

11



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DETERMINACION DEL POTENCIAL DE AUTOABASTECIMIENTO EN EL VALLE DE MEXICO A PARTIR DE CENTRALES GENERADORAS MICROHIDRAULICAS INSTALADAS EN LOS SISTEMAS DE CONDUCCION DE AGUA

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

INGENIERO EN ELECTRONICA

INGENIERO ELECTRICO ELECTRONICO

P R E S E N T A :

EDGAR ALFREDO ROMERO VALDES

DIRECTOR DE TESIS: ING. ADRIAN VALERA NEGRETE



MEXICO, D. F.

ENERO 2001

208306



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

DEDICATORIAS:

A mis padres, y muy en especial a mi madre que ha dado todo por sus hijos y que gracias a ella he podido llegar hasta aquí. Madre, esto es sólo una parte de tu cosecha.

A mis hermanas Leticia, Adriana y Araceli, tres espadas que me han escoltado en las buenas y en las malas. Su apoyo ha sido fundamental para el logro de mis objetivos.

A mi hermano y gran amigo Jordi (Pidgeotto) por regalarme el volver a ver mi infancia que tanto disfruté.

A Nancy, por compartir conmigo tantos sueños y alegrías.

A mis abuelas Chayo y Leo, dos ejemplos de respeto y admiración.

A mis tíos, tías, primos y primas, que han sido parte importante para mí. Gracias tía Paz por su gran ayuda hacia mí.

A todos los amigos que he conocido en la Facultad, con los cuales aprendí que los problemas no los soluciona uno solo. Edgar, Oswaldo, Nacho, René, Joel, Alejandro S., Omar, Fernando, Mario, Enrique, Ezequiel, Carlos, ...¡lo logramos!

A la Ingeniero Susana Hernández por su confianza y sus valiosos consejos. Gracias manina por corregirme.

ALEX

A mis padres y hermana:

*Alfredo Romero Miranda (Romerito)
Graciela Candelaria Valdés Ortiz (Chelita)
Erika Romero Valdés (Erikita)*

Por estos casi 25 años de cuidarme, apoyarme y quererme tanto.

A todos mis demás familiares: abuelita Nieves, tías, tíos, primas y primos; por que siempre serán un gran ejemplo y motivación en la vida.

A mis mejores amigos:

*Contreras Narváez Egmont Patricio (Sigmundo)
Diazmercado Delfín Gabriel (Gabo)
López Ramírez Rodrigo (Ruy)
Rodríguez Romero Luis Carlos (Liquid)*

Por tantos buenos momentos compartidos.

A mi amigo y compañero de tesis Alejandro García Fragoso (Alex) por su trabajo, tiempo y dedicación para la realización de esta tesis.

A los compañeros de la Facultad de Ingeniería: René, Gloria, Yadira, Rocío, Víctor, Alma, Jessica, Miguelito, Julia y Martha, por los años de convivencia en la universidad.

A los compañeros de trabajo del E-1 de la B.M.V. por todas sus enseñanzas.

EDGARÍN

AGRADECIMIENTOS:

A la UNAM y a la Facultad de Ingeniería por habernos brindado todo su conocimiento a través de sus profesores, bibliotecas y laboratorios. Además de habernos inculcado un espíritu universitario que siempre llevaremos en todo lo alto.

A las instituciones que nos han apoyado en la realización de este trabajo de investigación. Entre otras: CNA, DGCOH, CFE, FIDE, SEMARNAP, etc.

Al Ingeniero Adrián Valera por el tiempo dedicado al asesoramiento de esta tesis.

INDICE GENERAL

LISTA DE SÍMBOLOS	1
INTRODUCCIÓN	3
1. CENTRALES MICROHIDRÁULICAS	
1.1. CONSIDERACIONES GENERALES	6
<i>1.1.1. Definición</i>	6
<i>1.1.2. Potencia y Energía</i>	7
<i>1.1.3. Los elementos de una PGMH</i>	7
<i>1.1.4. Usos, Costos y Regulaciones</i>	9
<i>1.1.5. Impacto Ambiental</i>	9
<i>1.1.6. Criterios de Instalación</i>	9
1.2. RECURSOS HIDRÁULICOS	10
<i>1.2.1. El agua como una fuente de energía: variaciones climáticas</i>	11
1.3. PLANEACIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE UNA PGMH	13
<i>1.3.1. Trabajos de sitio necesarios para la instalación</i>	13
<i>1.3.2. Criterios de selección del lugar</i>	16
<i>1.3.3. Sitio, Cimientos y Estabilidad</i>	16
1.4. EQUIPO ELECTROMECAÁNICO	17
<i>1.4.1. Antecedentes Históricos</i>	17
<i>1.4.2. Algunos puntos generâles sobre Turbinas Hidráulicas</i>	20
<i>1.4.3. Elementos en la operación de una turbina</i>	23
<i>1.4.4. Selección de la Turbina</i>	26
<i>1.4.5. Desarrollos específicos relacionados con las PGMH</i>	28
<i>1.4.6. Regulación de la velocidad en las unidades</i>	29
<i>1.4.7. Producción, Transformación y Transmisión de Energía</i>	31
<i>1.4.8. Mecanismos de transmisión turbina-generator</i>	42
<i>1.4.9. Balance Total de Energía</i>	42
2. CONDICIÓN ACTUAL DEL SISTEMA DE CONDUCCIÓN DE AGUA EN EL VALLE DE MÉXICO	
2.1. PRINCIPIOS	44
2.2. CONDICIONES ACTUALES	47

2.3. FUENTES DE ABASTECIMIENTO Y SISTEMAS DE CONDUCCIÓN	50
<i>a) Acuífero del Valle de México</i>	50
<i>b) Sistema Cutzamala</i>	53
<i>c) Sistema Lerma</i>	55
2.4. EL ACUEDUCTO PERIMETRAL	57
2.5. PLAN MAESTRO 1997-2010	60
3. PROPUESTA DE GENERACIÓN MICROHIDRÁULICA PARA AUTOABASTECIMIENTO	
3.1. ANTECEDENTES Y DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	63
3.2. ESTADO ACTUAL DE LAS OBRAS EN CADA CAÍDA	65
<i>a) Caída San Bartolito</i>	65
<i>b) Caída El Borracho</i>	66
<i>c) Caída Las Palmas</i>	67
<i>d) Caída San Joaquín</i>	67
3.3. GASTO DISPONIBLE	69
3.4. MEMORIA DE CÁLCULO ELECTROMECAÁNICA	71
3.5. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL EQUIPO TURBOGENERADOR	73
3.6. RESULTADOS	78
4. FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA	
4.1. CONSIDERACIONES	81
4.2. ANÁLISIS ECONÓMICO	84
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	94
APÉNDICE A. ILUSTRACIONES	98
BIBLIOGRAFÍA	110

LISTA DE SÍMBOLOS

A.- ahorro
 B.- flujo base
 B/C.- beneficio/costo
 C.- velocidad absoluta
 Ca.- velocidad axial
 Cr.- velocidad radial
 Cu.- velocidad de rotación
 C_{agua}- costo por uso de agua
 C_{fact}- costo de facturación
 C_i- costo de inversión
 C_{om}- costo de operación y mantenimiento
 C_{tot}- costo total
 Ds.- desvío
 d.- diámetro
 Ev.- evaporación
 f.- frecuencia
 f_v- factor de variaciones de flujo
 g.- aceleración de la gravedad
 H.- altura disponible
 h_g- altura gruesa
 h_n- altura neta
 I.- inversión
 i.- corriente
 If.- infiltración
 L.- longitud
 M.- momento
 m.- relación de transformación; periodo de recuperación de la inversión
 N.- frecuencia de rotación
 n.- vida útil
 ns.- velocidad específica
 P.- potencia útil
 P.E_{gen}- energía eléctrica producida
 Pe.- lluvia efectiva; potencia electromagnética
 PGMH.- planta generadora microhidráulica
 P.H.- potencia hidráulica
 P.M.- potencia mecánica
 P.N.- potencia neta
 Pr.- precipitación, potencia real
 Q.- gasto
 Qr.- potencia reactiva
 q.- descarga de masa
 qv.- descarga volumétrica
 r.- radio
 S.- potencia aparente
 T.- turbina; periodo
 t.- tiempo

TIR.- tasa interna de retorno
u.- velocidad absoluta de giro
VP.- valor presente
v.- voltaje
W.- velocidad relativa
Z.- impedancia

ϕ .- ángulo
 γ .- resbalamiento
 η_{gen} .- eficiencia del generador
 η_{li} .- eficiencia de línea de transmisión
 η_{mec} .- eficiencia mecánica
 η_{tg} .- eficiencia turbina-generador
 η_{tr} .- eficiencia del transformador
 η_{tur} .- eficiencia de la turbina
 ρ .- densidad
 ρ_e .- densidad específica
 ρ_o .- pares de polos
 τ .- momento de inercia
 ω .- velocidad angular
 Ω .- velocidad

INTRODUCCIÓN

El aprovechamiento de la energía hidráulica de las pequeñas corrientes y alturas disponibles, permite producir fuerza mecánica y energía eléctrica para satisfacer, en forma económica, necesidades de consumo energético, lo que resulta atractivo y de gran utilidad.

El aprovechamiento de estos recursos hidráulicos para la microgeneración, ha alcanzado gran auge y desarrollo en algunos países de Asia, Europa y América del Sur.

Las pequeñas centrales hidroeléctricas interconectadas a la red operan desde los inicios de los sistemas eléctricos, y de hecho fueron la tecnología que les dio origen. Estas plantas, que se fueron abandonando a medida que se alcanzaban capacidades de planta cada vez mayores ofreciendo una mejor economía de escala, se han venido rescatando por miles en otros países y operan de manera automatizada, interconectadas a la red eléctrica en los sitios donde se da el pequeño aprovechamiento hidráulico.

En Europa durante el siglo XIX se le dieron muchos usos a la potencia de las pequeñas plantas hidroeléctricas. Esta electrificación, permitió desarrollar económicamente regiones distantes previo al establecimiento de la red de distribución eléctrica nacional. La extensa aceptación de esta interconexión unificó el sistema de energía y tuvo grandes resultados, por razones de facilidad de escala económica y manejo, en el desarrollo de grandes centrales generadoras administradas por una única organización.

Esta concentración de plantas se hizo a expensas de pequeñas instalaciones que suministraban a comunidades locales o individuos privados. La disminución en el costo de la electricidad con el desarrollo de plantas que queman combustible tuvo el efecto de liberar a los consumidores del azar de producir hidro-electricidad por sí mismos (por lo impredecible de los fenómenos naturales como la lluvia que las abastecen).

El alza de costos en energía durante las pasadas décadas estimuló de nuevo la confianza en los valores económicos y sociales en la producción descentralizada hidroeléctrica. Así, un fundamento económico sólido puede ser provisto para todas las regiones en áreas regularmente montañosas así como comunidades rurales pequeñas y micro industrias, que pueden tomar ventaja de una tecnología de producción de energía que no requiere combustible, no contamina y que involucra mantenimiento de equipo sencillo con un largo periodo de vida.

Por razones similares, ha existido una expansión en la instalación de Plantas Generadoras Microhidráulicas en países en desarrollo donde han encontrado los requerimientos para centrales de baja potencia en sitios alejados. Una comparación contra plantas a diesel en la actualidad es generalmente a favor de las microhidráulicas pues requieren menos mantenimiento y pueden ser supervisadas por personal no especialista.

Además, el combustible (en este caso el agua), dado que tiene un valor agregado según la zona donde se disponga, resulta ser mucho más económico que el de una planta a diesel.

No obstante existen muchas elecciones posibles disponibles, según la clase de equipo, el tipo de uso y aplicación propia.

En los países en desarrollo, las turbinas hidráulicas con potencias de menos de 30-35 kW son adecuadas sólo para el uso doméstico o privado. Para potencias entre 30 y 150 kW pueden ser construidas para uso doméstico, pequeña escala industrial o uso comercial, y el suministro de corriente a la red nacional. En potencias arriba de 150 kW, alguna parte o toda la energía producida deberá ser vertida a la red nacional.

Para pequeñas comunidades, como sea, la producción para consumo local es mucho más importante que suministrar a la red nacional, como un suministro local disponible para micro industrias y para la población local pueden crear o sostener actividades y empleos.

El costo de una instalación es determinado por el flujo y la caída disponible. En general, para una potencia dada, las instalaciones con pequeñas caídas son más costosas que sus equivalentes plantas de alta caída. La economía puede ser beneficiada grandemente, de cualquier modo, si la instalación hace uso de un embalse o sistema hidráulico adecuado que ya exista.

El capital de inversión deberá ser financiado por préstamos que puedan adecuarse a planes largos, pues los costos de mantenimiento y operación son bajos, además de que personal especializado tampoco es requerido y la estación tiene un periodo de aproximadamente 25 años de vida útil.

Ahora bien, las fuentes renovables de energía florecieron en los 70's, principalmente durante el embargo petrolero y el aumento en los precios que le siguió. Sin embargo el apoyo para la explotación de dichas fuentes renovables de energía rápidamente decayó cuando los precios del petróleo cayeron en el mundo en las últimas décadas.

Alrededor de 2×10^{12} personas que viven en los países en desarrollo en el mundo no tiene acceso a la electricidad. Para estas gentes, las fuentes de energía renovables, ya sea celdas fotovoltaicas, generación eólica, o bien la generación microhidráulica pueden representar una buena oportunidad para recibir este servicio, además de que por lo regular viven en zonas de difícil acceso poco adecuadas para soportar el precio de extensiones de la red eléctrica.

Las Plantas Generadoras Microhidráulicas proveen un método ideal para producir energía en áreas rurales y montañosas, donde la demanda sea relativamente baja y dispersa, provistas de recursos acuíferos y donde el terreno cuente con zonas elevadas.

En los últimos años, se han instalado en México seis o siete pequeñas centrales hidroeléctricas de 30 a 100 kW, las que suministran el servicio eléctrico a comunidades rurales y algunas actividades productivas, a través de una red local de distribución. El IIE instaló una de estas plantas, de 100 kW de capacidad, integrada por una turbina de diseño y fabricación propios y el resto de los equipos comerciales, en un distrito de riego del estado de Jalisco. Los otros sistemas han sido sistemas comerciales de importación.

En la zona conurbada de la Ciudad de México, precisamente en la Sierra de Las Cruces, se pueden apreciar desniveles significativos que bien podrían ser considerados para la generación microhidráulica, ya que por dicha zona se encuentra construido uno de los sistemas de conducción de agua más importante de la ciudad (Acueducto Lerma), por lo que los caudales manejados se prestan para tal generación. Es por ello, que en este trabajo de investigación, se analizan a detalle 4 sitios a lo largo de dicho sistema (San Bartolito, El Borracho, Las Palmas y San Joaquín) en los cuales la generación de energía eléctrica a través de Plantas Generadoras Microhidráulicas parece ser interesante y atractiva.

1. CENTRALES MICROHIDRÁULICAS¹

1.1 CONSIDERACIONES GENERALES

La crisis energética producida por el incremento del precio del petróleo ha dejado a lo largo y ancho del mundo un interés renovado en todos los recursos explotables de energía. La electricidad hidráulica es un área que ha tenido un gran resurgimiento de interés, tan extenso que los países con recursos hidráulicos están ahora considerando seriamente el desarrollo de pequeñas fuentes de electricidad hidráulica.

Los países industrializados están otra vez comenzando a instalar este tipo de equipo después de revisar sus ideas sobre su factibilidad económica, que durante las pasadas décadas, no tenía comparación con la de combustibles fósiles. Como resultado, la producción de plantas apropiadas y confiables para la estandarización de diseños está también evolucionando rápidamente.

Los países en desarrollo, que han sido seriamente afectados por los aumentos y variaciones en los precios del petróleo (y que también han tenido dificultades técnicas en el mantenimiento de generadores diesel), están fomentando el uso de generación microhidráulica a través del desarrollo de un mejor conocimiento de sus recursos acuíferos disponibles.

La energía hidráulica es una forma no contaminante de energía que puede ser fácilmente convertida en electricidad con altas eficiencias. Sin embargo, puede plantear problemas con el entorno, y no importa que tan importante sea su contribución, la captación de pequeñas fuentes hidroeléctricas no debe ser considerada sin el conocimiento de las otras actividades dentro de la fuente de agua, incluyendo las actividades recreativas.

1.1.1 Definición

Una Planta Generadora es el conjunto de elementos (organismo o sistema) destinado a convertir en energía eléctrica parte de la energía (cinética o potencial) de cualquiera de las fuentes hidráulicas conocidas.

El término "**Planta Generadora Microhidráulica**" (PGMH) define una instalación para la producción de electricidad hidráulica en niveles bajos de potencia. En la práctica, la potencia de estas instalaciones puede ser entre 5 y 5000 kW para alturas de 1.5 a 400 metros y flujos de varios miles de litros por segundo a decenas de metros cúbicos por segundo.

