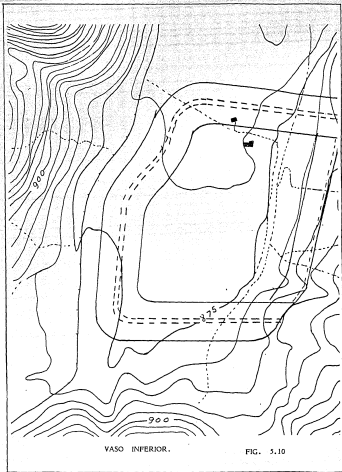
Si la energía de pico que se requiere en el sistema es para un periodo de 4 horas diarias, y se propone un régimen de regulación diario, entonces tenemos que el volumen que se requiere almacenar es

$$71.4 \text{ m/seg} \times 4 \text{ hrs} (60 \times 60) = 1'028,160 \text{ m}^3$$

A. VASO INFERIOR

a.1 Ubicación.

Se encuentra, como habíamos dicho, con la explanada de Potrero de Serna, se tiene un área disponible de 70,000 m² y se requiere de un muro de contención de 15 m de altura para un almacenamiento de 1'102,875 m³, fig 5.10. Planta del sitio.



a.2 Contención.

Se propone un bordo con las condiciones de taludes de la fig 5.11 debido a las condiciones geológicas del terreno, se llevará a cabo la nivelación del terreno a la elevación 870 msnm.

a.3 Ladera (bordo).

Se plantea la posibilidad de aprovechar la ladera y construir un semibordo, éste con el fin de impermeabilizar la pared y aprovechar al máximo el espacio existente, fig 5.12. Las condiciones establecidas tanto para el bordo o muro perimetral como para el semibordo de la ladera, tomando en cuenta condiciones de estabilidad y de impermeabilidad, además de aprovechar el material producto de el descapote del Cerro del Aire.

a.4 Cantidades de obra.

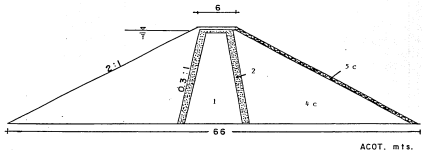
- Excavación

	Volumen
Por nivelación del piso	279,594 m ³
Por recorte de la ladera	438,125 m ³
Volumen total excavado	717,719 m ³

- Impermeabilización

	Volumen
Materiales: 1	47,475 m ³
Materiales: 2	7,812 m ³
Materiales: 4c	31,650 m ³
Volumen total impermeabilización	87, 037 m ³

SECCION DEL BORDO (VASO INFERIOR)



- Tipo 1 MATERIAL IMPERMEABLE COMPACTADO
- Tipo 2 GRAVA-ARENA PROCESADA PARA FILTROS.
- Tipo 4c ENROCAMIENTO COMPACTADO
- Tipo 5c ENROCAMIENTO

FIG. 5. II

SECCION DEL BORDO EN LA LADERA
(VASO INFERIOR)

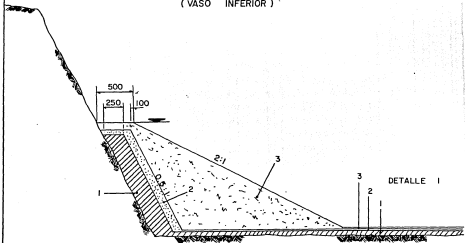
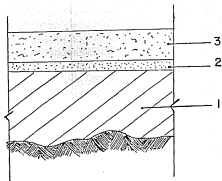


FIG. 5.12



DETALLE I

Tipo 4c ENROCAMIENTO COMPACTADO

Tipo 2 GRAVA-ARENA PROCESADA —
PARA FILTROS

Tipo 1 MATERIAL IMPERMEABLE COM-
PACTADO

FIG. 5.12 a

- Bordo	
Longitud del bordo	900 m
Area sección transversal	540 m ²
Tipo de Materiales	Volumen
5c	68,040 m ³
4c	228,420 m ³
2	72,900 m ³
1	116,640 m ³
Volumen total muro	486,000m ³

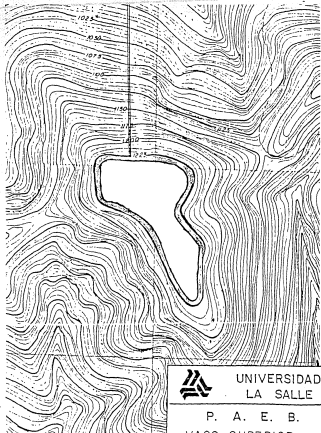
- Bordo ladera	
Longitud del bordo	300 m
Area sección transversal	273.25 m ²

Materiales	Volumen
1	20,493 m ³
2	7,380 m ³
3	54,103 m ³

B. VASO SUPERIOR

b.1 Ubicación.

Se planea desplantar el vaso superior a la cota 1225 msnm sobre el Cerro del Aire, fig 5.13. Con el descapote del cerro a esa cota se tiene como área disponible - 62,500 m². Por lo que, para aprovechar al máximo el área, se propone un muro de concreto tipo gravedad dejando un metro empotrado y un metro de bordo libre,



ESCALA 1: 5000



UNIVERSIDAD
LA SALLE

P. A. E. B.

VASO SUPERIOR

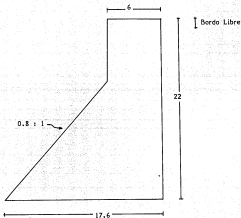
TESIS

LORENA M. VEGA GIL CHAVEZ.

Fig. 5.13

entonces para obtener el volumen de almacenamiento que requiere el proyecto, la altura del muro será de 22 m.

b.2 Sección del muro



NAMO	1205.00 msnm
NAMINO	1228.00 msnm
Cota de desplante	1225.00 msnm
Area expuesta	34572.0 m ² .

Fig 5.14

b.3 Cantidades de obra.

- Excavación: Descapote 806,500 m³
- Volumen del muro de concreto 239,200 m³
- Impermeabilización (Ver detalle de la impermeabilización del vaso inferior)

Materiales	Volumen
4c	24,012 m ³
1	38,017 m ³
2	6,002 m ³
	Volumen total 66,030 m ³

5.3.7 Selección y dimensionamiento del equipo y elementos principales

A continuación, se proporcionan los lineamientos generales para la selección y el dimensionamiento de los elementos principales de las plantas de acumulación de energía por bombeo, en la etapa de planeación. Estos elementos incluyen el dimensionamiento de las turbinas-bomba reversibles, generadores, tubería a presión y la obra de toma.

La metodología propuesta es el resultado de la combinación de las experiencias de varios autores, que han analizado estadísticamente las dimensiones y el comportamiento de este tipo de plantas.

A. Selección y dimensionamiento de las turbinas-bomba reversibles

Consideraciones Generales.

Para lograr una adecuada elección de las turbinas-bomba, deben tomarse en cuenta la compatibilidad del funcionamiento como turbina y como bomba,

la cual puede expresarse en función de los siguientes conceptos:

- La potencia requerida operando como turbina.- Este factor es el que define el esquema del aprovechamiento en base a la caída disponible y los requerimientos de potencia en la zona donde se planteará el esquema.
- El comportamiento operando como bomba.- Definida la potencia como turbina, ésta se hará extensiva a la bomba, y dependiendo de la carga a vencer se definen las características del equipo.

Para lograr la compatibilidad señalada, deben definirse los intervalos de operación funcionando como bomba y como turbina, fig 5.15

Metodología.

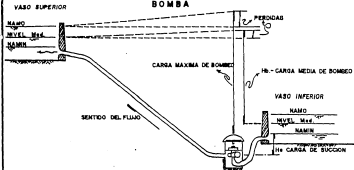
La metodología propuesta para la selección y el dimensionamiento de las turbinas-bomba es la siguiente:

- a. En base a la potencia requerida como turbina se define al gasto a turbinar con la carga de diseño disponible.
- b. Se define la carga de bombeo máxima, media y mínima, asumiéndose que la carga óptima de bombeo corresponde a la carga media, si esta carga es mayor a 500 m * se tratará de una bomba Francis reversible de varios pasos cuyas características se determinan del punto m al punto q. En caso contrario se tratará de una turbina Francis de un solo paso y sus características se determinan a partir del punto c y hasta el punto l.
- c. Asumiendo que la potencia de la turbina es la misma que para la bomba, se determina el gasto que se dará como bomba por medio de la ecuación,

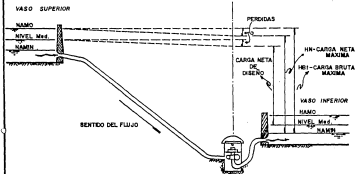
$$Q_b = \frac{P \eta}{9.81 H_b} \quad (1)$$

* Debe señalarse que existe una zona de traspase en caso de cargas de bombeo se refiere para definir si la unidad será de uno o varios pasos, ésta región está entre 400 y 600 m

FUNCIONAMIENTO COMO BOMBA



FUNCIONAMIENTO COMO TURBINA



TURBINAS-BOMBA REVERSIBLES

Fig. 5.15

donde

- Q_b gasto como bomba en m^3/s
 P Potencia en KW
 η eficiencia como bomba = 0.92
 H_b carga media de bombeo en m

- d. Se determina la velocidad de rotación de la turbina-bomba por medio de la ecuación

$$n = \frac{n_{sb}(H_b)^{3/4}}{(Q_b)^{1/2}} \quad (2)$$

donde

- n = velocidad de rotación en rpm
 n_{sb} = velocidad específica funcionando como bomba ($m - m^3/s$)

Para la determinación del valor de n puede suponerse para una primera aproximación el valor de $n_{sb} = 43.4$ que es un valor estadístico promedio óptimo.

Para verificar si el valor de n_{sb} es el adecuado, la relación $n_{sb}\sqrt{H_b}$ debe cumplir con el siguiente requisito.

$$320 \leq n_{sb}\sqrt{H_b} \leq 750 \quad (3)$$

Esto con objeto de estar dentro de los intervalos experimentados por las plantas actualmente construidas.

- e. Una vez determinado el valor de n , éste debe coincidir con aquellos de frecuencia síncrona que está en función de número de polos del generador el cual debe ser múltiplo de cuatro.

$$N^\circ \text{ Polos} = \frac{120 \times \text{frecuencia}}{\text{Vel. de rotación}} \quad (4)$$

- f. Determinada de este modo la velocidad de rotación, se calculará nuevamente la velocidad específica por medio de la ecuación 2, quedando.

$$n_{sb} = \frac{n (QM)^{1/2}}{(Hb)^{3/4}} \quad (5)$$

Este valor es el característico para definir las dimensiones de la turbina así como para obtener la sumergencia requerida.

- g. Calcular la sumergencia requerida por medio de la determinación de σ_b (sigma de inicio de cavitación) que para turbina-bomba tiene el siguiente valor.

$$\sigma_b = 1.37 \times 10^{-3} (n_{sb})^{4/3} \quad (6)$$

La relación de la carga neta de succión positiva requerida con la σ_b es la siguiente.

$$CNSP_r = Hb \sigma_b \quad (7)$$

Por otro lado la carga neta de succión positiva disponible esta dada por

$$CNSP_d = H_s + H_a - H_v - H_f \quad (8)$$

donde

- H_s carga de succión (diferencia entre el nivel mínimo en vaso inferior menos elevación del eje del distribuidor)
 H_a carga de presión atmosférica (m)
 H_v presión de vaporización (m)
 H_f suma de pérdida de carga entre la toma vaso inferior-turbina

Una vez calculadas las $CNSP_r$, $CNSP_d$ se comparan con la limitante de la

$CNSP_2 \geq CNSP_1$ para lo cual se hace variar la carga de succión (H_s)
(9)

En caso que la carga de succión resulte excesiva, se puede proponer una velocidad de rotación menor, que cumpla con los requisitos señalados en los incisos d y e. Debe señalarse que el comportamiento como bomba es el que rige las condiciones de sumergencia que son más severas que para el caso del funcionamiento como turbinas.

- h. Se determinan las dimensiones del rodete-impulsor, el cual esta en función del coeficiente ϕ el que a su vez representa la relación entre la velocidad periférica del rodete y su correspondiente velocidad de desboque.