En la mayoría de los casos, las Plantas Generadoras están localizadas directamente en el curso del agua, sin control de embalse, y requiere del buen conocimiento del patrón de flujo de corriente a fin de localizar las turbinas correctamente para controlar la producción. Los trabajos de ingeniería civil para la toma de agua son a menudo realizados con un costo mínimo utilizando materiales disponibles localmente.

¹El desarrollo de este capítulo está basado en las referencias 1,2,3 y las páginas electrónicas mencionadas en la bibliografía

Una clasificación simple puede redactarse en términos de altura de la caída de agua como sigue:

Potencia [kW]	Altura Baja [m]	Altura Media [m]	Altura Alta [m]
5 – 50	1.5 – 15	15 – 50	50 – 150
50 – 500	2 – 20	20 – 100	100 – 250
500 – 5000	3 – 30	30 – 120	120 – 400

Tabla 1.1
Relaciones de Potencias y Alturas en una PGMH

Muchos intentos de clasificación se han realizado en diferentes países y una definición común es usar “micro” cuando la potencia es menor a 100 kW y “mini” si está entre 100 y 5000 kW.

1.1.2 Potencia y Energía

La potencia hidráulica que está disponible naturalmente en un lugar dado está definida por:

$$P.H. = Q * \rho * g * H,$$

Donde P.H. es la potencia hidráulica (Watts), g es la aceleración de la gravedad (m/seg^2), ρ es la densidad del líquido ($kg./m^3$), Q es el gasto (m^3/seg) y H es la altura de la caída del agua (m).

La correspondiente producción eléctrica puede ser escrita como: $P.E._{gen} = P.H. * t * \eta_{tg} * f_v$, donde $P.E._{gen}$ es la energía eléctrica producida (en kWh), P.H. es la potencia hidráulica (en kW), t es el tiempo de operación (en horas), η_{tg} es la eficiencia del montaje turbina generador, usualmente entre 0.5 y 0.9 y f_v es un factor que toma en cuenta las variaciones del flujo por estaciones para instalaciones de agua corriente.

1.1.3 Los elementos de una PGMH

Toma.- Esta involucra una estructura cuya forma y dimensiones son determinadas por condiciones locales. La toma puede desbordarse y los embalses pueden ser construidos de concreto, relleno de roca, alambre con piedras, tierra o ladrillo con materiales locales.

Canal de Conducción de Agua.- Este puede ser construido de tierra o concreto. Si se usa tierra, la velocidad del agua no deberá exceder 0.8 m/s, pero con concreto puede alcanzar 1.5 m/s. Para generación de electricidad la toma puede ser un canal de irrigación o una fuente de agua potable. Los tubos son generalmente de acero o de polietileno que permiten velocidades de agua de 3-8 m/s.

Malla protectora.- La turbina debe ser protegida del material que trae el río. Esto puede realizarse utilizando una parrilla o malla que pueda limpiarse manualmente, o un diseño simple desechable. Un estanque también forma sedimentación de pequeñas partículas antes de que el agua entre al sistema principal.

Compuerta.- Muchos tipos de compuertas son usados dependiendo si son para proteger contra el incremento en el nivel de agua del río, para aislar el canal o la turbina.

Turbinas.- La selección del equipo depende si la instalación va a ser conectada a la red nacional o si es para proveer una carga autosuficiente de electricidad. Puede ser dimensionada para una producción máxima de electricidad, en el caso donde la continuidad en la producción sea la consideración más importante.

El tipo de turbina seleccionada depende de la altura de la caída de agua involucrada (Tabla 1.2). Turbinas de Propulsión o Kaplan son usadas en caídas pequeñas, están constituidas por una flecha axial que está atada por cuchillas ajustables que pueden ser adaptadas durante la operación. Turbinas Francis, en donde el agua está dirigida directamente a los álabes, son usadas para alturas medias. Turbinas Pelton, en donde el chorro de agua bajo muy alta presión es dirigido por medio de un inyector en los cubos de la circunferencia de la rueda, son adecuadas para altas alturas. El utilizar un inyector permite un control adecuado del flujo de agua hacia la rueda.

Tipo de Turbina	Axiales (Kaplan)	Diagonales (Francis)	Pelton
Salto Neto (m)	2-70	2-500	40-1700
Gasto (m^3/s)	Hasta 550	10-200	1-10
Diam. Ext. Rodete (m)	1.0-10.5	0.35-7.65	0.36-5.2
Potencia en Eje (MW)	Hasta 250	Hasta 750	Hasta 400

Tabla 1.2
Saltos, Tamaños y Potencias de Turbinas

Regulador.- El regulador garantiza que una velocidad constante sea mantenida a pesar de la demanda de la carga o red. Puede ser operado mecánicamente o eléctricamente. En el tipo mecánico, es controlada la admisión de agua a la turbina. Con incrementos de la demanda, la turbina tiende a rotar más despacio, y el regulador incrementa la alimentación de agua hacia ella con lo que regresa a su velocidad normal. Cuando cae la demanda, la operación se invierte. En el tipo eléctrico, resistencias son utilizadas para absorber la diferencia de energía.

Generador.- La turbina está conectada a un generador directamente a través de una caja de engranes. Unidades asincrónicas son usadas en instalaciones puestas a tierra, y unidades sincrónicas para aisladas.

Red de Transmisión y Distribución.- La energía es producida como baja tensión (220-380 volts) y puede ser consumida localmente. Si el lugar de consumo está localizado lejos de la

fuelle (como a 1 km) es usualmente preferible transformarla de baja tensión (<500 volts) a una de media (alrededor de 20 kV). Esto requeriría la instalación de un transformador elevador y otro reductor en el final de la línea de tensión. Las regulaciones seguras especifican las condiciones para instalaciones privadas, depende su uso doméstico o industrial, para evitar cortos circuitos y fallas a tierra.

1.1.4 Usos, Costos y Regulaciones

El uso de pequeñas centrales hidroeléctricas en los países desarrollados, es totalmente dependiente de la disponibilidad del agua, del nivel de los ríos, y si puede satisfacer los requerimientos de industrias locales o poblaciones aisladas. En Francia, por ejemplo, instalaciones de éstas han sido autorizadas para producir energía para las necesidades propias de las comunidades desde 1980, e incluso pueden vender sus excedentes.

En los países desarrollados, la generación con PGMH ha logrado alumbrar aldeas, alimentar bombas de agua de la población, ganadería e irrigación, proveer potencia para la conservación de viveres, medicinas, etc.

El costo de un sistema varía de una instalación a otra, y ha sido reducido con la estandarización del equipo. Como regla general, el costo disminuye cuando la potencia de la unidad se incrementa, y para potencias iguales, instalaciones con alturas pequeñas resultan más costosas. Los costos de la obra civil son un factor importante y pueden llegar a representar entre el 40 y 80% de los gastos de capital, dependiendo de las condiciones geológicas y técnicas.

En algunos sitios donde las condiciones de construcción resultan muy difíciles o donde la tecnología tiene que ser importada, estos costos pueden triplicarse. Aunque también pueden reducirse a la mitad si las obras civiles son realizadas utilizando materiales locales.

Las Regulaciones del uso de ríos para la producción de energía difieren de país a país.

1.1.5 Impacto Ambiental

Si las PGMH no son bien operadas, pueden causar daños al ambiente natural. El traslado de agua puede crear dificultades para los peces migrantes y por ello debe existir una desviación entre el tanque y la salida con un flujo mínimo estipulado. Durante ciertas ocasiones del año, las reservas de agua pueden ser propensas a secarse, con todos los efectos biológicos que esto implica.

1.1.6 Criterios de Instalación

Los siete puntos involucrados en los criterios de instalación de una pequeña central hidroeléctrica son como sigue:

- (a) Conocimiento de los diversos usos del agua a través del embalse base (necesidades presentes y futuras), las transferencias de agua y los mínimos requerimientos de flujo (por ejemplo para la crianza de peces).

- (b) Conocimiento de los requerimientos locales, con una evaluación del suministro presente de energía. Las aplicaciones propuestas de la electricidad que generará la minicentral deben ser examinadas y una selección debe ser realizada.
- (c) Determinación de caídas disponibles.
- (d) Conocimiento de la climatología de la zona, por ejemplo del patrón de lluvias y descargas en los ríos. Si es necesario, cuando mediciones actuales no se encuentren disponibles, los datos necesarios deben ser analizados para determinar los detalles del flujo.
- (e) Conocimiento de la hidrología del área, notando el papel de los acuíferos en el suministro y flujo de los ríos, particularmente durante los periodos de baja corriente.
- (f) Conocimiento de la geología del lugar y determinación de aquellas áreas que sean propensas a movimientos del suelo y subsuelo. Esto se requiere en orden de definir la estabilidad de las estructuras para que los trabajos de obra civil puedan ser realizados bajo las mejores condiciones técnicas y financieras.
- (g) Análisis del Impacto Ambiental, particularmente si se afecta el suelo de la cuenca río arriba de la toma de agua, y los disturbios causados a la cría de peces.

1.2 RECURSOS HIDRÁULICOS

El agua es una fuente de energía renovable y temporal. El potencial hidráulico es una combinación de los flujos posibles y la distribución de gradientes, y los recursos hidráulicos son una fracción de los recursos hidráulicos que siguen estando accesibles después de realizarse las consideraciones económicas.

Una PGMH puede desviar sólo una parte de ésto, el recurso explotable, y así de este modo recobrar el potencial de energía del agua que pudo ser disipada sin beneficio por el flujo natural a través del curso de agua corriente.

La potencia hidráulica debe su definición como recurso renovable a la variable pero más o menos continuidad de flujo de una cierta cantidad de agua en la corriente. Esta agua, suministrada por la lluvia y siempre en movimiento, constantemente fluye de los continentes hacia el mar, donde se evapora y va de regreso a la atmósfera en un ciclo interminable por dos fuerzas opuestas, el calor del sol y la gravedad de la tierra.

Cualquier depósito de agua, como un glaciar, un río o un cuerpo de agua subterráneo, es por consiguiente un objeto dinámico con fluctuaciones bajo la influencia de la ganancia de lluvia, pérdidas a través de la evaporación o consumo, y reducciones de flujo causadas por obstáculos. Esto incluye turbulencias en la corriente o la permeabilidad del suelo dejada en la toma de agua, que está continuamente tratando de encontrar su más bajo potencial de gravedad, el mar.

Los diversos retrasos de tiempo introducidos por los cortes transversales de esta masa geológica modulan la variabilidad inicial de las lluvias y determinan los diferentes patrones de las corrientes que forman una imagen de la lluvia que ha caído en una área de desagüe después de filtrarse a través de un complejo ambiente topográfico y geológico.

La existencia de filtros geológicos causa en un momento dado al flujo del agua depender de más de un evento climático. La respuesta de retraso en el lugar de la toma es una función de varias tardanzas en el arribo de los componentes del flujo en el nivel de la estación. Estos retrasos pueden caer en el rango de muchas horas hasta meses. El flujo de un curso de agua no puede ser separado de los periodos de duración, y debe ser entendido no como un valor estático, sino como varios valores que tiene cada uno su probabilidad de existencia sobre un periodo específico de tiempo: un año, un mes o varios días.

1.2.1 El agua como una fuente de energía: variaciones climáticas

Sobre una área suficientemente extensa, digamos algunos miles de kilómetros cuadrados, y durante un período de tiempo dado, puede asumirse que la ecuación de equilibrio siguiente es válida:

$$Pr = Ds + If + Ev \quad (1.1)$$

Donde Pr es la precipitación, Ds lo que es desviado, If la infiltración y Ev la evaporación. Esta relación describe un equilibrio promedio donde cada término es continuamente modificado por la fuerza de gravedad y la energía solar.

Este reajuste continuo es representado por la dinámica del "Ciclo del agua", que puede ser dividido arbitrariamente en cuatro fases:

- (a) Condensación del agua evaporada en una masa de aire para producir precipitación (Pr).
- (b) Evaporación del agua directamente por contacto con el aire o indirectamente a través de consumo o transpiración de la vegetación (Ev).
- (c) Infiltración (If) de agua dentro de las fuentes subterráneas. Parte de esta agua se vuelve a reunir con la corriente de agua al drenarse para formar el Flujo Base (B) aguas abajo.
- (d) Desviación (Ds) de agua no infiltrada, resultado del desagüe del suelo. Esta desviación se combina para formar parte del flujo del río y para proveer a las fuentes subterráneas.

El gasto (Q) de la corriente que es útil para la producción de energía hidráulica es la suma del desvío (Ds) y el drenaje (B). Esto puede expresarse como:

$$Q = B + Ds = Pr - Ev - If + B \quad (1.2)$$

El desvío y la infiltración son generalmente combinados bajo el término de lluvia efectiva ($Pe = Ds + If$) que representa la medida de agua utilizable para ambas, pues existe un constante intercambio entre estos términos en cada punto del área de captación.

Lo anterior se muestra claramente en la Figura 1.0.

La variación en el flujo es determinada por las variaciones en el suministro (la atmósfera), en el nivel de evaporación (la temperatura), en la infiltración (el grado de saturación del suelo) y en drenaje (la posición de la fuente en relación con el río).

Las precipitaciones, el punto de partida del ciclo, varía en gran medida con el tiempo. Los mejores pronósticos meteorológicos no pueden pasar las 24 horas, e incluso así, sólo predicen el comportamiento promedio sobre una región, por ejemplo sobre un área de varios cientos o miles de kilómetros cuadrados. Además, el pronóstico es cualitativo por naturaleza y no indica la cantidad de precipitación esperada sobre la superficie del área dada.

Captación Base para el sitio A

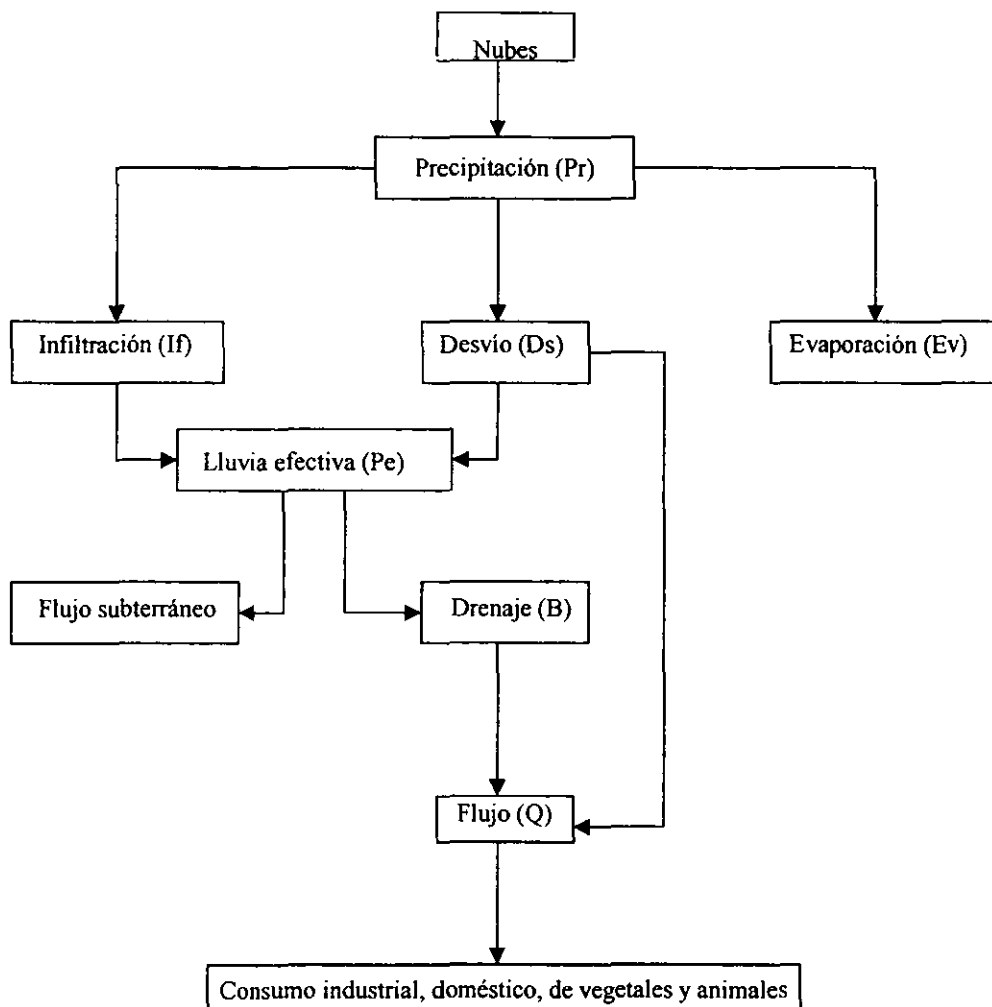


Figura 1.0
Esquema del Ciclo del Agua para una Captación Base

Debe tomarse, por lo tanto, que el conocimiento de los niveles de precipitación está sujeto a la incertidumbre, que sólo pueden ser permitidos el uso de estudios con datos colectados durante un periodo de 30 años. Ha sido demostrado de esta manera, por ejemplo, que hay una relación entre el valor medio de precipitación anual y su distribución anual.