El valor del coeficiente ϕ se obtiene de la figura 5.16 entrando con la velocidad específica n_{sp}

Conocido ϕ se determina el diámetro del rodete (D_R)

$$D_R = \frac{\phi (Hb)^{1/2}}{11.8 \times 10^{-3}(n)} \quad (10)$$

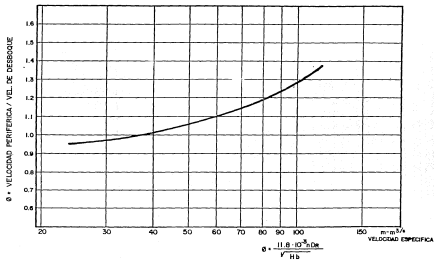
donde

D_R diámetro del rodete en m

- i. Se determina el coeficiente N con el cual se determinaran las demás dimensiones, este valor esta dado por

$$N = \frac{n (P)^{1/2}}{(Hb)^{3/4}} \quad (11)$$

El valor de N , en forma conjunta con D_R proporcionarán las dimensiones de rodete-impulsor, carcasa y tubo de aspiración.



RELACION DE VELOCIDAD VS. VELOCIDAD ESPECIFICA.

Fig. 5.16

- j. Se determinan las dimensiones del rodete. En la figura 5.17 se muestran las dimensiones las cuales se definen por las siguientes relaciones:

$$D_2/D_R = 0.284 + 0.00235 N$$

$$H_1/D_R = -0.0438 + 0.00121 N$$

$$(H_2 + H_3)/D_R = 0.155 + 0.00119 N$$

Nota: Todas las dimensiones están expresadas en metros.

- k. Se determinan las dimensiones de la carcasa. En la figura 5.18 se muestran las dimensiones.

$$A/D_R = 0.19 + 0.0031 N$$

$$B/D_R = 0.84 + 0.0016 N$$

$$C/D_R = 0.88 + 0.002 N$$

$$D/D_R = 0.91 + 0.0026 N$$

$$E/D_R = 0.86 + 0.0012 N$$

$$F/D_R = 1.58 + 0.000072 N$$

$$G/D_R = 1.23 + 0.0006 N$$

$$H/D_R = 1.084 + 0.00061 N$$

$$I/D_R = -0.041 + 0.0012 N$$

$$L/D_R = 0.21 + 0.0022 N$$

$$M/D_R = 0.12 + 0.0013 N$$

- l. Se determinan las dimensiones del tubo de aspiración. Debido a la similitud entre las velocidades a la salida del rodete entre las turbo-bombas y las turbinas Francis convencionales. Las dimensiones del tubo de aspiración para estas últimas se hacen extensivos a las turbinas-bomba reversibles. En la figura 5.18 se señalan estas dimensiones.

DIMENSIONAMIENTO DEL RODETE

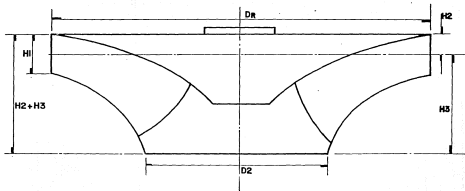


Fig. 5.17

DIMENSIONES DE RODETE, CARCAZA Y TUBO DE ASPIRACION

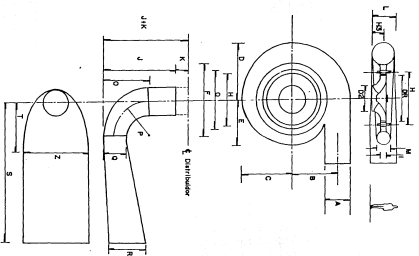


Fig. 5.18

$$(J + K)D_R = 1.42 + 0.0035 N$$

$$O/D_R = 0.57 + 0.0033 N$$

$$P/D_R = 0.42 + 0.0026 N$$

$$Q/D_R = 0.57 + 0.00094 N$$

$$R/D_R = 0.54 + 0.0019 N$$

$$S/D_R = 2.32 + 0.0059 N$$

$$T/D_R = 0.55 + 0.0028 N$$

$$U/D_R = 0.15 + 0.0012 N$$

$$Z/D_R = 0.083 + 0.012 N$$

Hasta aquí la forma de determinar las características de la turbina-bomba reversible de un solo paso.

Turbina-bomba de varios pasos

El procedimiento es el siguiente:

- m. Se determina la carga bruta máxima operando como turbina (H_M)
- n. Con la carga bruta máxima y la potencia de la turbina requerida, se determina el número de pasos y la velocidad de rotación en la figura 5.19.
- o. Con base en la figura 5.20 se determina el valor de la sumergencia requerida dependiendo del número de pasos determinado en el punto n.
- p. Utilizando la figura 5.21 se determina el diámetro de los rodetes en función del número pasos, la velocidad de rotación y la potencia operando como turbina.

No. DE PASOS Y VELOCIDAD DE ROTACION.

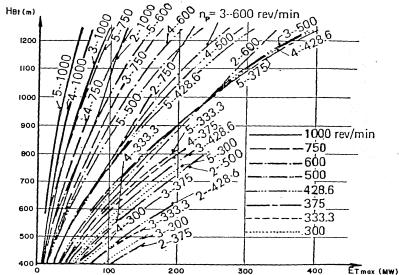


Fig. 5.19

No. DE PASOS EN FUNCION DE Hs Y Hbt

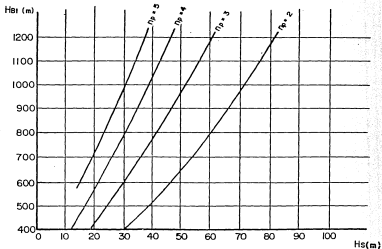


Fig. 5.20

DETERMINACION DEL DIAMETRO DEL RODETE

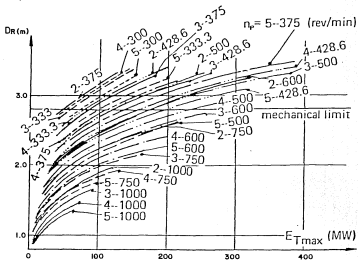


Fig. 5.21

- q. Con los diagramas de la figura 5.22 se obtienen las dimensiones del rodete, carcasa y tubo de aspiración siendo éstas:

$$A = 1.78 D_R$$

$$B = (n^{\circ} - 1) 0.49 D_R^*$$

$$C = B + 0.16 D_R$$

$$D = 1.47 D_R$$

$$E = 1.23 D_R$$

$$F = 1.31 D_R$$

$$G = 1.39 D_R$$

$$H = 0.78 D_R$$

$$I = C + 0.46 D_R$$

$$J = 0.59 D_R$$

$$K = 1.18 D_R$$

$$L = 0.80 D_R$$

$$M = 1.48 D_R$$

$$N = 1.39 D_R$$

$$O = 1.26 D_R$$

$$P = 1.12 D_R$$

$$Q = 0.99 D_R$$

* En este caso n° = número de pasos

DIMENSION DE CARCAZA Y CUERPO DE IMPULSORES

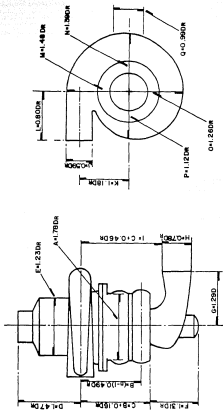


Fig. 5.22

- r. Se determinan los pesos aproximados del rodete, carcasa, tubo de aspiración y cuerpo de la bomba con las siguientes expresiones:

$$W_{\text{rodete}} = 0.49 D_R^3$$

$$W_{\text{carcasa}} = 6.66 D_R^3$$

$$W_{\text{tubo asp}} = 1.84 D_R^3$$

$$W_{\text{cuerpo}} = (n^{\circ}/5)7.44 D_R^3$$

Los pesos se obtienen en toneladas

Para nuestro ejemplo tenemos que:

Se plantea la instalación de una planta de acumulación en las cercanías de la Cd. de Monterrey con las siguientes características:

- Datos

Potencia a instalar = 200 MW

Potencia por unidad = 100 MW

- Intervalo de operación de la turbina

Carga neta máxima = 361.5 m

Carga neta media = 348.0 m

Carga neta mínima = 335.0

- Intervalo de operación de la bomba.

Carga máxima de bombeo = 370.0 m

Carga media de bombeo = 357.0 m

Carga media de bombeo = 357.0 m

Carga mínima de bombeo = 344.0 m

Estas características dan la pauta para considerar la elección de la turbina bomba de un solo paso.

- Consideraciones:

La eficiencia como turbina = 0.88

La eficiencia como bomba = 0.92

La presión de vapor = 0.174

La presión atmosférica = 9.00

Pérdida de carga en la succión = 0.20 m

El gasto operando como bomba resulta

$$Q_b = \frac{P_n}{9.81 H_b} = \frac{100,000 \times 0.92}{9.81 \times 357} = 26.27 \text{ m}^3/\text{s}$$

Debe señalarse que este gasto resulta menor que el utilizado para generar, por lo que el tiempo para llenar el vaso superior será mayor que el utilizado para vaciarlo turbinando.

- Determinación de la velocidad de rotación de la turbina-bomba.

Se propondrá inicialmente una velocidad específica de $n_{sb} = 48.4$, así

$$n = \frac{n_{sp} (H_b)^{3/4}}{(Q_b)^{1/4}}$$

$$n = \frac{48.4 (357)^{3/4}}{(26.27)^{1/4}} = 775.56 \text{ rpm}$$

Se observa que es una velocidad alta comparada con las experimentadas, que generalmente se limitan a 600 rpm.

Por otro lado, la relación

$$n_{sp} \sqrt{H_b}, \text{ resulta de } 48.4 \sqrt{357} = 914.5$$

lo cual excede los rangos experimentados. Por lo anterior se propone bajar la velocidad de rotación a 600 rpm con esto, y usando la ecuación (2) resulta:

$$n_{sp} = \frac{n (Qb)^{1/2}}{(Hb)^{3/4}} = \frac{600 (26.27)^{1/2}}{(357)^{3/4}} = 37.44$$

ahora la relación $n_{sp}\sqrt{Hb}$ para cumplir con la condición expresada en (3) resulta:

$$n_{sp}\sqrt{Hb} = 37.44\sqrt{357} = 707.48$$

Este valor ya está dentro de lo señalado.

Verificando si la velocidad de rotación coincide con la velocidad sincrónica aplicando la ecuación (4)

$$N^2 \text{ de polos} = \frac{120 \times \text{frec}}{\text{Vel. rotación}} = \frac{120 \times 60}{600} = 12 \text{ polos}$$

Este valor es múltiplo de 4 con que se garantiza la velocidad de rotación sincrónica.

Las características en cuanto a la velocidad quedan:

Velocidad de rotación = 600 rpm

Velocidad específica = 37.44

No. de polos = 12

- Cálculo de la sumergencia requerida.

Utilizando la ecuación (6) se determina σ_b

$$\sigma_b = 1.37 \times 10^{-3} (n_{sp})^{4/3} = 0.1714$$

la carga neta de succión positiva vale según la ecuación (7)

$$CNSP_r = H_0 \sigma_b = 357 \times 0.1714 = 61.185 \text{ m}$$

Y la carga neta de succión positiva disponible según la ecuación (8) vale

$$CNSP_d = H_s + 9.00 - 0.174 - 0.20 ; \quad CNSP_d = H_s + 8.626$$

igualando las cargas requeridas y la disponible resulta:

$$CNSP_d = H_s + 8.626 = CNSP_r ; \quad H_s + 8.626 = 61.185 \text{ m}$$

$$H_s = 61.185 - 8.626$$

$$H_s = 52.56 \text{ m}$$

Esta es la sumergencia mínima requerida para evitar cavitación y representa la distancia mínima que debe existir entre el nivel en el embalse inferior y el eje del distribuidor.

Si por problemas técnicos y/o económicos esta sumergencia resultara excesiva, puede optarse por bajar la velocidad de rotación, y calcular nuevamente la velocidad específica y la sumergencia requerida. Disminuir la velocidad de rotación implica que los equipos electromecánicos serán más robustos con el consiguiente impacto económico.