El flujo de una corriente, desde que ésta resulta de la precipitación en el área local de toma, exhibiendo así su carácter casual, necesita entonces de las técnicas estadísticas para determinar sus características. Sin embargo, existen puntos donde el flujo en un punto particular del río no ha sido medido durante un periodo lo suficientemente largo como para establecer un estudio serio, y los datos extensos que forma un historial de flujo tienen que ser reconstruidos utilizando los términos de la ecuación (1.2).

1.3 PLANEACIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE UNA PGMH

En general, las PGMH se abastecen de pequeños embalses. Lugares adecuados para la construcción de PGMH existen naturalmente donde haya condiciones de suelo favorables como las puntas de un cauce, barreras de roca formadas por flujos glaciales o volcánicos, lugares angostos de un valle y caídas de agua. Lagos entre montañas pueden también ser sitios adecuados si sus salidas pueden ser embalsadas o si pueden ser tapadas en un menor nivel después de entubarlas. Alternativamente, embalses de antiguos molinos y canales de ríos son medios ideales para convertirse en aplicaciones de microhidroeléctricas.

1.3.1 Trabajos de sitio necesarios para la instalación

Una instalación hidroeléctrica comprende varios elementos:

- (a) Los trabajos en el río (usualmente un embalse bajo) para apartar el agua hacia el sitio donde la energía va a ser producida mientras se mantenga el flujo de reserva mínimo. Algunas veces una reserva tiene que ser creada. Dependiendo de las condiciones topográficas y morfológicas, la toma puede ser: (1) un embalse rígido de concreto o relleno de roca, o un embalse compuesto de tablas ajustables montados en pilas y cubiertas de concreto; (2) un embalse más rudimentario construido de zanjas, albañilería, un sistema de tablonos y bloques, una toma bajo el agua; (3) una construcción de bifurcación existente para el agua que lleve a un molino o canal de irrigación.
- (b) Un camino de desagüe para las diversas instalaciones de trabajo que drene las aguas que se pudieran desbordar en el futuro, aunque para ello se deberá conocer ya la frecuencia y flujo de la corriente, definidas durante el estudio hidrológico. Particular atención debe ponerse al dimensionamiento y construcción del canal de desagüe en tomas con embalse construido con relleno de tierra, pues deberá soportar la fuerza de la descarga de agua. Además su costo debe resultar compatible con los objetivos del proyecto y con los ingresos por la producción de energía eléctrica.
- (c) Disposiciones que permitan el paso de peces migratorios y protejan la fauna acuática, para controlar los efectos de las tomas permanentes. Estas estructuras, generalmente llamadas rampas de peces, deben ser diseñadas y construidas sobre la base del buen

conocimiento de las direcciones y tiempo de migración de las diversas especies de peces.

- (d) En el caz de altura los tubos de conducción del agua a la turbina pueden ser localizados directamente en la toma, pero dependiendo de las condiciones de entrada o la aplicación, puede ser necesario primero proveer un canal de concreto o tierra. Esta alimentación tiene un bajo gradiente y comprende lo siguiente: (i) En su cabeza, un enrejado o malla con limpiadores de desechos para atrapar material que trae consigo el río como piedras, ramas y desperdicios. Un sistema de cierre de la toma de agua debería ser instalado para el mantenimiento de los diversos mecanismos. (ii) En su extremo, donde los tubos de conducción empiezan, un tanque de ambiente y una cámara de descarga o bahía delantera. Es esencial que la bahía delantera sea provista con una toma de sobre flujo y un canal de desagüe para asegurar la desviación de flujo cuando la planta generadora no esté operando. La cámara de descarga es introducida para compensar cualquier diferencia entre el flujo vertido a la casa de máquinas y el requerido por las turbinas.
- (e) Los tubos de conducción pueden ser de diferentes tipos, dependiendo de las condiciones financieras y las facilidades de la industria local. Son usualmente fabricados de acero, PVC o polietileno. Para proteger los tubos de conducción es generalmente necesario agregar una chimenea de balance o localizar un tanque de sobrecarga tan cercano a las turbinas como sea posible. La instalación en áreas sujetas a movimiento de tierra o derrumbes debe ser evitada. Pendientes excesivas también deben eludirse debido a su difícil construcción y costo de mantenimiento que involucra. Finalmente, particular cuidado y atención debe ser puesto en la integración visual con los alrededores. Algunos asuntos requieren gran tacto mientras son planeados, como la selección de colores y la distribución de la central.
- (f) Las compuertas y válvulas son el equipo para cerrar las tuberías del agua. El tipo de dispositivo usado depende de la presión y de las pérdidas permitidas. Compuertas o válvulas de mariposa pueden utilizarse arriba de la presión de 20 bares o válvulas tipo bola (esféricas) con reducidas pérdidas cuando abren.
- (g) Dentro de las construcciones, obras ligeras son levantadas para proteger el equipo electromecánico, y además de las normas usuales, se debe considerar la posibilidad de inundación tanto como la integración visual con los alrededores. Particular cuidado se tiene que tomar con las líneas de transmisión, que pueden llegar a necesitarse. Inclusive un silenciador puede instalarse, dependiendo de la proximidad con la comunidad.
- (h) El extremo del curso está localizado a la salida de la turbina, cuando el agua es devuelta al cauce del río. Se encuentra tapado en su parte más alta para evitar dañar la planta. Es necesario incluir también una reja para prevenir la entrada de los peces migratorios aguas arriba.

Lo anterior se muestra en la Figura 1.1.

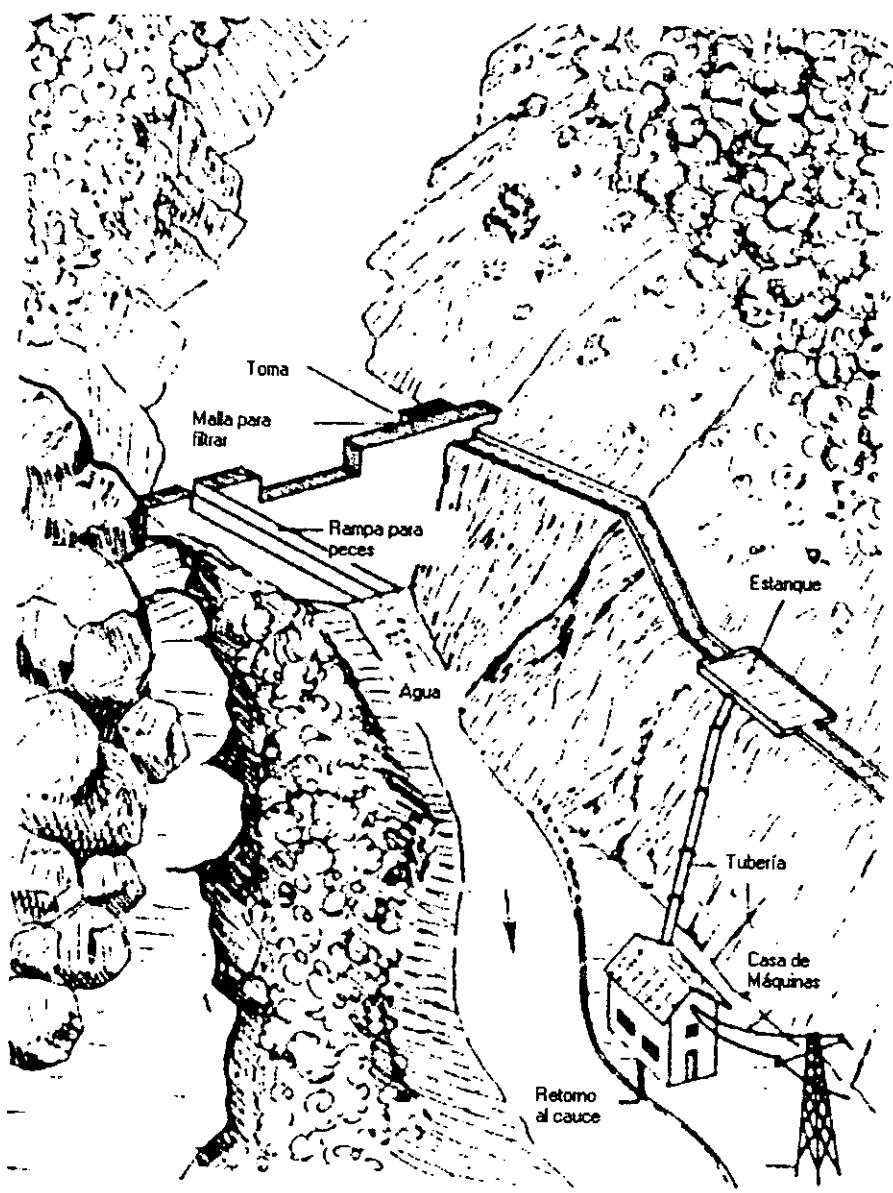


Figura 1.1
Planta Generadora Microhidráulica

1.3.2 Criterio de selección del lugar

La selección del sitio está basada en una cercana interacción entre varias condiciones, como el patrón del río, la seguridad del lugar para trabajar, la integración con el ambiente y las circunstancias que definirán la relación más importante: costo – beneficio.

Habiendo establecido un inventario de las necesidades energéticas en un área con conocimiento de potencial hidráulico, los diversos parámetros deben evaluarse. Es importante, como sea, para sostener otras posibilidades, cómo los recursos hidráulicos pueden ser determinados simultáneamente con otras fuentes de energía, por ejemplo, la geotérmica (alta y baja entalpía), la biomasa, la solar (paneles de celdas fotovoltaicas) o viento. Los factores involucrados pueden ser clasificados en términos de:

- (a) *Altura*.- Dato fundamental para evaluar la potencia de salida. Considerando las pérdidas por altura o nivel de caída del río es posible calcular la salida neta para una longitud de tubos dada.
- (b) *Patrones hidrológicos*.- Definidos por los niveles que se logren alcanzar en la zona, y por las relaciones entre la lluvia efectiva y la descarga. Estos resultan esenciales para calcular el tamaño de las obras requeridas para la toma de corriente, la producción de la propia energía y pronosticar la productividad de la producción.
- (c) *Usos del agua*.- Se debe determinar totalmente la cantidad de flujo disponible aguas arriba de la toma, y a la salida los efectos del desvío de agua, para asegurar su uso presente y futuro.
- (d) *Impacto Ambiental*.- Que pudiesen causar las diferentes instalaciones o trabajos realizados en el lugar y las medidas adoptadas para evitar el ruido, factores estéticos dañinos y cuidado de la flora y la fauna.
- (e) *Dimensionamiento*.- El tamaño de las máquinas involucradas y evaluación de su estabilidad dependiendo de las variaciones de las condiciones litológicas, morfológicas, topográficas y geotérmicas.
- (f) *Distancias*.- Cálculo de la longitud de la toma a la central generadora y de la planta al lugar de consumo (para establecer también la extensión de las líneas de transmisión).

La decisión para proceder con la instalación se extiende sobre la base del análisis costo – beneficio llevado a cabo en varios niveles durante las etapas de planeación, con un grado de refinamiento de los cálculos dependiendo del tipo de trabajo involucrado y la salida de energía proyectada.

1.3.3 Sitio, Cimientos y Estabilidad

Como construcciones, las PGMH no involucran grandes gastos financieros, pero debe orientarse un reconocimiento de los estudios hacia eliminar las dudas que permanezcan después del estudio superficial geológico.

El objetivo es localizar bajo las mejores condiciones de estabilidad la toma, el camino de la caída del agua, los tubos de conducción y la casa con el equipo electromecánico. Es especialmente necesario abolir la construcción del embalse en un lugar inadecuado para las condiciones geológicas o un canal dentro de una zona propensa a derrumbes.

La toma en una corriente baja, con una profundidad por ejemplo menor a dos metros, implica un embalse que intente incrementar el nivel del agua. Cuando más, este podría representar un cuerpo extraño que podría resultar rechazado por el ambiente natural. También es necesario no apresurar los trabajos de cimentación, pues las estructuras deberán soportar descargas excepcionales sin ser dañadas.

1.4 EQUIPO ELECTROMECAÁNICO

1.4.1 Antecedentes Históricos

La idea de transformar la energía cinética y potencial del agua de un río en energía mecánica útil es muy vieja, y los primeros intentos para esta transformación lo fueron las ruedas hidráulicas usadas en pequeñas caídas.

La primera rueda tenía eje vertical, y fueron nombradas según el país donde se construían, por ejemplo Escandinavas, Griegas, Pirineos o Arábicas. Este tipo de rueda hidráulica es descrito en documentos que datan del siglo XV, e incluso mencionadas en un manuscrito del siglo VIII de Irlanda. Fue utilizada ampliamente a través de Europa con excepción de Inglaterra y Gales. Una rueda improvisada, llamada rueda - tubo, fue típica de los Pirineos, el sur de Francia y España.

La Figura 1.2 ilustra una rueda de madera de este tipo que estuvo en operación hasta 1930. Ruedas similares, pero fabricadas de metal, probablemente que datan de principios del siglo XX, continúan en operación. Existieron muchos factores que las favorecieron, en particular su fácil construcción e instalación, además de su confiable operación. Su eficiencia era baja, apenas del 20% en el mejor de los casos, pero por lo general no excedía el 15%.

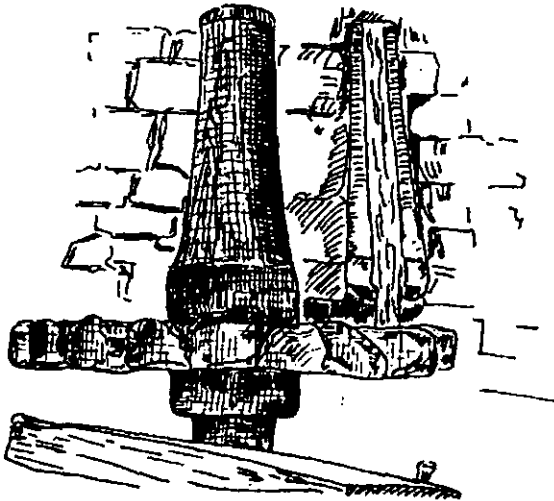


Figura 1.2
Rueda de Molino

Al lado de estas ruedas con eje vertical, ruedas hidráulicas con eje horizontal y mucho mejores eficiencias comenzaron a desarrollarse. Así, la rueda “Romana”, atribuida en el primer siglo Romano AC al ingeniero y arquitecto Marco Vitruvius Pollio, evolucionó en tres tipos clásicos, la rueda bozal que recibe el agua por la parte superior, un tipo intermedio conocido como rueda de pecho y la que recibe por abajo el agua o rueda de canal (Figura 1.3).

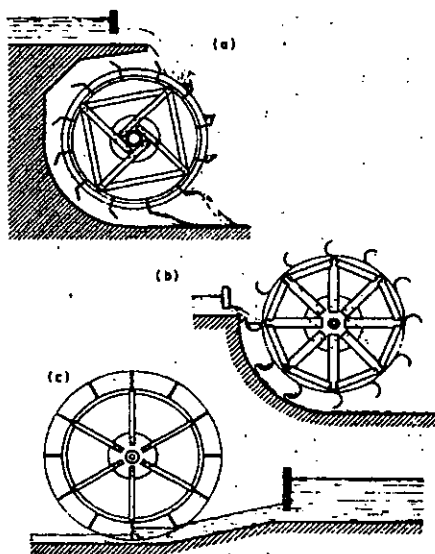


Figura 1.3
Ruedas de Vitruvius alimentadas por: (a)Arriba, (b)En medio y (c)Abajo.

Después de mejorar los diseños y de cuidadosos experimentos, el ingeniero y constructor inglés John Smeaton (1724 – 92) mostró que las ruedas con alimentación por arriba lograban una mayor eficiencia, incluso logrando doblar la eficiencia de las que se alimentan por abajo, que resultó en un eventual alejamiento de esta clase de ruedas en las Islas Británicas.

En Francia, donde la investigación hidráulica comenzó a diversificarse, los ingenieros establecieron dos principios fundamentales para una máquina hidráulica ideal. El primero es que el agua debe siempre entrar sin producir turbulencia. El segundo establece que cuando pase a través de la máquina, el agua debe perder la velocidad inicial que traía a la entrada. Estas condiciones deben ser satisfechas, sino habría desgaste de energía con la turbulencia que se traduce en residuos de energía cinética no aprovechada.

Con la aplicación de estos dos principios, el ingeniero francés Jean-Victor Poncelet (1788-1867) ajustó una rueda de suministro por abajo aumentando el número de paletas con un

diseño novedoso que incrementó la eficiencia. Como una consecuencia, el uso de este diseño se expandió por muchas regiones.

Copiando este diseño, ruedas de marea, las precursoras de las plantas generadoras, fueron construidas en Francia e Inglaterra durante el siglo XVII. Fueron diseñadas para usar la energía de las corrientes en ambas direcciones y para operar alrededor de 16 horas al día. Durante el ingreso de la marea se alimentaba además una reserva que almacenaba la energía para usarla cuando la marea bajaba.