- Determinación del coeficiente ϕ y el diámetro del rodete-impulsor.

Entrando en la figura 5.16 con el valor de $nsp = 37.18$ se obtiene $\phi = 1.01$.

Utilizando ahora la ecuación (10) se determina el diámetro de rodete

$$D_R = \frac{\phi (Hb)^{1/2}}{11.8 \times 10^{-3}(n)} = \frac{1.01(337)^{1/2}}{11.8 \times 10^{-3}(600)} = 2.70 \text{ mts}$$

$$D_R = \frac{2.70\text{m}}{}$$

- Determinación del coeficiente N

Utilizando la ecuación (11)

$$N = \frac{\pi(P)^{1/2}}{(Hb)^{5/4}} = \frac{600(100,000)^{1/2}}{(337)^{5/4}}$$

$$N = 122.27$$

- Determinación de las dimensiones del rodete.

Utilizando la figura 5.17 y las expresiones señaladas en el punto j.

$$D_2/D_R = 0.284 + 0.00235(122.27) ; D_2 = 0.571 \times D_R = 1.54 \text{ m}$$

$$H_1/D_R = -0.0438 + 0.00121(122.27) ; H_1 = 0.28 \text{ m}$$

$$(H_2 + H_3)/D_R = 0.155 + 0.00119(122.27) ; H_2 + H_3 = 0.81 \text{ m}$$

- Determinación de las dimensiones de la carcasa.

Utilizando la figura 5.18 y las expresiones señaladas en el punto k.

$$A/D_R = 0.19 + 0.0031(122.27) ; A = 1.54 \text{ m}$$

$$B/D_R = 0.84 + 0.0015(122.27) ; B = 2.76 \text{ m}$$

$$C/D_R = 0.88 + 0.0020(122.27) ; C = 3.04 \text{ m}$$

$$D/D_R = 0.91 + 0.0026(122.27) ; D = 3.52 \text{ m}$$

$$E/D_R = 0.86 + 0.0012(122.27) ; E = 2.72 \text{ m}$$

$$F/D_R = 1.58 + 0.000072(122.27) ; F = 4.29 \text{ m}$$

$$G/D_R = 1.23 + 0.0008(122.27) ; G = 3.52 \text{ m}$$

$$H/D_R = 1.084 + 0.00061(122.27) ; H = 3.13 \text{ m}$$

$$J/D_R = -0.041 + 0.0012(122.27) ; J = 0.29 \text{ m}$$

$$L/D_R = 0.21 + 0.0022(122.27) ; L = 1.29 \text{ m}$$

$$M/D_R = 0.12 + 0.0013(122.27) ; M = 0.75 \text{ m}$$

- Determinación de las dimensiones del tubo de aspiración.

$$(j + k)/D_r = 1.41 + 0.0035(122.27) ; J + K = 4.96 \text{ m}$$

$$O/D_r = 0.57 + 0.0033(122.27) ; O = 2.63 \text{ m}$$

$$P/D_r = 0.42 + 0.0026(122.27) ; P = 1.99 \text{ m}$$

$$Q/D_r = 0.37 + 0.00094(122.27) ; Q = 1.31 \text{ m}$$

$$R/D_r = 0.54 + 0.0019(122.27) ; R = 2.08 \text{ m}$$

$$S/D_r = 2.32 + 0.0059(122.27) ; S = 8.21 \text{ m}$$

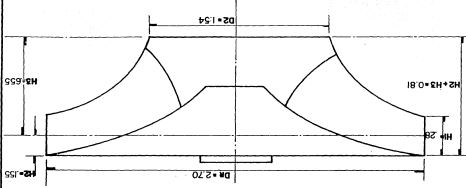
$$T/D_r = 0.55 + 0.0028(122.27) ; T = 2.41 \text{ m}$$

$$U/D_r = 0.15 + 0.0012(122.27) ; U = 0.80 \text{ m}$$

$$Z/D_r = 0.083 + 0.12(122.27) ; Z = 4.19 \text{ m}$$

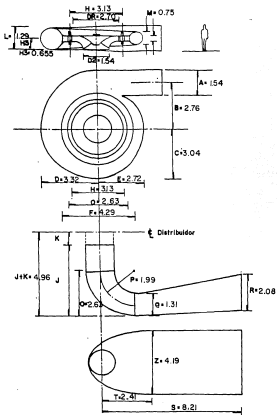
En las figuras 5.23 y 5.24 se muestra el dimensionamiento del rodete y carcasa y tubo de aspiración respectivamente.

DIMENSIONAMIENTO DEL RODETE



ACOT. mts.

Fig. 5.23



DIMENSIONES DE ROUETE, CARCAZA Y TUBO DE ASPIRACION Fig. 5.24

B. Dimensiones del generador.

Como generalmente se consideran de alta caída las mayores de 100 m, las dimensiones del generador por lo regular determinan las de la casa de máquinas; éstas pueden variar según el tipo de generador. Se propone inicialmente un generador tipo sombrilla con la chumacera de carga abajo del rotor. (Figs. 5.25 y 5.26).

Se compararán 2 criterios diferentes para determinar el diámetro del generador.

Según Doland

$$D_s = 4.68 P_p^{0.466} k^{0.213}$$

donde

- D_s diámetro del estator en pulg
- P_p No. de polos
- K Capacidad del generador en KVA.

la capacidad del generador se estima como $Cap (Kwa) = Potencia \text{ en turbina} \times 1.05$

así $Cap = 105,000 \text{ KVA}$

$$N^* \text{ de polos} = \frac{120 \times f_{rec}}{600} = 12 \text{ polos}$$

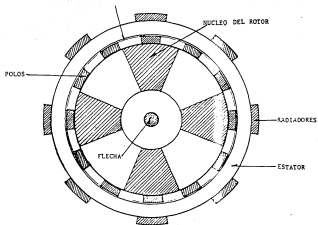
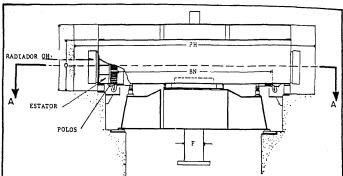
entonces el diámetro del rotor es

$$D_s = 4.68(12)^{0.466}(105,000)^{0.213}$$

$$D_s = 220.33 \text{ pulg} = 5.60 \text{ m}$$

Según Gordon

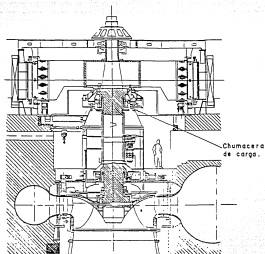
$$G = 14.37 J^{0.115} KVA^{0.23} \eta^{-0.575}$$



CORTE A-A

DIMENSIONES DEL GENERADOR

Fig. 5.25



UNIVERSIDAD
LA SALLE

P. A. E. B.
Hidroeléctrica con Turbina Francis.

TESIS
LORENÁ M. VEGA GIL CHAVEZ.

Fig. 5.26

donde

- G diámetro de la cubierta del generador en m
 J relación de inercia valor promedio 1.509
 KVA potencia del generador en esas unidades
 n Velocidad de rotación en rpm

$$G = 14.37(1.509)^{0.115}(105000)^{0.33}(600)^{-.575} = 5.44 \text{ m}$$

Para fines comparativos se utilizaron las expresiones señaladas en el "Manual de recomendaciones para el anteproyecto de una planta hidroeléctrica. Tomo 3" Ed. C.F.E.

Cálculo preliminar del peso del rotor

$$G = 30 \left(\frac{P_{GA}}{N^{5.3}} \right)^{0.74}$$

donde

- G peso del rotor
 P_{GA} Potencia del generador expresada como por corriente en MVA
 N Velocidad de giro en rpm.

La potencia del generador se puede calcular de la siguiente manera: La potencia de placa de la máquina se multiplica por la eficiencia del generador ($\approx 98\%$) así se tendrá la potencia requerida del generador en MW (potencia nominal activa).

$P_{GAC} = P \times \eta_G$ este valor es un factor de potencia dado, se puede expresar en KVA o MVA

$P_{GA} = \frac{P_{GAC}}{\gamma}$ de aquí P_{GA} = Potencia nominal aparente del generador en MVA

así $P_{GAC} = 100 \times 0.98 = 98 \text{ MW}$

$P_{GA} = \frac{0.98}{0.95} = 103.15 \text{ MVA}$ Por esto es que se toma un factor de 1.05 para la potencia del generador en función de la potencia de la turbina y resulta adecuado

El peso del rotor será de:

$$G = 50 \left(\frac{103}{8000} \right)^{0.74} = 146.80 \text{ ton} \quad \text{Esta será la capacidad de la grúa}$$

- Geometría principal del generador.

Deben determinarse primero 3 constantes:

$$F1 = 0.9(P_{GA})^{1/4} \left(1 - \frac{N}{2000} \right)$$

así

$$F1 = 0.9(105)^{1/4} \left(1 - \frac{600}{2000} \right) = 2.02$$

donde

- | | |
|----------|--|
| P_{GA} | Capacidad del generador [potencia de placa] en MVA |
| $\#$ | No. de polo del rotor |
| N | Velocidad de giro síncrona en rpm |

$$F2 = 5 \left[\frac{P_{GA}}{\#} \right]^{1/4}$$

$$F3 = 3.5 - (1.15 \log)$$

$$F2 = 5 \left[\frac{105}{12} \right]^{1/4} = 8.60$$

$$F3 = 3.5 - (1.15) \log (12) = 2.26$$

El diámetro exterior del rotor es:

$$BN = [(730F1F2)/F4(N)]^{1/2}$$

esto es

$$BN = [(730(2.02)(8.60))/(2.26(600))]^{1/2}$$

$$[12681.56/1356]^{1/2} = 3.06$$

La altura del rotor "O" será :

$$O = \frac{GD^2}{F3(BN)^4}$$

donde GD^2 = Momento volante del generador en $\text{ton} - \text{m}^2$

El valor GD^2 se expresa como:

$$GD^2 = \frac{H \cdot MVA \cdot 10^9}{1370.1 N^2}$$

donde H es una constante de inercia del generador y se calcula como:

$$H = 0.54 L_n MVA + 0.3$$

$$\text{así } H = 0.54 L_n (105) + 0.3 = 2.81$$

entonces

$$GD^2 = \frac{2.81 \times 106 \times 10^9}{1370.1 \times (600)^2} = 598.19 \text{ ton} \cdot \text{m}^2$$

de este modo finalmente la altura del rotor es de

$$O = \frac{598.19}{2.26(3.06)^4} = 3.02 \text{ mts}$$

Por otra parte el diámetro y altura del foso del generador vale:

Diámetro del foso $PH = BN + 4.5 = 7.56 \text{ m}$

Altura del foso $OH = O + 2.3 = 5.32 \text{ m}$

Diámetro de la flecha $F = 0.112 \left(\frac{P}{N} \right)^{1/3}$ donde

P potencia nominal de la turbina en KW

N velocidad síncrona en rpm

F diámetro exterior de la flecha en m

$$\text{así } F = 0.112 \left(\frac{100,000}{600} \right)^{1/3} = 0.62 \text{ m}$$

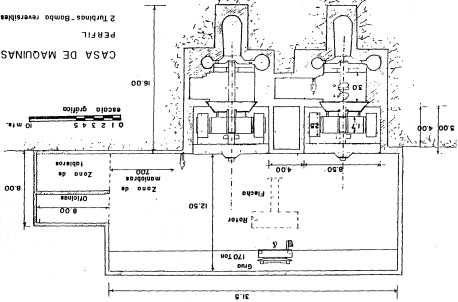
La longitud de la flecha está delimitada por la obra civil pero preliminarmente se puede dejar entre 2.5 a 3 m para acceso entre el escudo o tapa superior de la turbina y la cubierta inferior de la chumacera de carga tipo sombrilla. La distribución de los turbogeneradores y las dimensiones de la casa de máquinas se muestran en las figuras 5.27 y 5.28.

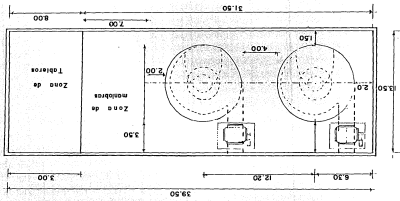
TUBERIA A PRESION

Características geométricas de la tubería a presión. Se propone la construcción de una tubería superficial (aérea) apoyada en silleas con anillos rigidizantes y balancines en los apoyos.