Sin embargo, el conocimiento limitado de la hidráulica significó que estas máquinas permanecieran rudimentarias y tuviesen una baja potencia de salida, pues la mayoría de las caídas se disipaban en la alimentación a través de canales abiertos.

Durante el siglo XVIII, Daniel Bernoulli (1700 – 82) y Leonardo Euler (1707 – 83) desarrollaron los fundamentos de la hidráulica - dinámica, y éste preparó el camino para la aparición de las máquinas modernas. La generación con agua alcanzó su mayoría de edad, y en el siglo XIX las Turbinas establecieron los estándares de funcionamiento.

Entre otras cosas, Euler desarrolló la teoría de la turbina de reacción, que en principio se refiere al chorro hidráulico. Chorros de agua son liberados en las extremidades curvas de dos o más brazos. El agua entra sobre el centro de la máquina directo a golpear la rueda giratoria, donde los brazos rotan debido al efecto de reacción.

Poncelet observó que bajo esas condiciones resultaría imposible utilizar toda la fuerza del agua para entrar en contacto con la rueda mientras sólo pasara por ella. Esto no era un estado aceptable, entonces él propuso un método para resolver esta dificultad, al colocar la rueda de frente para permitir al agua entrar sobre la circunferencia completa. En 1822 el ingeniero militar Claudio Burdin (1709 – 1873) presentó un trabajo a la Academia Francesa de Ciencias titulado “Turbinas Hidráulicas o Máquinas giratorias de alta velocidad”, en donde describía la máquina que sería construida y probada entre 1823 y 1827 por su pupilo Benito Fourneyon (1802 – 67). Este trabajo utilizaba la palabra “Turbina” por primera vez (Creada por Burdin con la palabra latina *turbo*, que significa rueda giratoria).

Durante el mismo periodo, ingenieros en los E.U. tendieron a concentrarse en máquinas del tipo centrípeto, cuyo desarrollo fue perfeccionado por James Francis (1815 – 67).

Turbinas de inyección por partes fueron inventadas para desarrollar altas caídas y bajos flujos. El principio de estas máquinas, basadas en la rueda de Poncelet, fue perfeccionado por un grupo de ingleses californianos, uno de los cuales era Lester Pelton (1829 – 1908).

Ponat Banki, profesor de Hidráulica en la Universidad de Budapest, también diseñó una Turbina del mismo tipo con un doble paso del fluido hacia la rueda. Esta máquina fue finalmente mejorada a principios del siglo XX por el ingeniero inglés A.G. Mitchell.

Por último, en 1924, la necesidad de obtener altas velocidades específicas para usar con pequeñas caídas, flujos largos y un número mínimo de unidades, trajo el descubrimiento de las turbinas de propulsión creadas por Víctor Kaplan (1876 – 1934).

Entonces, como resultado de prodigiosos avances en la tecnología durante los últimos dos siglos, la fuerza hidráulica, que fue creada para uso local en los molinos de agua, ha cambiado su énfasis hacia un incremento de la producción de energía eléctrica.

1.4.2 Algunos puntos generales sobre Turbinas Hidráulicas

La turbina hidráulica es una máquina rotatoria básicamente constituida por una rueda con paletas o álabes, para capturar la energía cinética y la presión de un fluido y transformarlo directamente en energía mecánica útil de una flecha giratoria.

Grosor, peso neto y altura de la caída efectiva.

Consideremos un circuito hidráulico con una turbina T como el que se muestra en la Figura 1.4. El potencial energético entre A y B es transformado en energía mecánica en la turbina y en calor debido a las pérdidas dentro los tubos de conducción.

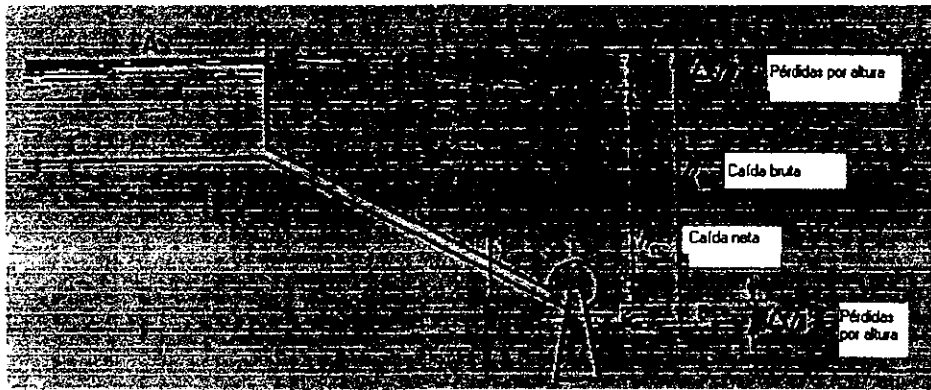


Figura 1.4
Circuito Hidráulico con turbina

Utilizando el teorema de Bernoulli entre A y B tenemos: $hg = Z_a - Z_b = h_n + \Delta h$, donde hg es la altura gruesa, Δh es la suma de las pérdidas de caída en la tubería entre A y 1 mas entre 2 y B, y h_n la altura neta que representa la energía suministrada a la turbina por unidad de peso del fluido. En este caso h_n es la diferencia de nivel útil para operar la turbina.

La potencia neta proporcionada a la turbina es entonces:

$$P.N. = h_n \cdot \rho_e \cdot q_v = h_n \cdot g \cdot q \quad (1.3)$$

Donde ρ_e es la densidad específica del fluido = $\rho \cdot g$, q_v es la descarga volumétrica, g es la aceleración de la gravedad, q es la descarga de masa, y ρ es la densidad de masa del fluido.

Para la turbina ilustrada en la Figura 1.5, los índices e y s indica la entrada y salida de la máquina. La caída neta es $h_n = h_e - h_s$, y representa la energía disponible para la máquina, Δh_{es} representa las pérdidas durante la caída por fricción de fluido sobre fluido y fluido con las paredes de las tuberías, o con turbulencias en la entrada hacia las aspas.

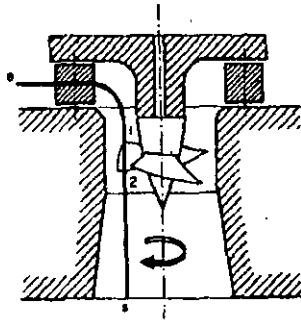


Figura 1.5
Pérdidas en la caída dentro de la turbina

La caída efectiva h_E , definida por

$$h_n = h_E + \Delta h_{es} \quad (1.4)$$

Representa la energía actual transferida a la rueda.

Disposición General

Una turbina hidráulica comprende tres elementos:

- (I) La rueda móvil, que transforma la energía hidráulica en mecánica. Tiene álabes (por ejemplo, la rueda Pelton), canaletes o paletas incluso en el aire (como en la turbina Banki – Mitchell) o en tubos a presión en turbinas de reacción (como en las Francis, Propulsores y Kaplan). Los álabes en el aire cambian la velocidad del fluido, mientras que las que están bajo presión cambian la velocidad y la presión del fluido.
- (II) El distribuidor, que da al agua la velocidad necesaria para colocar a la rueda en condiciones donde se minimicen las pérdidas y de este modo transferir lo mejor posible la presión y energía cinética.
- (III) La tubería de conducción, en las turbinas de reacción, es el elemento incluido para recobrar como energía a presión la energía cinética y potencial residual del agua en la salida de la rueda y para drenarla afuera aguas abajo.

Clasificación de acuerdo con el movimiento del fluido con relación a la rueda

En una turbina radial como en el tipo Banki – Mitchell, el movimiento del fluido es a lo largo del radio de la rueda (Figura 1.6 a).

Si el movimiento del fluido es a lo largo del eje de la máquina, es una turbina axial, como la Kaplan y las unidades propulsoras (Figura 1.6 b).

El movimiento puede ser una combinación de los dos anteriores, en cuyo caso es una mezcla de ambos tipos de turbina, como la máquina Francis (Figura 1.6 c).

En algunos casos como en la rueda Pelton (Figura 1.6 d) el movimiento del fluido puede ser tangencial a la rueda. La rueda es entonces de tipo tangencial.

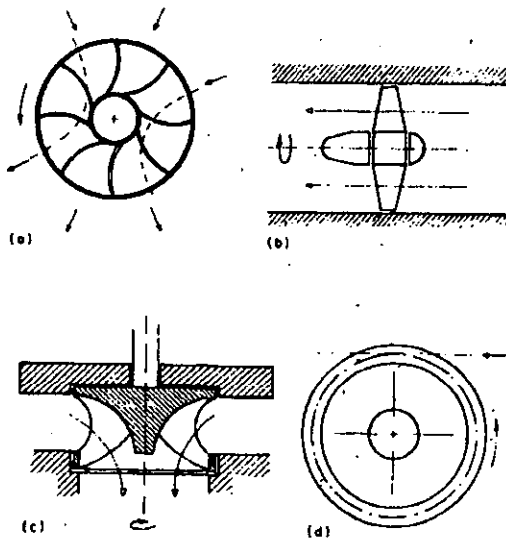


Figura 1.6

Clasificación de turbinas basada en el flujo del fluido por la rueda: (a) Radial (Banki - Mitchell); (b) Axial (Kaplan); (c) Mixta (Francis) y (d) Tangencial (Pelton).

Una clasificación más puede establecerse si la rueda utiliza sólo la energía cinética del fluido (Turbinas de Impulso; por ejemplo las Pelton y Banki) o si usan simultáneamente ambas energías, cinética y de presión (Turbinas de Reacción, como las tipo Kaplan y Francis).

Algunas otras definiciones

Una turbina de inyección parcial es aquella en que el fluido es sólo inyectado sobre una fracción del perímetro de la rueda móvil (por ejemplo las ruedas Pelton y Banki - Mitchell). En contraste, una turbina de inyección total es una en donde el fluido es inyectado sobre todo el perímetro de la rueda, como en las tipo Kaplan y las unidades Francis.

Turbinas con eje vertical son en las que el eje de rotación es vertical y que por lo tanto ruedan en el plano horizontal (con excepción de la Banki – Mitchell, las otras pueden rodar en cualquiera de los dos planos).

Una turbina de rueda múltiple es formada de dos o tres ruedas girando sobre la misma flecha (por ejemplo en algunas máquinas Pelton o Francis).

El grado de apertura de una turbina es la razón de la descarga q respecto a la máxima descarga útil q_{max} .

1.4.3 Elementos en la operación de una turbina

En una PGMH, la turbina es el elemento primario para la transformación de energía. Como es un componente dinámico, la eficiencia puede definirse en términos de factores cinéticos (por ejemplo el triángulo de velocidades) y factores de energía (el cálculo del torque y pérdidas de energía).

Por último, la determinación de las características geométricas de una máquina particular se deriva basándose en sus similitudes con la definición de la máquina ideal.

Diagrama de velocidad

El vector de velocidad absoluta C en el punto M del flujo es una tangente a la trayectoria en M , y puede ser descompuesto en un sistema helicoidal espiral (ver Figura 1.7) consistente de varios vectores: uno de velocidad de rotación C_u perpendicular al radio de la rueda móvil, otro de velocidad de eje C_a (o C_z) paralelo al eje de la rueda móvil, y uno mas de velocidad radial C_r a lo largo del radio.

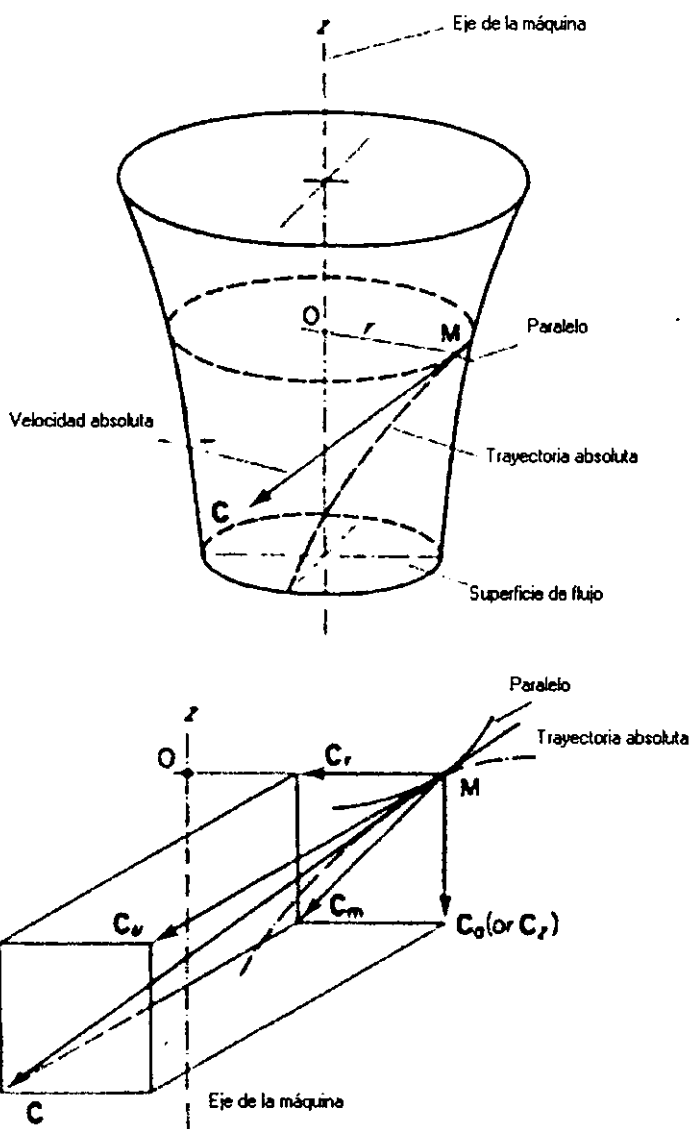


Figura 1.7
Velocidad del fluido en la rueda móvil

En la zona activa de la rueda móvil un marco de referencia es utilizado muchas veces, este gira con respecto a algún arreglo absoluto como la cubierta de la turbina, con un valor ω igual a la velocidad de giro de la rueda.

La velocidad en el punto M relativa a la rueda es entonces: $u = \omega \times \vec{OM}$, donde \vec{OM} es el radio polar y $u = \omega * r$, es el valor de la alimentación. Un valor relativo del flujo W puede ser definido ahora para el fluido con referencia a la rueda giratoria (Figura 1.8), como sigue:

$$C = u + W \quad (1.5)$$

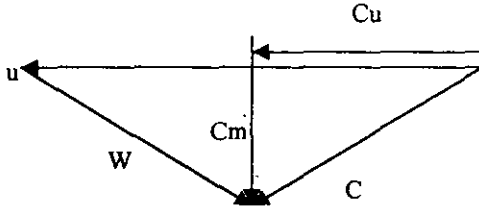


Figura 1.8
Triángulo de velocidades

Cálculo del torque de la flecha – potencia indicada

El momento (M) en el eje z de la acción del fluido sobre las paredes del canal es ΔMz (Figura 1.9).

Tomando los momentos sobre el eje z,

$$\Delta q * (r_2 * Cu_2 - r_1 * Cu_1) = - \Delta Mz + Mt / z \text{ (fuerzas debidas a la presión y peso del fluido).}$$

$$\text{Por la suma sobre todos los canales: } \Sigma \Delta Mz = C_E = \Sigma \Delta q * (r_1 * Cu_1 - r_2 * Cu_2);$$

Por simetría $\Sigma Mt/z = 0$.

Por lo tanto, el grueso del torque es:

$$C_E = q * (r_1 * Cu_1 - r_2 * Cu_2) \quad (1.6)$$

Con q = masa total del flujo. Como el valor del giro de la rueda es ω , la potencia es:

$$P_E = C_E * \omega; \text{ de donde:}$$

$$P_E = q * (u_1 * Cu_1 - u_2 * Cu_2) \quad (1.7)$$

Donde $\omega * r_1 = u_1$ y $\omega * r_2 = u_2$.

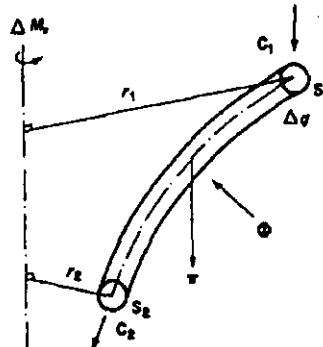


Figura 1.9

Acción del fluido a los lados de la rueda:
 π es el peso del fluido, φ es la reacción de la paleta, C_1 es la velocidad de entrada y C_2 la de salida.

Operación de las turbinas de impulso y reacción

En la entrada al distribuidor de una turbina, la energía se presenta dividida en una forma cinética y otra parte en forma de presión. El distribuidor entonces actúa para transformar la energía de presión parcialmente o completamente en energía cinética.