Fig. 5.27

CASA DE MAQUINAS
PERFIL
2 Turbinas - Bomba reversibles





- Determinación del diámetro según el criterio del USBR

$$D \geq 0.69 \left(\frac{LQ^2}{H} \right)^{0.19} \quad H \text{ neta} = \text{carga estática } x \eta_{\text{túr}} = 344 \times 0.92 = 316.48$$

$$Q = \frac{1000P}{0.81 \left(\frac{H}{\eta} \right)} = \text{para las 2 turbinas}$$

$$Q = \frac{1000(200)}{0.81 \left(\frac{344}{0.83} \right)} = 71.40 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$D \geq 0.69 \left(\frac{900 \times (71.4)^2}{316.48} \right)^{0.19} = 4.26 \text{ m}$$

Revisión con la velocidad dentro del intervalo 5.5 y 7.5 m/s según normalización

$$Q = VA \quad V = \frac{Q}{A} = \frac{71.4}{0.785(4.26)^2} = 5.01 \text{ m/s}$$

queda entonces $D = 4.26 \text{ m}$; $Q = 71.4 \text{ m}^3/\text{s}$; $V = 5.03 \text{ m}^3/\text{s}$

Cálculo de pérdidas

a. Pérdidas por entrada y cambio de dirección. Se supone $hf1 = 0.10 \frac{V^2}{g}$

$$hf1 = 0.10 \frac{(5.03)^2}{2(9.81)} = 0.1289 \text{ m}$$

b. Pérdidas por fricción entre el vaso inferior y la casa de máquinas. Según

$$\text{Manning } hf2 = \left[\frac{V_n}{R^{2/3}} \right]^2 \times L$$

Para tubo lleno y sección circular $R = 0.24987 D = 1.06194$ entonces:

$$hf2 = \left[\frac{5.03(0.11)}{(1.06194)^{2/3}} \right]^2 \times 900 = 2.54$$

pendiente de pérdidas 0.002822 m/m

- c. Pérdidas por bifurcación, válvulas y entrada.

$$h_f/3 = 0.9 \frac{V^2}{2g} = \frac{0.9(5.03)^2}{209.81} = 1.180 \text{ m}$$

- d. Pérdidas en el tramo de salida (fricción). longitud = 50 m (si se supone de concreto)

$$h_f/4 = \left[\frac{Vn}{R^{2/3}} \right]^2 \times L$$

Si se considera de la velocidad en el desfogue sería igual al 50% de la velocidad en la tubería entonces:

$$V = 0.5(5.03) = 2.515 \text{ m/s}$$

$$n = 0.015 \text{ (concreto)}$$

$$R = 0.24987 \quad D = 1.0619$$

el diámetro $Q = VA$ si aceptamos una velocidad de 3 m/s y con un gasto de 71.4 m³/s

$$A = \frac{Q}{V} = \frac{71.4}{3} = 23.8 \text{ m}^2 \quad D = \sqrt{\frac{23.8}{0.785}} = 5.50$$

$$h_f/4 = \left[\frac{3(0.015)}{(1.0619)^{2/3}} \right]^2 \times 50 = 0.09345$$

a. Pérdida por salida.

$$h_{fs} = 0.10 \frac{V^2}{2g} = 0.10 \frac{(3)^2}{2(9.81)} = 0.04587$$

Y finalmente las pérdidas totales son:

$$H_f = \sum f_i = 0.1289 + 2.54 + 1.16 + 0.09345 + 0.04587 = 3.968$$

La carga de la tubería será de $1228 - 3.968 - 884 = 340.032$

- Determinación del espesor de la tubería.

Se determinará en forma preliminar la sobrepresión considerando un tiempo de cierre de 10 seg.

$$h_{max} = \frac{0.2VL}{T_c} = \frac{0.2(5.03 \times 900)}{10} = 90.54 \text{ m}$$

Sobrepresión $90.54/344 = 0.26 \cong 0.30\%$

$$\text{Espesor requerido } e = \frac{P \times r}{2/3 f_y m} + 1.6$$

donde

r radio del tubo en mm

f_y esfuerzo de fluencia

P presión máxima incluyendo golpe de ariete kg/cm^2

Sumergencia de 53 m ($870 - 53 = 823$).

$$P = (1245 - 823) + 90.54 = 513.54; P = 51.35 \text{ kg/cm}^2$$

Considerando el uso de aceros A-515 y A-242.

Tenemos que para el acero A-515-70 $f_y = 2674 \text{ kg/cm}^2$

$$e = \frac{51.35 \times 2000}{2/3(2674)} = 57.61 \text{ mm} = 2.27 \text{ pulg aprox } 21/4''$$

Con el acero A-242-67 de $f_y = 3237 \text{ kg/cm}^2$

$$e = \frac{51.35 \times 2000}{2/3(3237)} = 47.59 \text{ mm}$$

$$e = 1.87 = 17/8''$$

Con este espesor se revisa por Allievi.

Celeridad de las ondas :

$$a = \frac{c}{1 + \left[\frac{e}{E} \cdot \frac{D}{e} \right]}$$

donde

a celeridad en m/s

c velocidad de propagación del sonido en el agua ($1420 \text{ m/s } 15^\circ C$)

e módulo elástico del agua = $2.07 \times 10^8 \text{ kg/m}^2$

E módulo elástico del material = 2.1×10^{10}

e espesor de la tubería en m

D diámetro de la tubería

entonces $e/E = 0.01$; $\frac{D}{e} = \frac{4.35}{0.0008} = 83.66$

$$a = \frac{1420}{1 + [(0.01)(83.86)]} = 773.16$$

El cálculo del tiempo crítico de cierre esta dado por :

$$M = \frac{2 \times L}{a} = \frac{2 \times 900}{773.16} = 2.3281 \text{ seg} < 10 \text{ seg}$$

Cálculo de θ y ρ

$$\rho = \frac{a \times V}{2g H} = \frac{773.16(5.03)}{2(9.81)(423)} = 0.4686 \approx .47 \text{ mts}$$

$$\theta = \frac{a \times T}{2 \times L} = \frac{773.16(10)}{2(900)} = 4.2963$$

Con los 2 valores se obtiene T^2 igual a 1.16 lo cual significa que se tiene una sobrepresión del 16% de tal forma que $P = 1.16 \times 423 = 490.68$; $P = 49.1 \text{ kg/cm}^2$.

Con este valor se recalcula el espesor requerido resultando (se considera espesor adicional por corrosión y eficiencia en la soldadura del 95%):

Con acero A-242-63 de $f_y = 2958 \text{ kg/cm}^2$

$$e = \frac{\rho \times \gamma}{\eta_s 2/3/4} + 1.6 = \frac{49.1 \times 2000}{0.95(\frac{2}{3})(2958)} = 54.02 \text{ mm} \approx 2 \text{ pulgadas}$$

Recomendaciones generales.

- La tubería se colocará sobre una trinchera excavada sobre el trazo a una profundidad aproximada de 5 m con taludes de 0.2:1 en sección trapecial. - Se colocará una plantilla de 10 m. (Fig. 5.29)

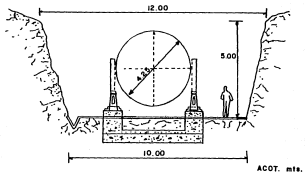


FIG. 5.29

Determinación de la separación entre apoyos.

Datos: p_1 = peso del tubo en kg/m p_2 = peso del agua en kg/m

Carga total por metro de tubo = $p_1 + p_2$

- esfuerzo admisible para la tubería $\sigma = 2/3 \times 2068 = 1972 \text{ kg/cm}^2$
- ángulo de la tubería con la horizontal θ = variable

Se estudiará el tramo más pesado con espesor de 2^V ; así se sabe que en un metro lineal de tubería se tienen 12.883 m^2 de material.

πd perímetro $d = 4.25 + 2e = 4.3516 \text{ m}$

el área sería de $1.00 \times 12.883 = 12.883 \text{ m}^2$ con un peso de 398.4 kg/m^2 longitud 12.883 ; entonces $p_1 = 5132.60 \text{ kg} - m$

El peso del agua en un metro lineal de tubería es :

$$0.785d^2 \times 1.00 \times 1000 \text{ kg/m}^3 = 14,179 \text{ kg} - m$$

$$\text{peso total} = 19,312 \text{ kg/m} = 193.12 \text{ kg/cm}$$

- Cálculo del momento de inercia.

$$I = \frac{\pi[(d+2e)^4 - d^4]}{64} = \frac{\pi[(14.25 + 0.1080)^4 - 4.25^4]}{64}$$

$$I = 1.69098 \text{ m}^4 = 1.69 \times 10^9 \text{ cm}^4$$

- Cálculo del momento resistente de la sección

$$W = \frac{I}{r}$$

donde r es la distancia del eje neutro a la fibra más alejada así $r = \frac{d+2e}{2} = 2.179 \text{ mts} = 217.9 \text{ cms}$

el momento resistente resulta $W = \frac{1.92 \times 10^6}{217.9} = 775,585.13$

El esfuerzo de tracción inducido por la flexión (momento)

$$\sigma_{TR} \frac{M}{I} \text{ o bien } \sigma_{TR} = \frac{M}{W}$$

Utilizando la expresión del momento máximo producido en una viga uniformemente cargada y simplemente apoyada se tiene

$M = \frac{PL^2}{8}$ sustituyendo esta expresión en la obtenida para el esfuerzo admisible se obtiene

$$\sigma_{TR} = \frac{PL^2}{8W} \quad \sigma_{TR} = \frac{PL^2}{8W}$$

de aquí despejando la longitud se obtiene

$$L = \left(\frac{8\sigma_{TR}W}{P} \right)^{1/2}$$

$$L = \frac{(8 \times 1972 \times 775,585.13)}{193.12} = 795,975 \text{ cm}^3$$

Esto indicaría que la longitud entre apoyos debe ser igual o menor a 79.6 m se supone inicialmente una separación entre apoyos de 20 m y se revisarán los esfuerzos. Debe también tomarse en cuenta la dimensión máxima que es posible transportar, generalmente se limita a 12 m.

- Determinación de esfuerzos en la tubería.

Revisando para la tubería con espesor de $1/2''$. Los esfuerzos a considerar son los siguientes:

- A. Esfuerzos de membrana (por presión interior)
 - esfuerzo tangencial o circunferencial de tensión
 - esfuerzo longitudinal de compresión
- B. Esfuerzo por temperatura
- C. Esfuerzo por la componente del peso del tubo en dirección axial (tubería inclinada)
- D. Esfuerzo por efecto de viga
 - esfuerzo por flexión
 - revisión por cortante
 - revisión de esfuerzo de compresión y flambéo
- E. Esfuerzo debido a la fricción del agua fluyendo
- F. Esfuerzos por sismo
 - por cargas
 - por desplazamiento

Metodología: Los esfuerzos arriba señalados se considerarán que ocurren entre apoyos, es decir a mitad del claro. Una vez determinados se buscará la combinación más desfavorable y se sumarán. Se revisará así mismo por la teoría de Hencky - Mises (esfuerzo equivalente) y con los esfuerzos reducidos, los cuales se compararán con los esfuerzos de trabajo a tensión y compresión correspondientes.

El punto de revisión será sobre el perfil y a la elevación 1170, la cual presenta una carga máxima (incluyendo golpe de ariete) de 100 m.

A. Esfuerzo de membrana (por presión interior)

- Esfuerzo tangencial de tensión (circunferencial)

$$\sigma_1 = \frac{p r}{t} = \frac{10 \times 212.5}{1.27} = 1673.23 \text{ kg/cm}^2$$

donde

p presión interior kg/cm^2

r radio del tubo en cm

t espesor de la placa

- Esfuerzo longitudinal de compresión (provocado por la expansión).

Existen dos criterios para determinarlos, el primero dice: si la tubería es rígida deberá tomarse el 80% de σ_1 y si es semirígida se usará $0.26\sigma_1$, de este modo

$$\sigma_2 = 0.26\sigma_1 = 435.04 \text{ kg/cm}^2$$

El segundo criterio expresa que el esfuerzo debe calcularse como 0.3σ , donde σ es igual al esfuerzo tangencial completo, el cual se calcula:

$$\sigma = \frac{P d}{2\delta} - \frac{(G_o + G_u)}{\pi b \delta} \left[1 - \frac{G_o}{2(G_o + G_u)} \right] \cos^2 \alpha \cos \beta$$

donde

p presión interna máxima en kg/cm^2	$= 10 kg/cm^2$
d diámetro interior	$= 425 cm$
δ espesor de la tubería	$= 1.27 cm$
δ separación entre apoyos	$= 2000 cm$
G_0 peso de la tubería de longitud b	$= (20 \times 1337.63) = 26752.6 kg$
d 4.275 exterior	

El perímetro es igual a 13.43 m, para una longitud de 1 m el área vale 13.43 m^2 y el peso de esta tubería es de 99.6 kg por m^2 , así el peso por metro de longitud vale 1337.63 $kg - m$. G_w = peso del agua contenida en la tubería de longitud b en kg es $(20 \times 14,179) = 283,581.25$

El área vale 0.755 d^2 esto es 14.1791 m^2 , en un metro lineal y con un peso del agua de 1000 kg/m^3 obtenemos 14,179.1 kg/m

B ángulo formado por la horizontal y la tubería = 30.65

θ ángulo que se muestra (se tomará como 180 que resulta ser el más desfavorable)

$$\sigma = \frac{10 \times 425}{2 \times 1.27} - \frac{(26752.6 + 283,581.25)}{\pi \times 2000 \times 1.27} \left[1 - \frac{26752.6}{2(26752.6 + 283,581.25)} \right]$$

$$\cos 180^\circ \cos 30.65^\circ$$

$$\sigma = 1673.2283 - 38.8907(0.9366)(-1)(0.8603)$$

$$1673.2283 + 32.015 = 1641.21 kg/cm^2$$

Así pues el esfuerzo longitudinal de compresión por presión interna vale

$$\sigma_2 = 0.3\sigma = 0.3(1641.21) = 492.36$$

B. Esfuerzo por temperatura

Como se trata de una tubería con juntas de dilatación sólo se considerará la que absorbe el área transversal por una fuerza longitudinal de 1500 kg por metro de circunferencia, el cual será absorbido por el área transversal del tubo, resultando:

$$\sigma_T = \frac{1500 \times \pi \times D}{\text{Area tubo}} = \frac{1500 \pi D}{\frac{\pi}{4}(D_2^2 - D_1^2)} =$$

$$D_2 = 427.54 \text{ cm}^2 \quad \text{Area del tubo} = 1700.74 \quad D_1 = 425.0$$

$$= \frac{20,027.85}{1700.74} = 11.776 \text{ kg/cm}^2$$

C. Esfuerzo por la componente del peso del tubo en dirección axial

Se trata en este caso de instalaciones con junta de dilatación y se usará la expresión:

$$\sigma = \frac{E G_o S \text{ en } \beta}{\pi \frac{t}{d}}$$

lo que representa el peso del tubo entre el área que lo soporta. se tiene que:

$$\beta = 30.65$$

$E G_o$ es el peso de la tubería entre la junta de dilatación y el atraque en kg; en este caso $L = 145 \text{ m}$ así el peso resulta de 145×1337.63 que es igual a $193,956.35 \text{ kg}$

$$\sigma = \frac{193,956.35 \times \text{sen}(30.65^\circ)}{\pi \times 425 \times 1.27} = 58.31 \text{ kg/cm}^2$$

Este esfuerzo será de compresión en la zona de aguas arriba de los atraques y de tensión en la zona de aguas abajo.

D. Esfuerzo por efecto de viga.

Esfuerzo por flexión. Puede ser de compresión o tensión.

Datos :

$$l = 20 \text{ m} = 2000 \text{ cm}$$

$$W_{pp} = 1337.63 \times 20 = 26,752.6$$

$$W_{agua} = 263,581.25$$

$$\text{peso total} = 310,333.85$$

$$\text{total} = 15,516.69 \text{ por metro.}$$

Considerando como viga simplemente apoyada con carga uniformemente distribuida se obtiene:

$$M = \frac{wl^2}{8} = \frac{15517 \times (20)^2}{8} = 775,835 \text{ kg} \cdot \text{m}$$

El esfuerzo producido por la flexión se expresa como:

$$\sigma_v = \pm \frac{M}{S}$$

donde

I momento de inercia

S módulo de sección

y distancia a la fibra más alejada

$$S = \frac{I}{4 - y}$$

$$I = \frac{\pi}{4}(r_2^4 - r_1^4) = \frac{\pi}{4}(40^4 - 184,911) = 38'629,739$$

entonces

$$r_1^2 = 212.5^4$$

$$r_2 = 213.77^4$$

$$S = \frac{38'629,739}{213.77} = 180,707.01 \text{ cm}^3$$

de aquí el esfuerzo resulta

$$\sigma_v = \frac{77'583,500}{180'707.01} = 429.33 \text{ kgf/m}^2$$

- Revisión por cortante en los apoyos.

El cortante vale $\frac{W}{2}$ donde W es la carga en el claro que es de 310,333.85 kg así el cortante es igual a 155,166.925. El área que soporta este cortante se puede estimar como

$$\text{Área de apoyo} = \frac{\pi \times 425}{4} \times 1.27 = 565,225 \text{ cm}^2$$

y el esfuerzo provocado por el cortante vale

$$\sigma_c = \frac{155,166.925}{565.225} = 274.52 \text{ kg/m}^2$$

El esfuerzo admisible para cortante vale 0.4 fy; esto es $(0.4 \times 2958) = 1183.2 \text{ kg/cm}^2$

- Revisión por flambéo. Se revisará si el esfuerzo de compresión provocado por la flexión no provoca flambéo, para esto se calculará en base a las características geométricas de la tubería, si el esfuerzo por flambéo que soporta la sección.

El esfuerzo permisible vale $S' = 24000 - 60 \frac{m^2}{r}$ (en lb/pl²)

$m = 0.667$;

$r =$ radio de giro;

$l =$ claro libre en pulg. = 787.40

$r = \sqrt{\frac{I}{A}}$ donde $I = 824,931.68 \text{ pulg}^4$ $A = 1800.18 \times 0.1614138 = 288.20 \text{ pulg}^2$

$r = 56.513$

$$S' = 24000 - 60 \frac{0.667 \times 787.40}{56.513} = 83442.40 \text{ lp/p}^2 = 1648.0 \text{ kg/cm}^2$$

comparando este valor con el esfuerzo por flexión obtenido anteriormente resulta correcto.

E. Esfuerzos debidos a la fricción del agua fluyendo en la tubería.

La expresión es : $\sigma g = \frac{\gamma^2 l}{4\delta}$

donde

σg esfuerzo

γ peso volumétrico del agua = $1000 \text{ kg/m}^3 = 0.001 \text{ kg/cm}^3$

δ espesor de la tubería = 1.27 cm

l longitud de la tubería al atraque vecino más próximo

S Gradiente piezométrico bajo condiciones de flujo establecido sin considerar golpe de ariete (0.00714)

d 425 cm

Para el gradiente hidráulico se tienen que considerar aproximadamente 5 m de pérdida de carga en una longitud de 700 m (en planta).

$$\sigma = \frac{.001 \times 425}{4 \times 1.27} \times 14500 \times .00714 = 8.66 \text{ kg/m}^2$$

Este esfuerzo puede ser de compresión o de tensión ya sea que la tubería se encuentre aguas abajo o aguas arriba del traque.

F. Esfuerzos por sismo.

Considerando un coeficiente sísmico $W_{sis} = 0.2 \times 310,333.85 = 62,066.77$

Por cargas. Considerando que los esfuerzos son también proporcionales a las cargas podemos decir que:

$$\sigma_{sis} = 0.20\sigma_{flexion} \quad \sigma_{sis} = 0.20 \times 429.33 = 85.866 \text{ kg/cm}^2$$

Por desplazamiento. Suponiendo que se presenta un desplazamiento del apoyo por efecto del sismo, y considerándola 1 cm, se inducirán esfuerzos, los cuales valdrán:

El momento producido por el desplazamiento para apoyo articulado resulta de:

$$M = \frac{3 E I}{l^2} A$$

$$M = \frac{3 \times 2'100,000 \times 38'629,739}{(2000)^2} = 60'841,839 \text{ kgm}$$

y el esfuerzo producido es :

$$\sigma = \pm \frac{M}{S} = \frac{60'841,839}{180,707.01} = \pm 338.89 \text{ kg/m}^2$$

RESUMEN

- Esfuerzo circunferencial por presión interior	1,673.23 kg/cm ²
- Esfuerzo longitudinal por presión interior	- 435.04 kg/cm ²
- Esfuerzo por temperatura	11,776.00 kg/cm ²
- Esfuerzo por la compresión del peso del tubo	58.31 kg/cm ²
- Esfuerzo longitudinal por flexión	429.33 kg/cm ²
- Esfuerzo longitudinal por fricción del agua	8.66 kg/cm ²
- Esfuerzo longitudinal por cargas de sismo	85.86 kg/cm ²
- Esfuerzo longitudinal por desplazamiento	336.69 kg/cm ²

Esfuerzos totales.

A. Esfuerzos circunferenciales de tensión (o tangenciales)

$$\sigma_1 = 1673.23 < 1972 \text{ K/cm}^2$$

B. Esfuerzos longitudinales de compresión (negativo)

$$\sigma_c = \text{presión int.} + \text{temp.} + \text{peso tubo} + \text{flexión} + \text{fricción} + \text{sismo}$$

$$\sigma_c = 1365.67 \text{ kg/cm}^2 < 1646 \text{ kg/cm}^2$$

C. Esfuerzos longitudinales de tensión

$$\sigma_r = \text{temp.} + \text{peso tubo} + \text{flexión} + \text{fricción} + \text{sismo}$$

$$= 930.63 \text{ kg/cm}^2 < 1972 \text{ kg/cm}^2$$

D. Esfuerzo equivalente de falla (teoría de Hencky - Mises)

$$a) \text{ Compresión } S_e^2 = S_x^2 - S_x S_y + S_y^2$$

donde

S_e esfuerzo equivalente

S_x esfuerzo circunferencial

S_y esfuerzo longitudinal (tensión y compresión)

$$- S_e^2 = 1673.23^2 - (1673.23 \times 1365.67) + 1365.67^2$$

$$S_e^2 = 2'379,673.17; S_e = 1542.62 \text{ kg/cm}^2$$

de aquí

$$S_e = 1542.62 < 1972.28 \text{ kg/cm}^2$$

b) Tensión

$$S_e^2 = 1673.23^2 - (1673.23 \times 930.63) + 930.63^2$$

$$S_e^2 = 3'6631166.97 \quad S_e = 1913.94 \text{ k/c}^2$$

$$1913.94 \text{ k/c}^2 < 1972.2 \text{ kg/cm}^2$$

E. Esfuerzos reducidos ficticios.

Se empleará el esfuerzo tangencial calculado en el esfuerzo de membrana.

Los esfuerzos reducidos son:

Axial, $\sigma_a = \sigma_I - \mu(\sigma_{II} + p)$

Circunferencial, $\sigma_c = \sigma_{II} - \mu(\sigma_I + p)$

Radial, $\sigma_r = p - \mu(\sigma_I + \sigma_{II})$

En este caso

$$p \text{ presión interna} = 10 \text{ kg/cm}^2$$

σ_I esfuerzos longitudinales

σ_{II} esfuerzo tangencial

μ módulo de Poisson

$$\sigma_I = \text{Esfzo long de comp.} + \text{temp.} + \text{peso tubo} + \text{flexión} + \text{agua fluyendo} - \text{sismo}$$

$$\sigma_I = 1365.67 \text{ kg/cm}^2 \text{ (Se considera la condición más crítica)}$$

$$\sigma_{II} = 1673.23 \text{ kg/cm}^2$$

Los esfuerzos resultan:

$$\sigma_a = 1365.67 - 0.3(1673.23 + 10)$$

$$\text{Axial } \sigma_a = 860.70 \text{ kg/cm}^2 < 1972.0 \text{ kg/cm}^2$$

$$\text{Circunferencial } \sigma_c = 1673.23 - 0.3(1365.67 + 10) = 1280.53 \\ < 1972.0 \text{ kg/cm}^2$$

$$\text{Radial } \sigma_r = 10 - 0.3(1365.67 + 1673.23) = -901.67 < 1972.0 \text{ kg/cm}^2$$

Se efectúa la misma revisión para la tubería con espesor de 2" obteniéndose el siguiente resumen de resultados.