- (a) *Turbinas de Impulso.* La energía disponible en la entrada para el distribuidor es transformada enteramente en energía cinética. Como consecuencia, el agua sale de este componente a la presión atmosférica $P_0 = P_{atm}$ en forma de una corriente libre de agua. Así son las turbinas tipo Pelton y Banki – Mitchell.
- (b) *Turbinas de Reacción.* La energía del agua a la entrada del distribuidor se presenta en parte como energía cinética y en parte como energía a presión. El agua entra en la rueda móvil a la presión P_0 mayor que la presión atmosférica (P_{atm}), y durante su paso a través de la turbina se somete a una expansión de P_0 a P_1 . Máquinas de este tipo incluyen a las turbinas Francis, Kaplan y de propulsión.
- (c) *Grado de Reacción.* El grado de reacción es un valor de la energía a presión que el agua tiene en la entrada de la rueda móvil del total de la energía utilizable en la caída correspondiente. Puede ser expresado como una función de presiones P_0 y P_1 por la ecuación: $C = (P_0 - P_1) / w \cdot hn$. Si $P_0 = P_1$, $C = 0$, es una Turbina de Impulso. Si $P_0 \neq P_1$, $C \neq 0$, es una Turbina de Reacción.

Pérdidas de Energía

Hay dos tipos de pérdidas de energía en las turbinas hidráulicas, internas o pérdidas de presión, y las pérdidas externas. Estas son diferentes en su naturaleza.

- (a) *Internas o de Presión.* Estas son ocasionadas por el flujo de agua en el distribuidor, la rueda móvil y los tubos de conducción. La Hidráulica existe pura en la naturaleza y aparece como una pérdida de presión. Esto incluye lo siguiente: (i) Pérdidas a través de la fricción entre los niveles de agua y los muros de contención. Estas pérdidas son proporcionales al cuadrado de la velocidad (y la descarga). (ii) Pérdidas por turbulencia del agua a la entrada de la rueda móvil. Estas aparecen porque la velocidad relativa W no es tangencial a las aspas. No pueden ser normalmente abolidas bajo la operación de carga partida, pues está fuera del régimen óptimo para el cual la turbina fue diseñada.
- (b) *Pérdidas Externas.* Estas surgen por las imperfecciones en la construcción del sistema. No son expresadas como pérdidas de altura, sino como pérdidas de potencia o como fuga de fluido. Las pérdidas mecánicas incluyen la fricción entre varios componentes en la flecha y los sellos de presión. También incluye las pérdidas por fricción interna en la rueda móvil de la turbina Francis, y por turbinas controladas automáticamente dada la energía absorbida por los dispositivos de control.

1.4.4 Selección de la Turbina

Desde el punto de vista hidro – mecánico, la captación de la caída de agua es un problema a considerar dentro de la selección del tipo y tamaño de la turbina. Como se ha visto, las turbinas hidráulicas son clasificadas por familia, y son caracterizadas por su velocidad específica n_s [Figura 1.10] y tamaño, utilizando algunas dimensiones lineales como el diámetro (d_s). Las curvas de eficiencia ideales para una familia de turbinas varía con la

velocidad específica. Para una descarga q , caída h_n y velocidad Ω , la velocidad específica n_s está dada por la ecuación (1.8):

$$n_s = \Omega (P_n^{1/2} / h_n^{5/4}) \quad (1.8)$$

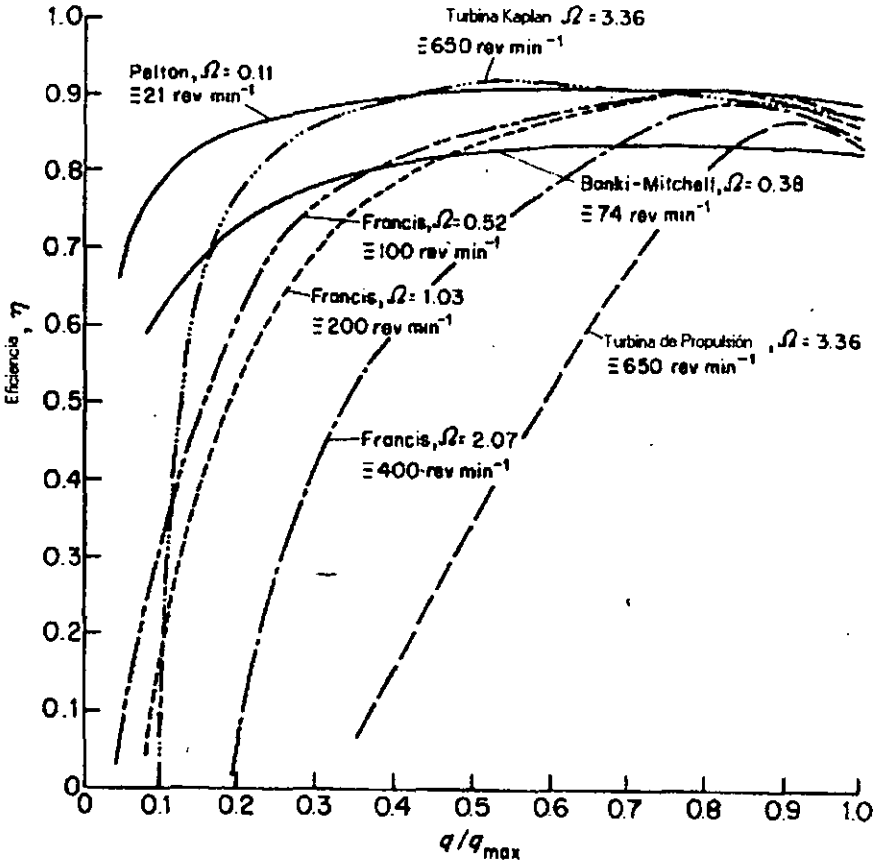


Figura 1.10
Variación de la eficiencia con distintos niveles de velocidad [Ω]

La eficiencia total de la turbina varía con el grado de apertura debido a las pérdidas por turbulencia en la entrada a las cuchillas. Debido a esto la especificación de la turbina generalmente incluye una curva que muestra la variación de la velocidad con el grado de apertura. En la Figura 1.10 estas curvas de eficiencia son dadas como función del nivel de velocidad (Ω) para los principales tipos de turbinas.

La selección de la máquina debe considerar varios factores, como los problemas para escarbar el terreno del lugar, la facilidad de darle mantenimiento, la adaptación a las

variaciones del flujo, etc., y recientemente la selección del tipo de turbina apropiada para cada caída está fundamentada en experiencias pasadas.

El análisis estadístico nos muestra que los valores de $\log_{10} h_n$ y $\log_{10} n_s$, para turbinas actuales de varios tipos se sitúan en familias de curvas paralelas.

En la apreciación inicial del proyecto, estos datos estadísticos permiten estimar la velocidad específica para la familia de turbinas correspondiente a la caída que será captada. Entonces, para cada descarga, es posible calcular la velocidad de rotación, el tamaño de las tuberías y finalmente, para turbinas de reacción, la altura (hs) entre la rueda móvil y el nivel del agua corriente abajo.

Finalmente, el diagrama de eficiencia para el tipo y tamaño de la instalación apoyará el cálculo de energía ejecutable. Esto permite un análisis eventual de la potencia, considerando las descargas y sus fluctuaciones, o la selección de soluciones particulares como el uso de una rueda múltiple. Debe notarse que un incremento en el tamaño de la instalación conlleva al aumento del costo de la obra civil y por lo tanto en el costo final de capital.

1.4.5 Desarrollos específicos relacionados con las PGMH

Desde los últimos treinta años la explotación de diversas fuentes hidráulicas, centrales de baja y media potencia, ha sido negada debido al costo inferior de sistemas de energía térmica convencionales. Como consecuencia han sido consideradas incosteables.

Por el contrario, la captación de estas fuentes de potencia ha conducido a las compañías que fabrican turbinas a desarrollar la tecnología necesaria. En cada caso, la escala del proyecto aumenta una examinación individual y el diseño de cada máquina. Esta aproximación no es aplicable a instalaciones de muy baja potencia, donde es necesario proyectar a los mínimos costos de operación y capital para un periodo máximo de operación.

Entonces, los diversos fabricantes de turbinas desarrollaron unidades estándar para pequeños sistemas hidroeléctricos. Sus diseños son basados en los siguientes principios:

- (a) El uso óptimo de las últimas investigaciones en turbomaquinaria.
- (b) El suministro de equipo eléctrico - mecánico en una forma compacta, lista para instalarse y operar.
- (c) Un diseño hidráulico simple, utilizando componentes estándar con el objeto de reducir costos y tiempos de entrega.
- (d) Servicio mundial.

Esta aproximación es aplicable a potencias entre 100 y 2500 kW. Bajo 100 kW, el costo se eleva demasiado y la instalación resulta irrealizable. Siguiendo los informes anteriores, los tipos estándar para dicho rango son:

- (a) Turbinas de propulsión (o Kaplan) para caídas bajas.
- (b) Turbinas Francis para caídas medias.

- (c) Turbinas Pelton para caídas altas.
- (d) Turbinas Banki – Mitchell para diversos rangos de caídas.
- (e) Algunas Turbinas de propulsión para muy bajas potencias (< 100 kW).

Muchos fabricantes se han concentrado principalmente en pequeñas caídas para perfeccionar el equipo usado en corrientes de ríos.

Turbinas estándar pueden ser instaladas más fácilmente en centrales con potencias arriba de 100 kW, con alturas entre 1 y 400 metros, y descargas dentro del rango de 0.1 y 20 m³/s. Este resulta ser el rango preferido para las PGMH. La Figura 1.11 muestra los rangos entre la altura de la caída y su gasto para cada tipo de turbina.

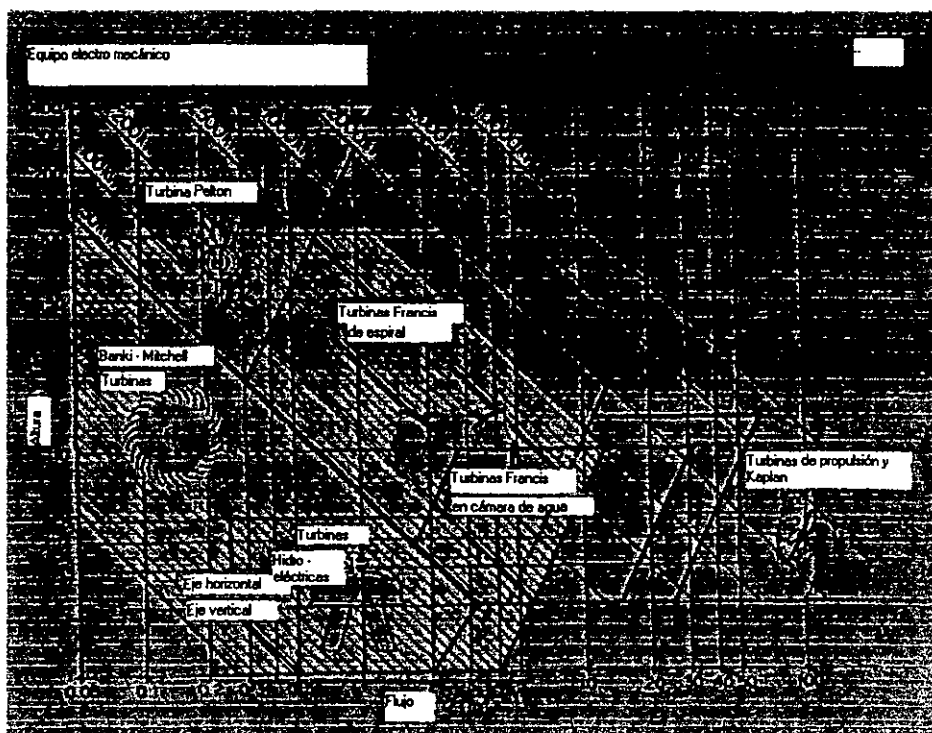


Figura 1.11
Curvas de relación entre caída y flujo

1.4.6 Regulación de la velocidad en las unidades

En el caso ideal, los generadores de potencia deben satisfacer las siguientes dos demandas:

- (1) El voltaje suministrado deberá ser constante en amplitud y frecuencia, sin importar las condiciones que lo proveen y cualquier variación temporal a la que pudiese someterse.

(2) La forma de onda del voltaje suministrado será lo mejor posible, senoidal y con armónicas despreciables, particularmente en radio frecuencias.

En la práctica, por razones económicas, este criterio se flexibiliza un poco. El patrón de demanda en una red aislada es generalmente completamente variable, como puede incluir sistemas de iluminación y calefacción (que son afectados sólo por la amplitud del suministro), como cargas mecánicas (que son afectadas por la amplitud y frecuencia del voltaje) o bien equipos de telecomunicaciones (sumamente sensibles a variaciones de la frecuencia).

Dados estos contrastes, ciertas tolerancias suelen incluirse para las características de la energía eléctrica suministrada. Entonces, el voltaje puede ser estable en amplitud dentro del rango de $\pm 5\%$; y la frecuencia lo debe ser con $\pm 2\%$; la distorsión armónica y la radio interferencia deben mantenerse al mínimo posible.

Estas diferencias llevan a la selección de generadores con sistemas de control automático que reaccionan a las variaciones producidas por el tipo de demanda. El control de velocidad, que determina la frecuencia es una de las cuestiones más importantes y difícil de realizar.

Principios de regulación de voltaje

Si la unidad turbogeneradora está sujeta a variaciones en la carga de la red y son adaptadas con un sistema de control y equipo de regulación (como lo es una válvula de aguja a la entrada, resistencias pasivas, freno de corriente de Eddy, etc.) entonces las variaciones en velocidad (y por tanto en frecuencia) serán reducidas tanto cuanto como el momento de inercia τ de la masa de rotación se incremente.

Esto conlleva a la fabricación de largas unidades de generación (donde τ es muy grande) pero que a su vez tendrán tiempos de respuesta mayores en sus sistemas de control. Para la PGMH estas técnicas se vuelven imprácticas y se requieren entonces sistemas de control electrónicos con mucho menores tiempos de reacción.

Para unidades de potencia media, un volante montado en la flecha es a menudo utilizado para incrementar τ (si existe un engranaje múltiple, es preferible montar el volante en la parte más rápida de la flecha giratoria).

Reguladores mecánicos

Estos operan directamente en las paletas, y existen de dos tipos. El primero es un controlador de velocidades sensitivo como lo es el gobernador de bola, con un mecanismo suplementario entre los componentes de control y regulación para producir un efecto inicial de estabilización, seguido por compensación hasta que la velocidad regresa a su valor original. El segundo tipo es una combinación de un gobernador velocidad – aceleración que involucra un tacómetro para informar a un controlador la intensidad de velocidad por ser reducida y un amortiguador para reducir las oscilaciones.

Como se mencionó antes, estos gobernadores mecánicos son apropiados para sistemas de alta potencia, cuya gran inercia asegura una buena estabilidad intrínseca, pero no son

recomendados para bajas potencias. Los gobernadores eléctricos son los preferidos para las PGMH.

Gobernadores Eléctricos

Estos comprenden un sensor para medición formado por un contador electrónico de frecuencia que controla la frecuencia del voltaje transmitido, y un amplificador para controlar un sistema de absorción de energía que se forma. Esta energía absorbida es generalmente mantenida localizando una batería de resistores pasivos en paralelo con la carga y subdividirlo para que puedan variar continuamente. La máxima potencia es siempre suministrada por el generador, y el excedente es consumido en las resistencias pasivas. Estas resistencias pueden ser instaladas en cualquier lugar del sistema, así permitirán la optimización de la energía disipada en las diversas operaciones, como en la hidrólisis del agua, la producción de hidrógeno, de calor, etc.

1.4.7 Producción, Transformación y Transmisión de Energía

La energía mecánica disponible en la flecha de la turbina no es consumida en el lugar y entonces resulta necesario transformarla en una forma útil y lista para ser transportada. Por razones de seguridad y facilidad de transmisión, transformación y eficiencia, el suministro en corriente alterna es el usado normalmente. Con la corriente alterna, cada parámetro (corriente, voltaje o potencia) varía de manera regular, cambiando su polaridad a una frecuencia f (en hertz) y a un período T (en seg). Esto significa que los parámetros tienen una velocidad angular $\omega = 2\pi/T = 2\pi f$.

Al otro extremo de la línea de transmisión, los aparatos de consumo, que usan la energía distribuida, requieren de una frecuencia lo más estable posible.

Esto implica que la frecuencia debe ser estrictamente constante. También la amplitud del voltaje o potencial deberá mantenerse estable, para que la corriente resulte el factor de regulación. Debemos recordar que la potencia AC está expresada como $P_r = v i \cos \phi = S \cos \phi$, donde P_r es la potencia real o resistiva (en watts). La potencia reactiva $Q = S \sin \phi$ no es en realidad una potencia sino una cantidad física que ha sido nombrada por analogía directa con P_r , está expresada en volts – amperes reactivos (VAR). S es la potencia total y está expresada en volts – amperes; ϕ es el ángulo entre la corriente (i) y el voltaje (v), y el $\cos \phi$ es el factor de potencia. El suministro estándar de frecuencia es de 60 hertz en México.