RESUMEN

- Esfuerzo circunferencial por presión interior	2,007.87 kg/cm ²
- Esfuerzo longitudinal por presión interior	605.12 kg/cm ²
- Esfuerzo por temperatura	3.16 kg/cm ²
- Esfuerzo por la compresión del peso	32.95 kg/cm ²
- Esfuerzo longitudinal por flexión	139.64 kg/cm ²

- Esfuerzo longitudinal por fricción del agua	1.92 kg/cm ²
- Esfuerzo longitudinal por cargas de sismo	27.93 kg/cm ²
- Esfuerzo longitudinal por desplazamiento	382.38 kg/cm ²

Esfuerzos totales

A. Esfuerzos circunferenciales de tensión.

$$\sigma_1 = 2007.87 \text{ kg/cm}^2 < 1972.0 \text{ kg/cm}^2$$

B. Esfuerzos longitudinales de compresión.

$$\sigma_c = \text{pres int} + \text{temp} + \text{peso tubo} + \text{flexión} + \text{fricción} + \text{sismo} + \text{desplazamiento} = 1173.1 \text{ kg/cm}^2$$

nota: el esfuerzo de trabajo de la tubería a compresión se considera igual al de tensión, así 1173.1 kg/cm² < 1972.0 kg/cm²

C. Esfuerzos longitudinales de tensión.

$$\sigma_t = \text{temp} + \text{peso tubo} + \text{flexión} + \text{fricción} + \text{sismo} = 567.98 \text{ kg/cm}^2$$

$$567.98 \text{ kg/cm}^2 < 1972.0 \text{ kg/cm}^2$$

D. Esfuerzo equivalente de falla (Teoría de Hencky - Mises)

a) Con compresión

$$S_e^2 = S_x^2 - S_x S_y + S_y^2$$

$$S_x = 2007.87$$

$$S_y = 1173.10$$

$$S_e^2 = 3'052,273.25 ; S_e = 1,747.07 \text{ kg/cm}^2 < 1972 \text{ kg/cm}^2$$

b) Con tensión

$$Sx^2 = (2007.87)^2 - (2007.87 \times 567.96) + (567.96)^2$$

$$Se = 1792.68 \text{ kg/cm}^2 < 1972.0 \text{ kg/cm}^2$$

E. Esfuerzos reducidos ficticios.

$$\text{Axial } \sigma_2 = \sigma_I - \mu(\sigma_{II} + \rho)$$

$$\sigma_I = 1173.1 \quad \sigma_2 = 1173.1 - 0.3(1898.96 + 40)$$

$$\mu = 0.3$$

$$\sigma_{II} = 1898.96$$

$$\rho = 40 \quad \sigma_2 = 591.41 < 1972.0 \text{ kg/cm}^2$$

Circunferencial.

$$\sigma_c = \sigma_{II} - \mu(\sigma_I - \rho)$$

$$\sigma_c = 1898.96 - 0.3(1173.1 + 40)$$

$$\sigma_c = 1535.03 < 1972.0 \text{ kg/cm}^2$$

Radial.

$$\sigma_r = \rho - \mu(\sigma_t - \rho)$$

$$\sigma_r = 40 - 0.3(1173.1 + 1898.96) = 881.61 < 1972.0 \text{ kg/cm}^2$$

En conclusión para las 2 condiciones tanto de la tubería de 1/2" como la de 2" todos los esfuerzos se encuentran dentro de un valor aceptable.

ANÁLISIS DE ESFUERZOS EN LOS APOYOS

El método de soporte seleccionado para este caso será de anillos rigidizantes en el apoyo ligado al pedestal de concreto por medio de 2 columnas cortas de sección I soldadas a los anillos y ligadas al apoyo por medio de balancines. (Fig. 5.30).

Para este tipo de soportes, las columnas de soporte se ligan al anillo rigidizante en forma excéntrica con respecto al eje centroidal de la sección del anillo con objeto de reducir al máximo el momento flexionante en la sección del anillo.

Los esfuerzos a considerar en los soportes serán :

- A. Esfuerzos circunferenciales en el anillo rigidizante debidos a la flexión, así como los esfuerzos directos y de tensión debidos a la presión interna.
- B. Esfuerzos longitudinales en el espesor debidos a la flexión de la viga, esfuerzos debidos a cambios de temperatura y esfuerzos longitudinales por presión interna (estos serán de compresión).
- C. Esfuerzos de flexión provocados por el anillo rigidizante (esfuerzos secundarios)
- D. Esfuerzo equivalente de falla.

ANILLOS RIGIDIZANTES

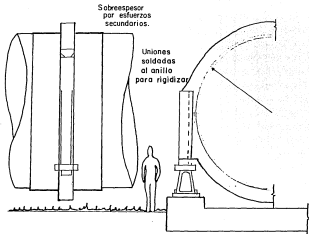


FIG. 5.30

Para el caso A se tienen las siguientes expresiones:

$$\sigma_c = \frac{T}{\Delta} = \frac{Mx}{J} + \frac{N}{\Delta}$$

donde

A área de la sección combinada del anillo

J Momento de inercia de la sección combinada

$N = p_1 r [d + 1.56(1 - \alpha^2)\sqrt{rt}]$ fuerza de tensión debida a presión interna en la sección transversal del anillo

α relación de Poisson

T fuerza de tensión causada por cualquier acción que no sea la presión interna (se determina de tablas)

M momento flexionante en el anillo

$$\text{Para la fibra interior, } \sigma_s = \frac{T}{\Delta} + \frac{Mx}{J} + \frac{N}{\Delta}$$

dentro de los esfuerzos del tipo A debe también calcularse el esfuerzo cortante radial de la expresión: $r = \frac{S}{\lambda}$, donde S es la fuerza cortante radial en los anillos. Los valores de T , M y S se obtienen de gráficas.

Para el caso B los esfuerzos se calcularán como se hizo para el diseño entre apoyos considerando el momento en el apoyo como:

$$M = \frac{\omega l^2}{12}$$

Para el caso C la expresión que se utilizará es la siguiente:

$$\sigma_c = 1.82 \frac{Pir}{r} \left[\frac{\Delta - dt}{\Delta + 1.56 r\sqrt{rc}} \right]$$

Deberá también estudiarse los esfuerzos provocados por el sismo.

Por último para el caso D se analiza por la teoría de Hencky - Mises.

Una vez concluido el análisis de los esfuerzos y debido a consideraciones de tipo constructivo los apoyos de la tubería se colocarán a cada 13 m en lugar de a cada 20 m que se habían propuesto inicialmente con esta modificación los esfuerzos en la tubería serán menores que los calculados.

Por otra parte faltaría hacer el cálculo de las columnas de apoyo y pedestales pero al nivel de estudio que se presenta no se considera necesario el análisis.

Arreglo de la tubería

El primer tramo entre 2 deflexiones y donde serán colocados los atraques es de 200 m, en un intermedio a 145 m del primer atraque se colocará otro atraque con la idea de no tener claros mayores de 150 m entre atraques.

El primer tramo es de 140 m con un inclinación de 30.65° con respecto a la horizontal se colocará la junta de expansión de 42 m a partir del primer atraque.

Para igualar momentos se tiene

$$\frac{\omega L^2}{12} = \frac{\omega l^2}{2}$$

donde

L longitud entre apoyos

l longitud entre juntas

despejando, $l = \sqrt{\frac{2 \omega L^2}{12 \omega}}$; $l = \sqrt{0.166 L^2}$, tenemos que $l = 0.408 L$.

Si se considera separación entre apoyos de 13.0 m, se obtiene

$$n(13.0) + 5.307 \times 2 = 140 \text{ m de aquí } n = 9.95 \approx 10 \text{ tramos}$$

Ajustando se dejaran 10 apoyos con separación de 12.94 m.

Estas mismas consideraciones valen para el segundo tramo.

Para el tercer y cuarto tramo.

$L = 101$ m, iniciando con el mismo criterio de los 2 tramos anteriores $n (13.0) + 10.6 = 101$ m entonces $n = 6.95$ tramos ≈ 7 tramos, se dejarán tramos de 12.91 m y la junta se colocará aproximadamente a 30 m.

Para el quinto y sexto tramo.

$L = 122.5$ m; $n (13.0) + 10.6 = 122.5$ m y $n = 8.007$ tramos; considerando inicialmente 9 tramos se tendría: $9(L) + 0.816 l = 122.5$ m ; $L (9 + 0.816) = 122.5 \Rightarrow$ quedando de 12.479 m cada tramo y la junta se colocaría a los 40 m aproximadamente. Hasta aquí lo que corresponde a la tubería.

OBRA DE TOMA

Utilizando el criterio de United Society of the Bureau Reclamation.

Datos:

- Diámetro de la tubería a presión 4.25 m
- Ángulo de la tubería con la vertical 90°
- El gasto de diseño $71.4 \text{ m}^3/\text{s}$

Área de la boca en la toma.

$$\text{Área} = \frac{\text{Área tubería}}{C_c} = \frac{(0.785 \times 4.25^2)}{0.60} = 23.63 \text{ m}^2$$

donde $C_c =$ coeficiente de contracción = 0.60

El ángulo entre el centro del claro de la tubería y la horizontal $\theta = 0^\circ$

$$h_1 = \left[(1.21 \tan^2 \theta + (0.084)T)^{1/2} + \frac{1}{2 \cos \theta} - 1.10 \tan \theta \right] D$$

$$\text{así } h_1 = \left[(0.0847)^{1/2} + \frac{1}{3} \right] D = 3.3618$$

$$h_2 = (0.791 \text{Sec} \theta + 0.077 \tan^2 \theta) D = (0.791 \times 1) 4.25$$

$$h_2 = 3.3618$$

Con estos valores se define la altura de la toma

Ancho de la toma (be)

$$h_e = 2h_2 = 6.723$$

$$b_e = \frac{\text{area boca}}{h_e} =$$

$$\frac{23.63}{6.7235} = 3.5145$$

El área de la boca será rectangular de $3.5145 \times 6.7235 = 23.63$, m^2 , que representa un área 1.67 veces el área de la tubería de presión.

Piso y techo de la transición.

Origen de la elipse

$$\text{Ecuación } \frac{x^2}{(1.10 D)^2} + \frac{y^2}{(0.291 D)^2} = 1$$

$$A_o = 1.10 D = 1.10(4.25) = 4.67$$

$$b_o = 0.291 D = 0.291(4.25) = 1.2368$$

$$\frac{x^2}{(4.67)^2} + \frac{y^2}{(1.2368)^2} = 1$$

$$y^2 = \left[1 - \frac{x^2}{(4.67)^2} \right] (1.2368)^2$$

x	y	dist. y
0.00	1.2368	0.0000
0.31	1.2340	0.0028
0.62	1.2259	0.0081
0.93	1.2120	0.0139
1.24	1.1924	0.0196
1.55	1.1667	0.0257
1.86	1.1345	0.0322
2.17	1.0952	0.0393
2.48	1.0480	0.0472
2.79	0.9918	0.0562
3.10	0.9250	0.0668
3.41	0.8450	0.0800
3.72	0.7477	0.0973
4.03	0.6249	0.1228
4.34	0.4867	0.1682
4.67	0.0000	1.2368

Paredes de la transición. Ecuación de la elipse $\frac{x^2}{(0.55 \text{ be})^2} + \frac{y^2}{(0.2143 \text{ be})^2} = 1$

be = 3.51

Origen de la elipse

$$A_0 = 0.55 \text{ be} = 1.93$$

$$b_0 = 0.2143 \text{ be} = 0.753$$

$$y^2 = \left[1 - \frac{x^2}{(1.93)^2} \right] (0.753)^2$$

x	y	dist. y
0.000	0.7532	0.0000
0.193	0.7494	0.0038
0.386	0.7380	0.0114
0.579	0.7185	0.0195
0.772	0.6903	0.0282
0.965	0.6523	0.0380
1.158	0.6026	0.0497
1.351	0.5379	0.0647
1.540	0.4540	0.0839
1.737	0.3283	0.1257
1.930	0.0000	0.7522

Ancho de la ramura para la compuerta. $Nsp = 25.32$ y para una carga sobre el umbral de 20 m (65 pies) aproximadamente se obtiene una relación $k = \frac{h}{bc} = 0.19$
 $bo = 0.19$ $bc = 0.19 \times 3.5145 = 0.6678$ el eje de la parábola coincidirá con el eje de la ramura.

Secciones elípticas de la transición.

Para determinar la transición se considerará que cada sección esta compuesta de un rectángulo más 2 medios de una elipse. La elipse en la sección de entrada es una línea recta con $bo = 0$ y $br = bc$, mientras que en la salida la elipse es un círculo con $bo = \frac{b^2}{4r}$, $bc = An$ y $br = 0$.

Para poder determinar la forma se requieren distancias y elevaciones de cada sección, así como la curva de áreas en la transición.

Si suponemos una variación lineal tenemos. Ecuaciones:

$$\frac{x^2}{A_0^2} + \frac{y^2}{b_0^2} = b_r = \frac{\text{Area} - x/4 \ln^2 b_n}{0.2146 \ln}$$

$$A_0 = \frac{\ln}{2} ; \quad b_0 = \frac{b_n - b_r}{2}$$

Proporciones a cada décima parte de la longitud

$$\ln = \frac{6.723 - 4.25}{10} = 0.2473$$

$$b_n = \frac{4.25 - 3.5145}{10} = 0.735$$

$$\text{Area} = \frac{23.63 - 14.179}{10} = 0.9451$$

Punto	Distancia área	ln	bn	br	Ao	bo
0	0.000	23.63	6.723	3.51	3.51	0.000
1	0.701	22.68	6.476	3.58	3.21	0.185
2	1.402	21.74	6.228	3.66	2.87	0.396
3	2.103	20.796	5.981	3.73	2.55	0.590
4	2.804	19.85	5.734	3.81	2.19	0.810
5	3.505	18.904	5.486	3.88	1.86	1.010
6	4.206	17.96	5.239	3.96	1.48	1.240
7	4.907	17.01	4.992	4.02	1.17	1.425
8	5.608	16.07	4.745	4.10	0.78	1.660
9	6.309	15.12	4.497	4.18	0.37	1.905
10	7.010	14.179	4.250	4.25	0.00	2.125

Aplicación para la sección 6.

Datos:

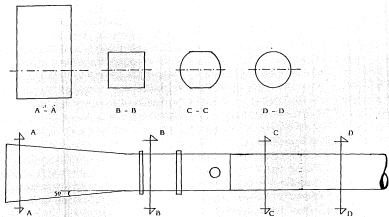
Área = 17.96
 hn = 5.239
 bn = 3.96
 br = 1.48
 Ao = 2.62
 bo = 1.24

Ecuación

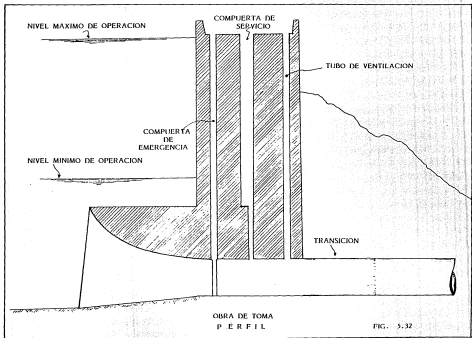
$$\frac{x^2}{a^2} + \frac{y^2}{b^2} = 1$$

$$\frac{x^2}{(2.62)^2} + \frac{y^2}{(1.24)^2} = 1$$

x	y
0.00	1.2400
0.20	1.2364
0.40	1.2255
0.60	1.2070
0.80	1.1808
1.00	1.1461
1.20	1.1023
1.40	1.0481
1.60	0.9819
1.80	0.9010
2.00	0.8010
2.20	0.6734
2.40	0.4974
2.60	0.1529
2.62	0.0000



OBRA DE TOMA
PLANTA.



OBRA DE TOMA
P. ERFIL

Aquí concluye el análisis a nivel de evaluación de los elementos básicos de una Planta de Acumulación de Energía por Bombeo, es necesario desde luego realizar estudios más a detalle de cada uno de los elementos, que determinen el dimensionamiento final de la obra.

5.4 EVALUACION DE UNA PAEB EN EL SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO

En este inciso se presenta un análisis simplificado de los aspectos que hacen atractiva la incorporación de proyectos de bombeo en el sistema de generación.

Para hacer más sencilla la presentación, la curva de duración de carga del sistema se presenta con una forma escalonada. (Fig.5.33)

En los escalones de pico, la energía generada suministra parte de la carga del sistema y en los escalones de base la carga del sistema se va incrementada por la carga debida al bombeo. (Fig. 5.34).

Costos y ahorros al incorporar una central de bombeo en el sistema

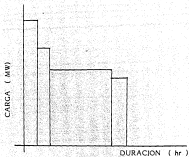
Ahorro en costos de operación durante los periodos de pico:

$$A_o = E_g \times C_p$$

$$A_o = \text{Ahorros (pesos)}$$

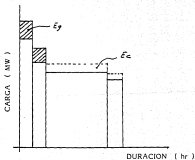
$$E_g = \text{Energía generada en los periodos de pico (KWh)}$$

$$C_p = \text{Costo marginal de la energía en los periodos de pico (pesos/KWh)}$$



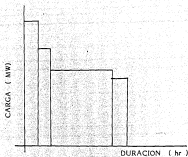
Representación simplificada de la curva de duración de carga del sistema.

FIG. 5.33



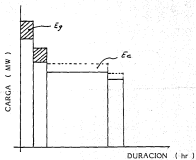
Acomodo de la energía generada y consumida por plantas de bombeo en la curva de duración de carga.

FIG. 5.34



Representación simplificada de la curva de duración de carga del sistema.

FIG. 5.33



Acomodo de la energía generada y consumida por plantas de bombeo en la curva de duración de carga.

FIG. 5.34

Costos adicionales en los periodos de carga base:

$$C_o = E_b \times C_b$$

C_o = Costo adicional (pesos)

E_b = Energía consumida por el bombeo en los periodos
de carga base (pesos/KWh)

C_b = Costo marginal de la energía en la base

Al incorporar la central de bombeo en el sistema se obtiene un ahorro neto en costos de operación de

$$A_{no} = A_o - A_c$$

Adicionalmente se obtiene un ahorro en reducción de inversiones en capacidad de

$$A_i = C \times C_u$$

C = Capacidad de la central de bombeo (KW)

C_u = Costo unitario de la capacidad que se deja de
instalar (pesos/KW)

El beneficio total del proyecto se puede calcular como sigue

$$B = A_i + A_o - C_o$$

Para justificar una inversión en capacidad de bombeo el costo de la inversión debe ser menor que el beneficio en valor presente.

$$I < B$$

Ejemplo:

$r = 0.65$	(relación entre la energía consumida por el bombeo)
$C_p = 32.55$	pesos*/KWh (turbogas o diesel)
$C_b = 11.52$	pesos*/KWh (carboeléctrica)
$F.P. = 0.3$	(generación del bombeo)

* pesos de 1986

para 1 KW adicional de capacidad de centrales de bombeo, la energía generada es

$$E_g = 1 \times 0.3 \times 8760 = 2628 \text{ KWh}$$

Los ahorros en costos de operación en los periodos pico

$$A_o = 2628 \times 3255 = 85,541 \text{ pesos}$$

Los costos adicionales de operación en los periodos base

$$C_o = 2628 \times \frac{1}{0.65} \times 11.52 = 46,476$$

El ahorro neto en costos de operación es

$$A_n = A_o - C_o = 38,965 \text{ pesos/año}$$

La instalación de 1 KW en centrales de bombeo permite dejar de instalar 1 KW de capacidad en unidades para carga pico; si el costo de la capacidad que se deja de instalar es de 24,300.8 pesos/KW/año (turbinas de gas), el ahorro anual en costos de inversión es

$$A_i = 1 \times 24,300.8 \text{ (pesos/año)}$$

El beneficio anual total es de

$$B = 24,300.8 + 38,965 \text{ (pesos/año)} \quad ; \quad B = 63,265.8 \text{ (pesos/año)}$$

Considerando una vida económica de 30 años y una tasa de descuento de 10%, el beneficio en valor presente es de

$$B_p = \frac{63,265.8}{FRC(n = 30, i = 10\%)}$$

$$FRC(n = 30, i = 10\%) = 0.1060792$$

$$BP = 596,401 \text{ pesos/Kw}$$

La rentabilidad de un proyecto de generación de energía eléctrica queda ampliamente comprobada cuando los beneficios económicos que resultan al incluir el proyecto dentro del sistema eléctrico son mayores que los costos asociados a la instalación y operación del proyecto.

Una central de bombeo puede producir los siguientes beneficios:

1. Ahorro en costos de operación en el sistema; la energía generada por la central en los periodos de pico tiene un valor mayor que el costo de la energía durante los periodos de bombeo.
2. Ahorro en costos de inversión en capacidad de generación; cada MW adicional de capacidad en centrales de bombeo permite dejar de instalar 1 MW en unidades de generación de pico.
3. Ahorro en costos de transmisión; si el nodo donde se instala la generación de bombeo es importador de energía de pico, es posible que la instalación de una central de bombeo permita diferir la entrada de refuerzos de transmisión.

Los costos asociados a una central de bombeo se deben principalmente a la inversión aunque también se tienen algunos costos fijos de operación y mantenimiento.

En las tablas 1 y 2 se muestran los resultados de una evaluación de capacidad de bombeo con localización en el área Noreste del Sistema Interconectado Nacional.

Para la evaluación se utilizó un modelo del sistema con desagregación geográfica a nivel de siete nodos: Noroeste, Norte, Noreste, Oriente, Sureste, Central y Occidental; los beneficios se evaluaron en los años 2000 y 2005 tomando como base el POISE y una hipótesis de expansión a largo plazo.

Las tablas referidas muestran los beneficios de la instalación de un proyecto de bombeo para diferentes capacidades; en el último renglón se concentra el beneficio total en valor presente, expresado en pesos de 1986/KW (Valor del KW en pesos/KW); con el fin de disponer de una base para eliminar los proyectos que tengan un costo de inversión mayor que los beneficios.

La curva de duración de carga del sistema se representó con una forma escalonada en cuatro bloques. En las tablas 3 y 4 se muestran los resultados del despacho de carga en cada bloque, para el año 2000, sin el bombeo y con el bombeo dentro del sistema.

**UNIDADES DE BOMBEO
BENEFICIOS EN EL SISTEMA ELECTRICO**

AÑO: 2000

CAPACIDAD	200	500	800	1,000
Ahorro en costos en operación	740	1,850	-20	-3,330
Ahorro en costos de inversión en transmisión	789	470	-81	-523
Ahorro en costos de inversión en generación (1)	4,860	12,150	10,440	24,300
Beneficio total (mil. pesos/año)	6,369	14,470	10,379	20,447
Valor del KW (pesos/KW/año)	31,845	28,940	24,244	20,447
Valor del KW (pesos/KW) (2)	300,200	272,815	228,355	192,752

1) En capacidad de reserva (Inversión en turbogas: 24,300.8 pesos/KW/año)

2) Vida útil: 30 años, tasa de descuento: 10%

3) Moneda 1986.