Dos situaciones generales pueden aparecer con relación a estos requerimientos de frecuencia constante, voltaje y factor de potencia. La primera es cuando no existe conexión disponible a la red o ésta es muy pequeña. En este caso, es necesario asegurarse que la unidad instalada es capaz de proveer su propia regulación, como en un sistema aislado. La segunda situación es cuando la energía es enviada a una red eléctrica que cuenta con un nivel de potencia mucho más elevado que la propia instalación (nivel mayor de 10:1). Este caso permite mantener una frecuencia más constante abastecida por la interconexión con una red nacional de un sistema interconectado.

Producción de electricidad para un sistema aislado

La potencia para un sistema aislado puede ser provista por máquinas síncronas, que proveen voltaje alterno a una frecuencia dada, o por generadores de corriente directa que proveen un voltaje continuo.

(a) Máquinas Síncronas

Principio. Asuma un plano 1-1' (Figura 1.12) denominado el rotor, por el cual circula una corriente continua de intensidad J y que gira a una velocidad angular ω (la frecuencia síncrona) con relación a una estructura fija llamada estator. Si la estructura también cuenta con un embobinado eléctrico, cada giro cortará el campo magnético creado por el rotor, cuya frecuencia es $f = 2\pi/\omega$. Una corriente alterna i de la misma frecuencia será creada en cada vuelta del estator.

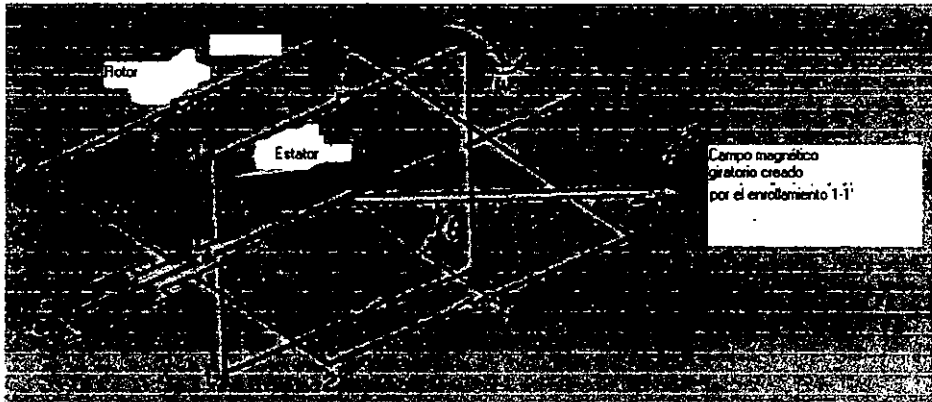


Figura 1.12
Principio del generador síncrono

Una corriente es entonces generada en el embobinado del estator. Si se tienen tres diferentes embobinados en el estator interconectados correctamente, corrientes trifásicas pueden ser generadas. El elemento que gira (rotor) actúa como el inductor produciendo el campo magnético. La parte fija (estator) trabaja como la armadura.

Dos puntos son inmediatamente obvios. La velocidad del rotor deberá mantenerse constante para controlar la frecuencia, y una corriente continua tiene que suministrarse al rotor para que opere. El segundo punto es simplemente solucionado montando otro generador en la flecha del generador de la máquina. Esta es nombrada la *corriente de excitación* y se envía directamente a los embobinados del rotor. El primer punto es mucho más complicado ya que involucra los parámetros del suministro (frecuencia), por lo cual la velocidad de rotación de la unidad debe mantenerse constante sin importar la demanda que pueda existir en la red conectada.

Nivel de rotación, frecuencia y polos. El generador descrito arriba está formado por una armadura de material magnético y es por lo tanto bipolar. También, el flujo a través de los embobinados de cada armadura tienen el mismo valor para cada giro completo del inductor.

Entonces, la frecuencia del flujo y consecuentemente la frecuencia (f) de la corriente generada es igual que la frecuencia de rotación (N).

Desde que $f = 60$ Hz en México, la frecuencia de giro de un generador bipolar es de 60 rev/seg ó 3600 rev/min. Desgraciadamente, las turbinas hidráulicas no giran generalmente a esta velocidad, entonces se introduce un multiplicador de velocidad entre la turbina y el generador, como se discutirá más adelante, o se puede incrementar el número de polos del inductor.

En un generador con p pares de polos, cada fase de la armadura comprende p vueltas separadas por un ángulo de π/p . Cuando el rotor ha girado una vez, el flujo a través de cada vuelta ha experimentado p de estos periodos y la frecuencia de flujo es entonces p veces más larga que la frecuencia de giro: $f = p * N$. Para $f = 60$ [Hz], $N = 60 / p$ [rev / seg] o bien $3600 / p$ [rev / min].

En las centrales hidroeléctricas el tamaño de la instalación debe reducirse al mínimo, y la velocidad de giro deberá conservarse muy alta, al menos de 500 rev / min para asegurar un número de pares de polos p dentro de los límites razonables.

Para la frecuencia de 60 Hz estos valores serán dados por $N = 3600 / p$, o bien 3600, 1800, 1200, 900, 720 ó 600 rev / min. Típicamente en alta potencia y unidades de caída baja, f puede ser tan alta como 64 y así $N = 56.25$ rev / min.

Descripción. Hay dos tipos de inductor dependiendo en si los polos son salientes o no. En principio, máquinas con más de cuatro polos siempre tienen polos salientes, máquinas de dos polos tienen polos nivelados, y máquinas de cuatro polos pueden ser de ambos tipos.

Las diversas pérdidas, como las debidas al Efecto Joule, Corrientes de Eddy, Histéresis y mecánicas, causan calor al generador. Entonces debe ser enfriado para mantener una temperatura constante y proteger su aislamiento bajo constantes condiciones extremas de operación. Cuando el enfriamiento natural es insuficiente, el rotor puede ser ajustado con un ventilador para suministrar una corriente de aire forzada.

Pérdidas y eficiencia. Existen dos tipos de pérdidas principales en un generador síncrono. Las pérdidas primarias son causadas por fenómenos electromagnéticos (pf) y mecánicos (pm) que ocurren cuando la máquina está operando.

Hay principalmente pérdidas por Efecto Joule en el cobre de los embobinados del rotor y estator, pérdidas en el hierro de la armadura, pérdidas por fricción entre soportes, anillos y escobillas, y pérdidas causadas por el ventilador. Las pérdidas suplementarias son causadas por fenómenos electromagnéticos independientes de la operación y caídas en categorías de circuito – abierto y corto – circuito. Son causadas por la dispersión del flujo en el estator, armónicas en fuerzas magnéticas y engranajes de rotor y estator.

La eficiencia de un generador síncrono puede ser calculada como:

$$\eta_{gen} = 1 - [\eta_p / (P + \eta_p)],$$

Donde P es la potencia útil y η_p es la suma de todas las pérdidas. Para generadores enfriados con ventilador y potencia de operación entre 0.5 y 3000 KW a plena carga y $\cos \phi$ igual a 0.8, una eficiencia entre 92 y 95 % puede anticiparse. Para generadores de más alta potencia estas eficiencias pueden alcanzar 95 a 98 %.

(b) Generadores de corriente directa *

A pesar de que la corriente directa (CD) no puede ser extensamente usada por sus dificultades que tiene para su transformación y transmisión, se sigue utilizando en algunas industrias, como la metalurgia y química, para la tracción en trolebuses, elevadores y rieles del metro. Resulta entonces de interés mencionar brevemente este equipo.

Descripción y operación. Considere un rotor formado por una sola vuelta $1 - 1'$, como se muestra en la Figura 1.13, conectado a un anillo conmutador. Si el embobinado gira en un campo magnético constante y uniforme, producirá un voltaje en sus terminales de las escobillas oscilantes, que es continuo en dirección pero no es constante. Este potencial es mostrado como función del tiempo. Si n giros son ahora convenidos uniformemente en el rotor y son conectados a un anillo de giro con n elementos, un continuo y además constante voltaje aparecerá en las terminales de las dos cuchillas. En orden de crear el campo magnético, una vuelta continua es arreglada en el estator a través de la cual fluye parte de la corriente producida. Esta es llamada la corriente de excitación.

Para generadores, uno de los tres arreglos representados en la Figura 1.14 es generalmente utilizado. Están adaptados con un reóstato que controla el campo magnético.

*Se utilizan para obtener la corriente directa (continua) necesaria para la excitación por escobillas o "Brushless" del generador principal de corriente alterna.

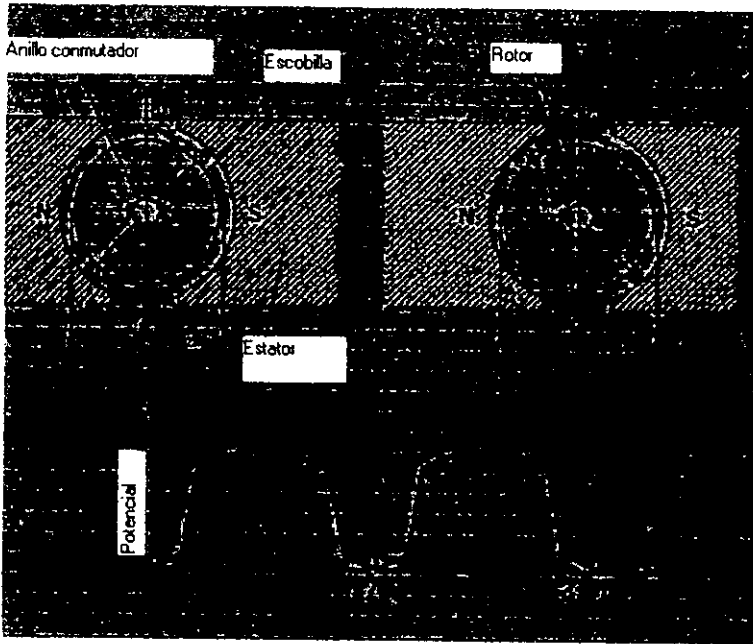


Figura 1.13
Principio del Generador CD

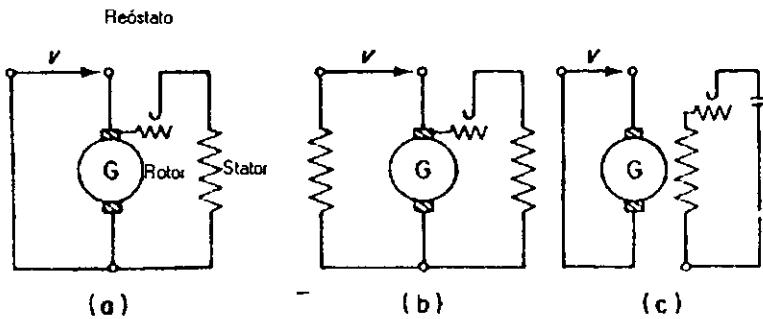
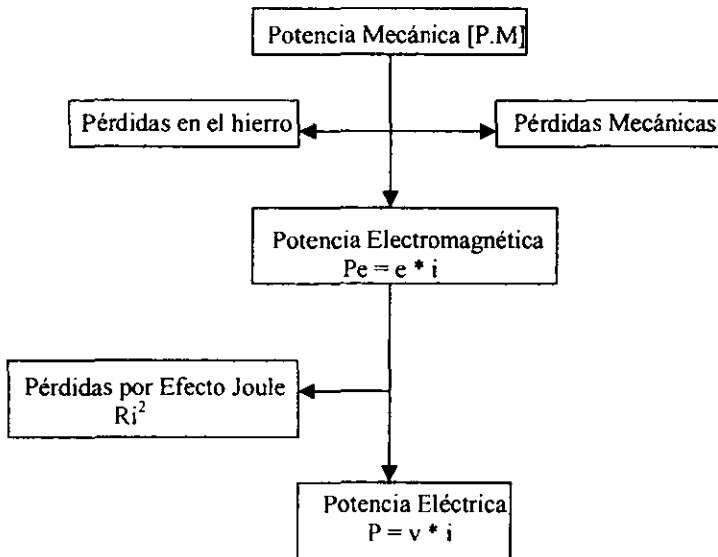


Figura 1.14
Métodos de excitación de generadores CD: (a) excitación cerrada; (b) excitación compuesta; (c) excitación separada.

Balance de energía en generadores CD y eficiencia. Considere un generador CD. Para obtener la potencia eléctrica, debe girar en la dirección opuesta a las fuerzas electromagnéticas. Debe ser además provisto, con una potencia mecánica P_m en su flecha para transformarse en torque electromagnético $N_e = P_e / \omega$, donde P_e es la potencia electromagnética. Así, la potencia eléctrica $P = v * i$ suministrada en las terminales de la máquina es igual a la potencia electromagnética. $P_e = e * i$ reducidas por las pérdidas por Efecto Joule Ri^2 en la armadura.

El siguiente diagrama ilustra la distribución general de las potencias en un generador CD. De esto, la eficiencia total puede definirse usando la misma ecuación usada para generadores.



La suma de las pérdidas es generalmente entre 2 y 6 % de la potencia mecánica. La eficiencia de un generador CD es entonces alrededor de 94 a 98 %.

La producción de electricidad para una red conectada

La interconexión debe considerarse si el acceso es disponible para red de alta potencia de al menos diez veces la potencia instalada. La red afuera impondrá su frecuencia y voltaje sobre la pequeña instalación. Si esta conexión es utilizada, una máquina asíncrona deberá instalarse.

(a) Principio de la máquina asíncrona.

Considere un campo magnético rotatorio a una frecuencia angular ω , producida por una corriente alterna fluyendo a través de un embobinado en el estator. Si el rotor es formado de una sola vuelta corto circuitada, entonces una corriente fluirá a través de él en una dirección que tenderá a oponerse al movimiento que la creó (Ley de Lenz).

El rotor así comienza a girar en la misma dirección de la corriente inducida hasta que se establece una frecuencia ω' , que es siempre menor que ω , la frecuencia síncrona. Realmente, si $\omega = \omega'$, el flujo por los embobinados será constante y la corriente inducida será cero porque el par inducido equilibrará el par de salida.

Como la vuelta parece soltarse en relación con el campo rotatorio, el "resbalamiento" γ es definido por: $\gamma = (\omega - \omega') / \omega$.

Entonces, un motor asíncrono gira a la velocidad: $\omega' = \omega / (1 - \gamma)$. Que es siempre menor que la velocidad síncrona. Este es el principio del motor asíncrono.

Desde el punto de vista de los fabricantes, las máquinas asíncronas son similares en muchas cosas a las síncronas, sólo se diferencian en la manera de concebir el estator. En general, el rotor es un devanado cuyas terminales pueden conectarse entre sí ó a los tres anillos en la flecha. Un reóstato trifásico puede insertarse en serie con los embobinados del rotor, permitiendo al par incrementarse en el arranque mientras reduce la corriente por incrementar la resistencia del rotor. Máquinas asíncronas deben tener un igual número de polos en ambos, rotor y estator, pero el rotor puede ser alambrado para cualquier número de fases.

A menudo, el devanado de los embobinados puede ser reemplazado por cable de cobre o bronce, ajustados en ranuras. La sección de adelante de los devanados solo sirve como conectores, y son cambiados por dos anillos idénticos de muy baja resistencia, llamados anillos cortos. Esta clase de rotor es nombrada como "Jaula de Ardilla" y su tipo de estructura es normalmente utilizada para generadores.

(b) Operación de la máquina.

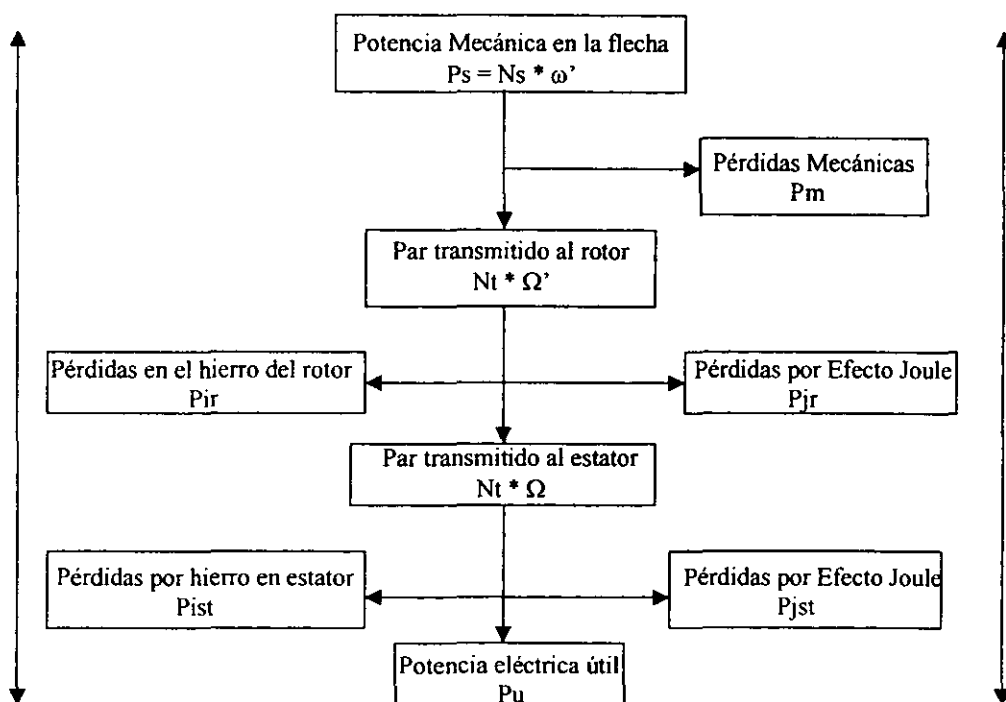
Por la aplicación de un par Nm a ésta máquina, la velocidad síncrona puede ser excedida, así que la nueva velocidad de rotor se vuelve $\omega'' > \omega$. El par de la máquina asíncrona es pues excedido en la dirección opuesta del movimiento y se vuelve resistivo. La máquina ahora absorbe energía mecánica y la transforma en electricidad, que es transmitida a la red a la que es conectada. La máquina opera como un generador asíncrono. El incremento se vuelve negativo con $\gamma = (\omega - \omega'') / \omega$. La frecuencia ω'' es denominada la velocidad hiper-síncrona.

En ambos casos, el circuito magnético debe recibir energía de magnetización en orden de producir el flujo. Esta energía es siempre suministrada a la máquina por una fuente externa y es reactiva porque corresponde a una componente de la corriente que es perpendicular al voltaje. Para evitar problemas, la red que suministra esta energía de magnetización ($\cos \phi$

muy bajo), una batería de capacitores es conectada en paralelo con la máquina para dar algo de la potencia reactiva requerida.

(c) Balance de energía en una máquina asíncrona.

En el siguiente diagrama se ilustra el balance general de potencias en una máquina asíncrona. N_s es el par en la flecha, N_t es el par transmitido, P_u es la potencia eléctrica útil, Ω' es la velocidad hiper - síncrona ($\Omega' = \omega'/p$), Ω es la velocidad síncrona ($\Omega = \omega/p$) y $P_s = N_s * \Omega'$ es la potencia en la flecha.



El balance de energía para la máquina es:

$$P_s = P_{ist} + P_{jst} + P_{jr} + P_{ir} + P_m + P_u.$$

De aquí,

$$P_s = \text{Pérdidas en el estator} + N_t * \Omega - N_t * \Omega' + P_m + P_u.$$

Cuando estas pérdidas son reducidas, el estator transmite o absorbe la potencia ($N_t * \Omega$), dependiendo de como actúe la máquina, como generador o como motor.

Se puede ver que:

$$Nt (\Omega - \Omega') = P_{jr} + P_{ir} = Nt [(\Omega - \Omega') / \Omega] = Nt * \gamma.$$

$$= (P_s - P_{jst} - P_{ist}) * \gamma.$$

Cuando las pérdidas en el estator son muy pequeñas en comparación con P_s , podemos escribir $P_{jr} + P_{ir}$ es aproximadamente igual a $P_s * \gamma$. Como sea, las pérdidas por el hierro en el rotor pueden considerarse tan pequeñas como las ondas de inducción radial que giran lentamente con el rotor ($\gamma * \omega$). Consecuentemente, P_{jr} será aproximadamente igual a $P_s * \gamma$. Así las pérdidas por Efecto Joule en el rotor son proporcionales al “resbalamiento” γ .

Finalmente, la eficiencia del generador es expresada por,

$$\eta_{gen} = 1 - (\Sigma p) / (P_u + \Sigma p)$$

Esto produce $P_u + \Sigma p = P_s$ y Σp aproximadamente igual a P_{jr} , de donde uno tiene,

$$\eta_{gen} = 1 - P_{jr} / P_s \text{ donde } P_{jr} \text{ es aproximadamente } \gamma * P_s,$$

De aquí, $\eta_{gen} = 1 - \gamma$.

Entonces, la eficiencia de una máquina asíncrona mejora conforme el resbalamiento disminuye. Una idea aproximada de la eficiencia de una máquina asíncrona puede obtenerse simplemente midiendo su velocidad de rotación.

Transformación y Transmisión de la Energía

(a) Transmisión.

La energía producida, muy rara vez es consumida en su totalidad en el sitio donde se ubica la instalación. La potencia debe entonces ser transmitida a los lugares de consumo, manteniendo las pérdidas de línea en un mínimo.

El problema es entonces como sigue, si las características (por ejemplo la potencia absorbida) del equipo e interruptores suministrados son conocidas, entonces es necesario determinar el calibre de los conductores que permitan a la corriente i ser llevada por un cable de longitud L con una caída de voltaje máxima permisible Δv en una red con factor de potencia $\cos \phi$.

Como el voltaje v entre fases al final de la línea y la potencia P transportada son conocidos, la impedancia de la línea puede calcularse usando:

$$Z_{max} = \Delta v \text{ permitida} / K * i * L$$

Donde K es una constante igual a 2 en un sistema monofásico, o raíz de 3 en uno trifásico.

Además $i = P / (v * \cos \phi)$.

Z_{max} es la impedancia por unidad de longitud de la línea. Si, por simplificación, la línea es considerada puramente resistiva, entonces L_{max} será aproximadamente igual a $\rho c / s$, donde ρc es la resistividad del conductor y s es la sección transversal del cable. Así, para una P , L y $\cos \phi$ dados con una pérdida de voltaje permisible Δv , la sección transversal del cable es inversamente proporcional al valor del voltaje. La cantidad de cobre usado en el cable, y su costo, puede entonces ser reducida substancialmente incrementando el voltaje de transmisión.

Este cálculo no considera ondas temporales, por ejemplo en los arranques de motores. Para estos casos, debe asumirse que $\Delta v / v$ puede tener un valor máximo del 10 %, y que la corriente de arranque producida por los motores es 3 a 5 veces la corriente nominal especificada por los fabricantes. Como usualmente hay muchos motores, y no es deseable que arranquen al mismo tiempo, la potencia máxima es tomada como la más grande de arranque junto con la suma de los valores de la potencia de los otros motores. Al arranque, se asume generalmente que $\cos \phi$ es aproximadamente de 0.3 a 0.5.

Cuando se realizan estimaciones simples, se asume que $\cos \phi = 1$ para focos de filamento o elementos de calefacción, 0.8 a 0.9 para motores en condiciones normales de operación, 0.85 para lámparas compensadas fluorescentes (utilizando balastos con alto factor de potencia), y 0.3 a 0.6 para lámparas no compensadas fluorescentes.

En México el voltaje nominal entre fases es 220 volts para bajo voltaje de transmisión y de 23 kV para voltaje medio de transmisión. Voltajes bajos no pueden ser utilizados si la línea es de más de 1 km de longitud, y en todos los casos, especialmente cuando se tiene conexión a una red, el nivel de voltaje medio debe usarse. Este puede producirse directamente por el generador en sus terminales de salida.

Por último, la eficiencia de una línea de transmisión, sólo como otra aplicación eléctrica, puede definirse por:

$$\eta_{ii} = 1 - \Sigma p_{ii} / (P_u + \Sigma p_{ii}),$$

Donde Σp_{ii} es la suma de las pérdidas de línea y P_u es la potencia útil al final de la línea. La eficiencia puede ser expresada como una función del decremento permisible de voltaje por, $\eta_{ii} = 1 - \Delta v/v$; Para $\Delta v/v = 10 \%$, $\eta_{ii} = 90 \%$.

(b) Transformación del Voltaje

Como el costo de transmisión es inversamente proporcional al voltaje entre fases, es preferible alzar el voltaje antes de su transmisión.

La corriente alterna simplifica este problema por permitir el uso de transformadores, que son simples máquinas estacionarias, y que además son robustas y de alta eficiencia.

Un transformador consiste básicamente de dos bobinas eléctricas acopladas magnéticamente con una inducción mutua entre ellas. Para realizar esto, un núcleo magnético es utilizado, por lo general formado de láminas sobrepuestas unas con otras y que tienen sobre sí las dos bobinas.

Si un voltaje senoidal v_1 es aplicado a una de las bobinas (llamado embobinado primario), un voltaje senoidal es inducido a través de la otra bobina (nombrado embobinado secundario). Si un circuito es conectado al secundario, la energía será entonces suministrada a éste.

El transformador de este modo absorbe energía por una de sus bobinas y la restablece en la otra. Para un transformador ideal, sin pérdidas, se puede demostrar que la relación de

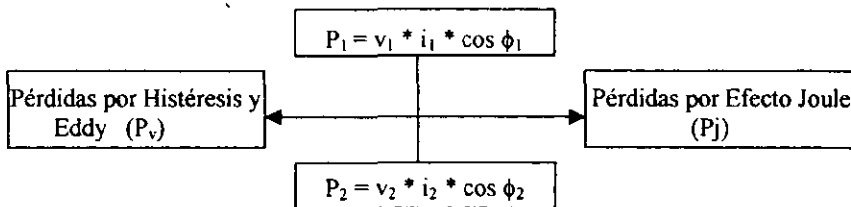
transformación es $m = n_2 / n_1$, donde n_2 es el número de vueltas del secundario y n_1 del primario, y así:

- si $m > 1$ $\left\{ \begin{array}{l} v_2 > v_1 \\ i_2 < i_1 \end{array} \right.$ Transformador elevador de voltaje
 Transformador reductor de corriente
- si $m < 1$ $\left\{ \begin{array}{l} v_2 < v_1 \\ i_2 > i_1 \end{array} \right.$ Transformador reductor de voltaje
 Transformador elevador de corriente

Intercambiando las bobinas primaria y secundaria, el mismo transformador puede utilizarse en ambos casos.

Como el transformador no tiene partes móviles, su eficiencia es siempre excelente (entre 90 y 99%); las únicas pérdidas considerables son las debidas al Efecto Joule en los conductores de las bobinas, que son variables y dadas por $P_j = R \cdot i_2$, las debidas a corrientes de Eddy (P_v) en las láminas del núcleo magnético y por histéresis. Estas pérdidas son constantes para v_1 .

El balance de energía del transformador puede mostrarse esquemáticamente en el siguiente diagrama:



La eficiencia es dada por

$$\eta = 1 - P_v + R(i_2)^2 / v_2 i_2 \cos \phi_2 + P_v + R(i_2)^2,$$

o más simplemente

$$\eta = v_2 \cos \phi_2 / v_2 \cos \phi_2 + (P_v / i_2) + R \cdot i_2,$$

Donde v_2 es constante. Así, si η es máxima, $P_v / i_2 + R \cdot i_2$ debe ser mínimo; entonces $P_v = R(i_2)^2$.

Balace de Energía Global de una PGMH

En función de establecer dicho balance, debemos considerar primero el problema de acoplar la turbina y el generador, esto no puede realizarse directamente en la mayoría de los casos.

1.4.8 Mecanismos de transmisión turbina – generador

La necesidad de rangos de diámetros de ruedas rotatorias para turbinas en PGMH, diseñadas para varias alturas, implica que las velocidades de giro puedan tener una gran variación dependiendo de la aplicación.

Para solucionar este problema, es a menudo necesario introducir un multiplicador de velocidad entre la turbina y el generador. Los multiplicadores más comúnmente utilizados son los siguientes:

- (a) Mecanismos multiplicadores. Estos no son recomendados para pequeñas potencias por su alto costo. Para altas potencias, sin embargo, éstos proveen la única solución posible, dadas las dimensiones de los mecanismos de ruedas relacionados con la potencia a ser transmitida. En principio su eficiencia es excelente.
- (b) Los multiplicadores de rueda dentada para cadena son limitados por la velocidad lineal de la cadena, y además resultan a veces inadecuados.
- (c) Correas lisas y poleas tienen muy bajas eficiencias por la pérdida de velocidad o rendimiento debido a que el resbalamiento entre la correa y la polea puede ser considerable.
- (d) Correas variables y poleas son una excelente solución en la mayoría de los casos (al menos en potencias menores a 1000 kW) y permiten una relación de 4:1.

1.4.9 Balance Total de energía

El estudio de los diversos componentes del equipo electromecánico para una PGMH ha resultado en el desarrollo de un balance de energías y eficiencias. La eficiencia de la instalación completa representará así, la relación entre la potencia neta (P.N.) suministrada a la turbina y la potencia útil (P) al final de la línea. La diferencia entre estos dos valores lo representan: (1) Pérdidas de presión hidráulicas, referidas a las pérdidas de carga en la turbina; (2) Pérdidas por el flujo fugado en la turbina; (3) Pérdidas eléctricas por Efecto Joule en los conductores; (4) Pérdidas magnéticas a causa de Histéresis y corrientes de Eddy en los diversos circuitos magnéticos; (5) Pérdidas mecánicas debidas a los diversos soportes rodantes en las máquinas giratorias, turbulencia en la turbina, los mecanismos propios del sistema, la energía absorbida por el ventilador del generador, y la energía usada por los componentes reguladores, como el gobernador, entradas, válvulas, etc.

Las distintas pérdidas entre P.N. y P son mostradas en la Figura 1.15:

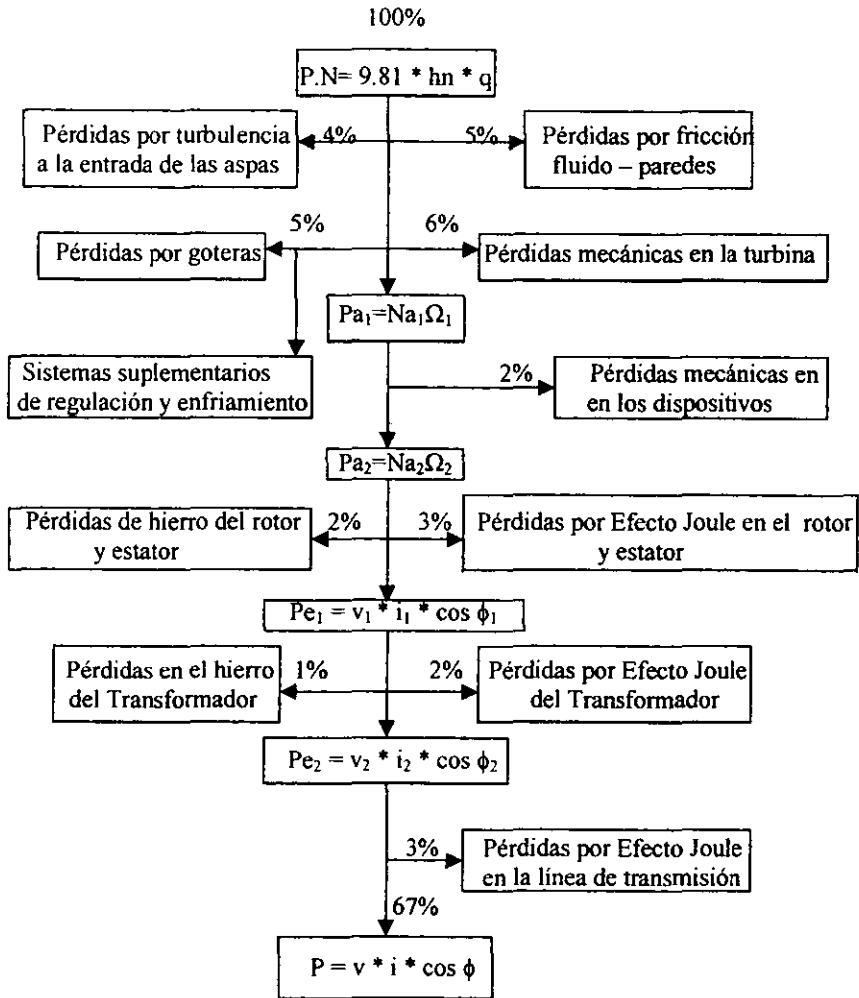


Figura 1.15

Incluyendo la energía absorbida por los componentes reguladores en la energía mecánica de la turbina, la siguiente eficiencia es obtenida:

$$\eta = P / PN = \eta_{tur} * \eta_{mec} * \eta_{gen} * \eta_{tr} * \eta_{li}$$

Donde los factores se refieren a las eficiencias de la turbina (tur), mecanismo (mec), generador (gen), transformador (tr) y línea (li), respectivamente.

Considerando los diversos resultados obtenidos anteriormente, se puede estimar que dichas eficiencias son aproximadamente iguales a: Turbina 80%, Mecanismo 98%, Generador 97%, Transformador 98% y Línea 90%, resultándonos así una eficiencia final total de alrededor del 67%. Por lo cual una eficiencia de alrededor del 65% puede ser anticipada para una instalación bien diseñada y equipada.

2. CONDICIÓN ACTUAL DEL SISTEMA DE CONDUCCIÓN DE AGUA EN EL VALLE DE MÉXICO²

2.1. PRINCIPIOS

Las grandes civilizaciones se han situado y desarrollado cerca de los márgenes de los ríos, y/o lagunas, siempre cerca de donde había suficiente agua, para cubrir las necesidades del hombre.

La gran ciudad de Tenochtitlán, cuyos primeros pobladores, provenientes de Aztlán, decidieron asentarse en un valle ubicado a más de 2240 msnm, donde se encontraba un gran lago de aguas salobres. De esta decisión, se derivaron grandes y diversos problemas para proveerse de agua para consumo humano y al mismo tiempo para desalojar las aguas usadas y pluviales.