TABLA 1

**UNIDADES DE BOMBEO
BENEFICIOS EN EL SISTEMA ELECTRICO**

AÑO: 2005

CAPACIDAD	200	500	800	1000
Ahorro en costos en operación	740	1,840	2,950	-3,690
Ahorro en costos de inversión en transmisión	233	460	301	35
Ahorro en costos de inversión en generación (1)	4,860	12,150	19,441	24,301
Beneficio total (mill. pesos/año)	5,833	14,450	22,692	28,026
Valor del KW (pesos/KW/año)	29,165	28,900	28,365	28,026
Valor del KW (pesos/KW) (2)	274,936	272,438	267,304	264199

1) En capacidad de reserva (Inversión turbinas: 24,300.8 pesos/KW/año)

2) Vida útil: 30 años, tasa de descuento: 10%

3) Moneda 1986.

TABLA 2

**GENERACION ASIGNADA EN CADA BLOQUE DE DEMANDA
(MW)**

AÑO: 2000 SIN REBOMBEO

	BLOQUE 1	BLOQUE 2	BLOQUE 3	BLOQUE 4
Hidro.	11,407.6	6,676.2	2,666.4	1,200.8
Term. Base	18,451.5	18,273.4	18,273.4	14,167.4
Term. Pico	1,282.9	0	0	0
Rebombeo	0	0	0	0
T O T A L	31,486.0	24,949.6	20,939.8	15,368.2
Dem. Sistema	31,486.0	24,949.6	20,939.8	15,368.2
Dem. Bombeo	0	0	0	0
Dem. Total	31,486.0	24,949.6	20,939.8	15,368.2

TABLA 3

**GENERACION ASIGNADA EN CADA BLOQUE DE DEMANDA
(MW)**

AÑO: 2000 CON REBOMBEO

	BLOQUE 1	BLOQUE 2	BLOQUE 3	BLOQUE 4
Hidro.	11,407.6	6,676.2	2,666.4	1,300.8
Term. Base	18,451.5	18,409.2	18,8409.2	14,303.2
Term. Pico	1,282.9	0	0	0
Rebombeo	500	0	0	0
T O T A L	31,486.0	25,085.4	21,075.6	15,504.0
Dem. Sistema	31,486.0	24,949.6	20,939.8	15,368.2
Dem. Bombeo	0	135.8	135.8	135.8
Dem. Total	31,486.0	25,085.4	21,075.6	15,504.0

TABLA 4

CONCLUSIONES

De la primera parte, al haber analizado los aspectos básicos que conforman las plantas de almacenamiento de energía por bombeo se tiene que:

- Son plantas que pueden aportar al sistema energía cara utilizando energía barata.
- Las plantas de acumulación proporcionan eficientemente la energía eléctrica que se requiere durante las "horas pico" que se presentan en algunos sistemas eléctricos.
- Al sistema eléctrico le proporciona equilibrio al utilizar la energía eléctrica excedente de las horas de baja demanda, sustituyendo la energía suministrada por las plantas de turbinas cuyo costo de operación y mantenimiento son más elevados que los de las plantas de acumulación.
- La vida económica o vida útil de un proyecto termina cuando los beneficios derivados de la utilización de la planta son menores que los costos operativos

del sistema, la vida útil de las plantas de acumulación es mayor que la de las plantas de turbogas.

- El estudio de las plantas de acumulación como medio alternativo es importante ya que enfrenta y resuelve uno de los problemas del uso de los recursos energéticos.
- El "valor" del beneficio que le corresponde a un proyecto hidroeléctrico puede estimarse también por el costo de la energía térmica que sustituirá, esto es, un kilowatt-hora generado por una planta de acumulación tendrá mayor valor siempre y cuando reemplace un kilowatt-hora generado por otro medio con mayor o igual calidad, además de ser obtenido de forma más económica, lo cual justifica el que sólo trabajen periodos cortos durante el día.
- La decisión de construir una planta de acumulación se basa en la evaluación económica de la inversión requerida, de los valores de la energía eléctrica recibida para el bombeo y la energía eléctrica entregada al sistema eléctrico durante las "horas pico".
- Según la disponibilidad de energía excedente en el sistema eléctrico, de fuentes de abastecimiento y de las características generales del sitio para la instalación de una planta de acumulación se puede definir el volumen de almacenamiento y la capacidad instalada.
- Estas centrales no requieren de ríos caudalosos ni grandes almacenamientos, estos pueden ser relativamente pequeños por lo que podrán ubicarse no muy lejos de los centros de consumo.

De la segunda parte tenemos que :

- La evolución del sistema eléctrico de nuestro país presenta mayor generación de energía de origen termoeléctrico que de origen hidroeléctrico, esto se explica en función de la importancia que se asignó en distintas épocas a los principales factores para decidir la conveniencia de construir plantas hidroeléctricas o termoeléctricas.
- Por otra parte se han definido modos del sistema eléctrico en los que el suministro de energía eléctrica durante los periodos de máxima demanda representa un problema debido al desarrollo agrícola e industrial que experimentan algunas ciudades del país.
- Es sobre todo en la región Norte del país que a consecuencia de sus escasos recursos hidrológicos, al desarrollo de su industria y al crecimiento demográfico, donde se presentan importantes conflictos en el suministro de energía en horas pico.
- Se definen 4 ciudades en la región Norte que requieren energía de pico y en las cuales existen posibilidades de instalación de una planta de acumulación. Dichas ciudades son: Monterrey, N.L., Cd. Juárez, Chih., Torreón, Coah. y Chihuahua, Chih.
- La utilización de las plantas de acumulación como apoyo a los sistemas ha resultado favorable en muchos países, los cuales son ejemplo del aprovechamiento de los recursos disponibles.
- La instalación de estas plantas en el norte del país, desplazará la energía de pico generada con plantas de turbogas en forma local, dicha sustitución incluye las exportaciones y las importaciones nodales de potencia y energía de pico presentes en el nodo.

- Si el nodo importa energía dejará de hacerlo, el ahorro de energía de turbinas tendrá lugar en el nodo proveedor y se descargará en la misma medida los enlaces en el pico aclarando que las plantas de acumulación sólo desplazará exportaciones de pico ya existentes pero no creará más.
- El bombeo fuera de las horas pico consume energía de base de cualquier proveniencia prioritariamente la más barata y local: Carbón.
- Para la zona tenemos que los medios de generación tipificados como de base son el vapor y el carbón (además de la planta hidroeléctrica Falcón en el nodo Matamoros) siendo los medios de generación tipificados como de pico las plantas de turbinas y ciclo combinado (además de la planta hidroeléctrica La Amistad en el nodo Río Escondido).

Del ejemplo:

- Las características topográficas del área de estudio son favorables, existiendo áreas adecuadas para el alojamiento de las obras que se requieren, las cuales serían de relativa magnitud.
- El área en estudio es de fácil acceso.
- Del análisis hidrográfico se observa que el fracturamiento trazado es congruente en su mayor parte con el drenaje del área. El abastecimiento de agua para la factibilidad del proyecto no presenta problema alguno, ya que se considera suficiente para satisfacer las demandas a futuro.
- La geología del área a pesar de la complicada estructura no presentará mayores problemas, ya que las obras que se proyectan son pequeñas y pueden ubicarse fuera de las zonas críticas.
- Los materiales para la construcción se localizan dentro de esta misma área.

- El ejemplo es uno de los sitios con posibilidades de instalación de una planta de acumulación en las cercanías de la Cd. de Monterrey, puede también plantearse otro sitio aún más cerca de la misma, utilizando las aguas negras como fuente de abastecimiento.
- De acuerdo a las condiciones geológicas y topográficas existen áreas adecuadas para la formación de los vasos de almacenamiento con capacidad para un millón de metros cúbicos.
- La planta de acumulación utilizará parcialmente el gasto que se tiene en el área y permite la instalación de 200 MW de potencia.
- La conducción será superficial al igual que la casa de máquinas. El equipo constará de 2 turbo-bombas reversibles de un solo paso.
- En general la planeación de una planta de acumulación es, en mucho, similar al de una planta hidroeléctrica convencional siempre que observemos a detalle el funcionamiento de la primera. La potencia a instalar esta condicionada por factores tales como la demanda en este, la energía disponible de base para el bombeo, las condiciones del sitio, y la disponibilidad del agua entre otros.
- Las instalaciones quedan en su totalidad en terrenos de propiedad privada y una mínima parte en terreno ejidal.
- Se adoptan 2 tipos diferentes de muro de contención para el almacenamiento, debido a las condiciones geológicas y de espacio.
- Es importante el desarrollo de este tipo de proyectos no sólo en la Cd. de Monterrey sino también en las ciudades de Juárez, Chihuahua y Torreón que aunque no están considerados en el Programa de Obras e Inversión del Sector Eléctrico (POISE), deberán ser incluidos en poco tiempo.

De la evaluación de una planta de acumulación en el sistema eléctrico interconectado concluimos que la instalación de una planta de este tipo es otro medio importante para aprovechar las características de un sistema como el nuestro ya que permite el reemplazo de energía cara por barata y le permite también utilizar sus excedentes de generación en periodos de baja demanda.

Los ahorros por la instalación de una P.A.E.B. se resumen en ahorros en costos de operación en el sistema ahorros en costos de inversión y ahorros en costos de transmisión.

BIBLIOGRAFÍA

- Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el Sector Eléctrico. Generación. C.F.E., 6a. Edición, México, 1986.
- Pump Handbook. Igor J. Karassik, W. Krutzsch, W. Fraser, J. Messina. Ed. Mc Graw Hill Book Company, E.U.A., 1978.
- Appleton's New Cuyás Dictionary, Cuyás, A., Prentic Hall, 5a. Edition, New Jersey, 1972.
- Ingeniería de los Recursos Hidráulicos. Linsley & Franzini, G.E.C.S.A., Argentina, 1979.
- Energéticos, Panorama actual y perspectivas. Vol. I, Lic. Arturo del Castillo. Instituto Mexicano del Petroleo.
- Estudios y proyectos de las obras para la instalación de plantas de acumulación de energía por bombeo en la Zona Noreste del país. Proyectos Intual, S.A., C.F.E.
- Diccionario Pequeño Larousse Técnico, Temas de Galiana Mingot, Ediciones Larousse, París, 1980.
- La industria de energía eléctrica, Cristóbal Lara Beustell, Fondo de Cultura Económica, México, 1953.
- "Plantas hidroeléctricas para almacenar energía por bombeo", Revista Ingeniería Hidráulica en México, Núm. 4, Vol. XXII, 1968, Ing. Carlos Tercero Elizalde, México, 1968.
- Elementos de Centrales Eléctricas I, Gilberto Enriquez Harper, Ed. Limusa, México, 1982.

- Evolución del Sector Eléctrico en México, C.F.E., 40 Aniversario, México, 1976.
- III Congreso Nacional de Hidráulica, Vol. I, Asociación Mexicana de Hidráulica, A.C., Ver., México, 1974.
- Manual de Diseño de Obras Civiles, Cap. 5 Diseño Hidráulico, Instituto de Investigaciones de la Industria Eléctrica, Instituto de Ingeniería, 1968.
- Hidráulica General Vol. 1, Fundamentos, Gilberto Sotelo Avila, Ed. Limusa.
- Apuntes de Hidráulica II, Gilberto Sotelo Avila, Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Manual de Hidráulica, JM de Azevedo Netto & G. Acosta Alvarez, Ed. Harla, México, 1975.

Artículos

- The evolution of a technological opportunity: underground Pumped hydro-storage, D.C. Willett, J.G. Warnock, Revista Underground space, Vol. 7, pp 347-352, Pergamon Press Ltd.
- "The effect of inflation on the choice between hydro and thermal power", Abramowitz, Revista Water Power & Dam Construction, Feb. 1977.
- "La bomba-turbina como perfeccionamiento de la bomba de acumulación", D. Florjanviv, Revista técnica Sulzer, Artículo de la Conferencia sobre Centrales Hidroeléctricas con acumulación artificial.
- "Equipo principal para una Central de Almacenamiento por bombeo", - Krasil'nikov, URSS.
- Estimating Reversible Pump -Turbines Characteristics, R.S. Steizer, R.N. Walters Engineering. Monograph No. 39, USBR.

- The Dimensioning of Pump - Turbines, J.P. Kaufmann Part one Water Power & Dam Construction, August 1977, Part two Water Power & Dam Construction, Sep. 1977.
- Modern Trends in selecting and Designing reversible Francis pump - turbines, F. de Siervo y A. Lugaresi, Revista Water Power & Dam Construction, May. 1980.