El abastecimiento de agua lo hicieron mediante la construcción de acueductos (Figuras 2.1 y 2.2), que conducían las aguas provenientes de los Manantiales de Chapultepec en 1465, y de Coyoacán en 1495. A medida que se requería de más agua, fueron incorporando los manantiales de Santa Fe, Xochimilco y Nativitas.

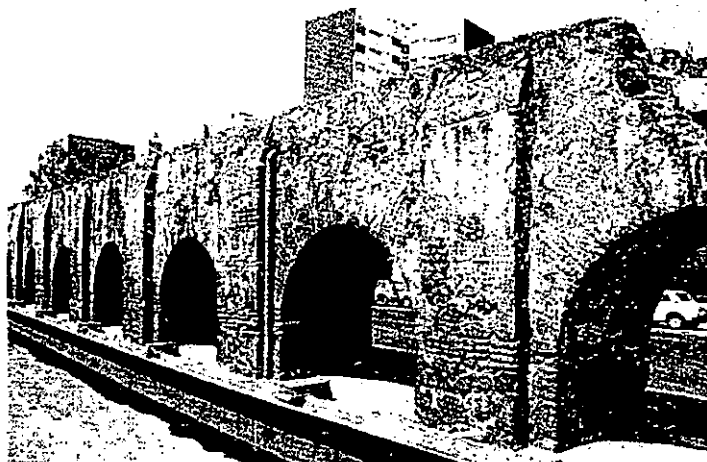


Figura 2.1
Acueducto de Chapultepec

² El desarrollo de este capítulo está basado en las referencias 13, 14 y las páginas electrónicas mencionadas en la bibliografía

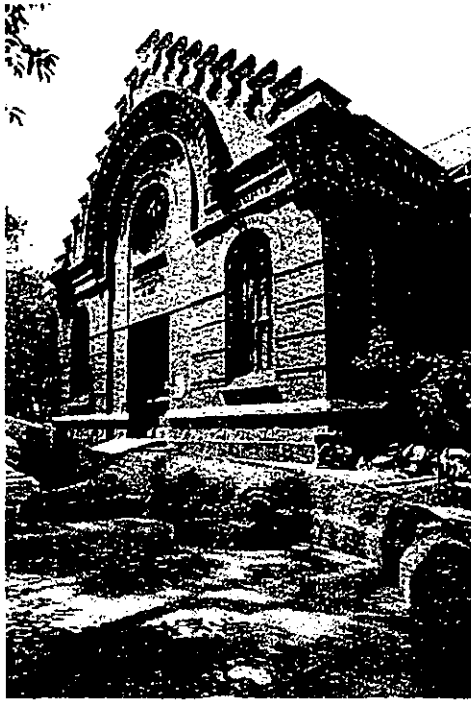


Figura 2.2
Planta de Bombeo

En el siglo XVI se construyó una red subterránea para una distribución más efectiva del agua, que con el tiempo fue creciendo y transformándose en el sistema hidráulico de la ciudad, que cada vez se tornaba más grande y más complejo.

Conforme la ciudad se extendió y su población aumentó, se requirió de mayores volúmenes de agua para su consumo, y llegó el momento en que los manantiales existentes ya no fueron suficientes para abastecer a la población. Ante esta situación se inició la búsqueda de otras fuentes de abastecimiento.

La tradición de traer el agua a la ciudad se remonta a fines del siglo pasado, cuando se construye por primera vez un sistema de abastecimiento cuyo origen se localiza a más de 50 Km de la ciudad. En aquella ocasión le tocó el turno a los manantiales de Xochimilco. Esto no fue suficiente, la demanda siempre superaba la oferta: por más pozos que se perforaban, siempre resultaban insuficientes, por lo que fue necesario recurrir a fuentes externas a la ciudad.

En 1932, debido al incremento de la demanda y al abatimiento de esos manantiales, a consecuencia de su sobre explotación, se inició la construcción de las obras para captar agua del río Lerma, inaugurándose en 1951 ese sistema, mejorándose el suministro del servicio; el acueducto tendría una longitud de 52 Km y una sección circular de 3.26 m de diámetro, pasando por el Túnel de las Cruces de 14.700 m de longitud. El sistema contaría con 234 pozos ubicados en el Estado de México (Figuras 2.3 y 2.4).

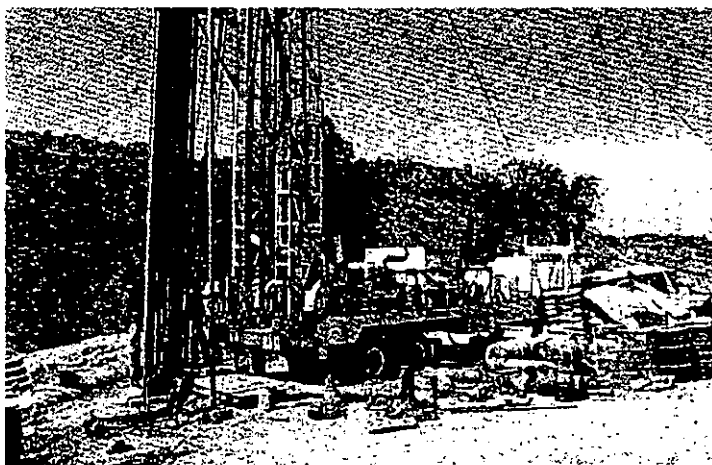


Figura 2.3
Perforación de Pozo en el Valle de Lerma

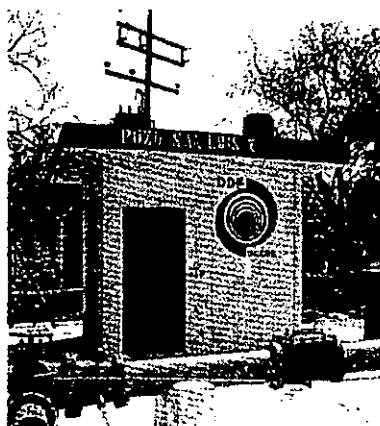


Figura 2.4
Pozo profundo en el Valle de México

Debido al crecimiento de la población y de los problemas de suministro, las autoridades realizaron estudios necesarios para importar agua para consumo humano de otra fuente externa. De los análisis correspondientes se seleccionó la cuenca del río Cutzamala, que es el tercer gran sistema de captación de agua potable para la capital. Este consiste en un acueducto de 127 Km que transporta diariamente al Distrito Federal grandes cantidades de agua por segundo.

Sin embargo, para los próximos años ya se buscan nuevas fuentes de abastecimiento, para dotar a la población de la Ciudad de México, además de ampliar la red de distribución existente. Ya se realizan obras para aumentar el caudal y hacer más eficiente la distribución del agua.

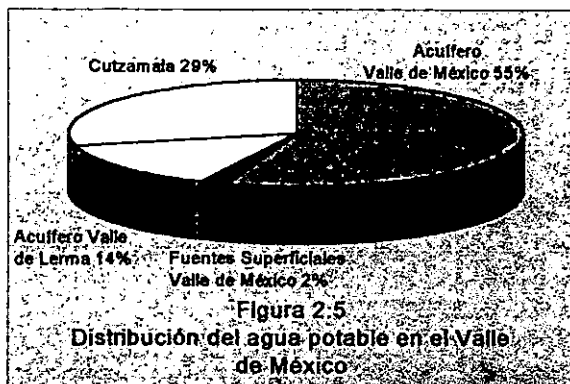
Prácticamente, todos los cuerpos de agua que subsistieron hasta el siglo XX, y casi los 59 ríos que existían a la llegada de los españoles, fueron convertidos primero en depósitos y conductores de aguas negras y luego en grandes viaductos: "cambiamos agua por autos". De ahí la necesidad de conducir el agua de lugares externos a la ciudad

2.2. CONDICIONES ACTUALES

En la zona metropolitana de la Ciudad de México, vivimos 18.5 millones de habitantes. De éstas aproximadamente 8.8 millones residimos en el Distrito Federal, más la población flotante que entra y sale diariamente de la ciudad.

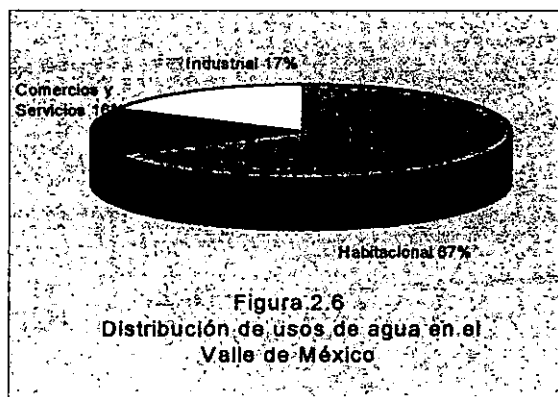
Para atender los requerimientos de agua potable, se suministra un caudal medio anual de 59 m³/s, de los cuales aproximadamente 35 se consumen por el Distrito Federal y 24 por la zona conurbada perteneciente al Estado de México. Con estos caudales, se alcanza una cobertura mediante tomas domiciliarias del 98% en el Distrito Federal y 90% en los 17 municipios conurbados. El resto de los habitantes se abastecen a través de carros cisterna y tanques portátiles.

En el Distrito Federal se distribuyen en promedio 35.4 m³/s, de los cuales el 69% proviene de fuentes subterráneas: 55% de los mantos acuíferos del Valle sobre los que está asentada nuestra ciudad; estos mantos son depósitos de agua que se han formado a través de los siglos por la filtración del agua de lluvia. El acuífero de Valle de Lerma, localizado a 60 kilómetros de la ciudad, proporciona un 14% del agua que consumimos. En tanto que el 31% restante corresponde a fuentes superficiales, básicamente de la cuenca del río Cutzamala. Estos porcentajes de distribución del agua son mostrados en la Figura 2.5.



Esta agua que llega a la ciudad se potabiliza y se almacena, para distribuirse después a través de las tuberías que forman la red de distribución.

En lo referente al consumo (Figura 2.6), el 67% del caudal suministrado por las fuentes mencionadas anteriormente, es destinado al uso habitacional, el 17% a las industrias y el 16% restante se emplea en los comercios y servicios.



El abasto de agua en la ciudad se logra con una de las infraestructuras más grandes y complejas de mundo desde el punto de vista operativo, construida a lo largo de varias décadas, y una gran inversión acumulada. Tan sólo en el Distrito Federal se cuenta con 514 kilómetros de líneas de conducción a 279 tanques de almacenamiento, con capacidad

conjunta de 1,700 millones de litros, de donde se distribuye a los usuarios mediante más de 10,700 kilómetros de redes primaria y secundaria (red secundaria es aquella cuyos diámetros son menores a 0.5 m y en la red primaria sus diámetros varían de 0.5 a 1.83 m). Cabe mencionar que los primeros tramos de esta red de distribución, se instalaron hace más de 100 años, siendo las tuberías de asbesto - cemento, material que es vulnerable a los movimientos del subsuelo. Se estima que más del 30% del agua se pierde por fugas antes de llegar a los domicilios. Anualmente se reparan más de 55 mil fugas de agua en el Distrito Federal.

Adicionalmente se utilizan 227 plantas de bombeo para incrementar la presión en la red y dotar de agua a los habitantes de las partes altas.

Para preservar la calidad del agua, se utilizan 16 plantas potabilizadoras, de las cuales 12 funcionan a pié de pozo, y 360 dispositivos de cloración. Asimismo, se efectúan constantes inspecciones sanitarias a las instalaciones del sistema y se lleva a cabo un programa permanente de muestreo, el cual comprende anualmente la realización de más de 50,000 análisis físicos, químicos y biológicos.

La Secretaría de Salud certifica la calidad del agua suministrada mediante un muestreo complementario, lo que ha permitido obtener anualmente el certificado de la calidad del agua en el Distrito Federal desde 1982, fecha en que fue establecido en la ley de salud.

Se cuenta con un laboratorio de control de la calidad del agua, donde es posible analizar más de 250 parámetros físicos, químicos y biológicos. Para ello, se emplean desde técnicas convencionales hasta las más desarrolladas, tales como la absorción atómica, cromatografía de gases y espectrometría de masas, lo que puede permitir la detección de virus, mutágenos, metales pesados y orgánicos sintéticos en muestras de agua potable, residual, pluvial y residual tratada.

La extracción de agua del Valle de México es superior a la que se infiltra. Esto ha provocado abatimientos de los niveles freáticos en algunos sitios hasta de 7 metros en un periodo de 6 años (1986-1992) y la disminución paulatina de los caudales extraídos, lo que ha obligado a crear nuevas políticas de explotación de pozos. Además, la explotación puede inducir la degradación de la calidad físico - química del agua en algunas zonas, y en otras, se requiere del saneamiento para evitar la contaminación con aguas residuales, cuyas consecuencias serían incalculables.

Durante la explotación del acuífero se han presentado hundimientos del terreno, en promedio de 10 cm anuales, aunque existen valores extremos de 40 cm. Los hundimientos afectan el funcionamiento de la infraestructura hidráulica y provocan daños en las edificaciones, que si bien su costo es difícil de evaluar, no por ello deja de ser importante.

La distribución de agua aún no es uniforme en toda la ciudad. Generalmente en zonas de crecimiento desordenado, el suministro es problemático y costoso, jugando un papel importante la ubicación de las fuentes de abastecimiento, el derroche del recurso y la falta de infraestructura para conducir mayores volúmenes de agua a las zonas donde se presentan las mayores deficiencias.

El proceso comercial del servicio permanece subsidiado y prevalece una baja eficiencia en la medición, facturación y cobro, que propician el desperdicio del recurso e impiden la autosuficiencia en el suministro.

En resumen, si bien es cierto que la ciudad de México cuenta con una dotación promedio por habitante de 290 litros diarios de agua potable de muy buena calidad, lo que representa un servicio con los más altos estándares mundiales, persiste una problemática que no puede ignorarse. Así:

- La explotación de la fuente más importante de abastecimiento, el acuífero del Valle de México, sigue provocando los hundimientos del terreno que afectan el funcionamiento hidráulico de las redes.
- Por la ampliación de la zona urbana, el sistema hidráulico se ha tornado cada vez más extenso y complejo; además, la distribución de caudales no es uniforme y persiste una actitud de derroche del recurso por parte de los usuarios.
- El servicio de agua potable permanece subsidiado.

2.3. FUENTES DE ABASTECIMIENTO Y SISTEMAS DE CONDUCCIÓN

a) ACUÍFERO DEL VALLE DE MÉXICO.

En el centro y sur del Distrito Federal existen rocas terciarias con características muy variadas; su porosidad y permeabilidad son sumamente bajas por su estructura masiva y escaso fracturamiento; funcionan como basamento que limita inferior y lateralmente a los acuíferos. Por el contrario, al norte se tienen rocas del mismo tipo pero con gran permeabilidad debido a su denso fracturamiento asociado con el sistema de fallas Chapala - Acambay, por lo que forman acuíferos.

En las sierras que circundan al Distrito Federal predominan las rocas andesíticas y dacíticas. Ellas tienen porosidad baja y permeabilidad de media a alta derivadas de su fracturamiento. Son receptoras de agua de lluvia que se recarga por infiltración para constituir acuitardos o acuíferos de transmisividad media cuando se encuentran bajo superficies freáticas regionales.

En el poniente del Distrito Federal se localiza la formación Tarango. Está constituida por tobas, aglomerados y otros depósitos. Tiene elevada porosidad y permeabilidad media; es parte del acuífero. En las Sierras de Chichinautzin y Santa Catarina existen extensos derrames basálticos cuaternarios muy porosos y permeables.

En la ciudad están distribuidas arcillas lacustres con alta porosidad y baja permeabilidad que forman un gran sistema acuitardo.

Probablemente, dentro del gran sistema de flujo regional se han formado subsistemas independientes o probablemente conectados entre sí. En la porción central del Valle hay por lo menos dos subsistemas. Uno constituido por la parte superior del relleno, alimentado por el escurrimiento local y descargado por evapotranspiración y bombeo de pozos poco profundos. El segundo subsistema, formado por el aluvión que subyace a los depósitos lacustres, es la fuente captada por la mayoría de los pozos que abastecen a la ciudad; recibe la recarga originada en las partes altas de la cuenca, y sus niveles piezométricos han sido notablemente abatidos por la sobreexplotación. Entre los dos subsistemas se encuentra el cuerpo arcilloso lacustre, acuitardo de gran espesor y baja permeabilidad, que cede al acuífero subyacente enormes cantidades de agua, y cuya consolidación se ha traducido en el hundimiento del terreno.

El acuífero del Valle de México (Figura 2.7), se recarga anualmente con 693 millones de metros cúbicos de agua de lluvia; es decir, recibe el equivalente a una vez y media el agua contenida en la presa de Valle de Bravo. Sin embargo, se le extraen 1,300 millones de metros cúbicos al año para consumo humano, o sea, el equivalente a tres veces la capacidad de la misma presa de Valle de Bravo.

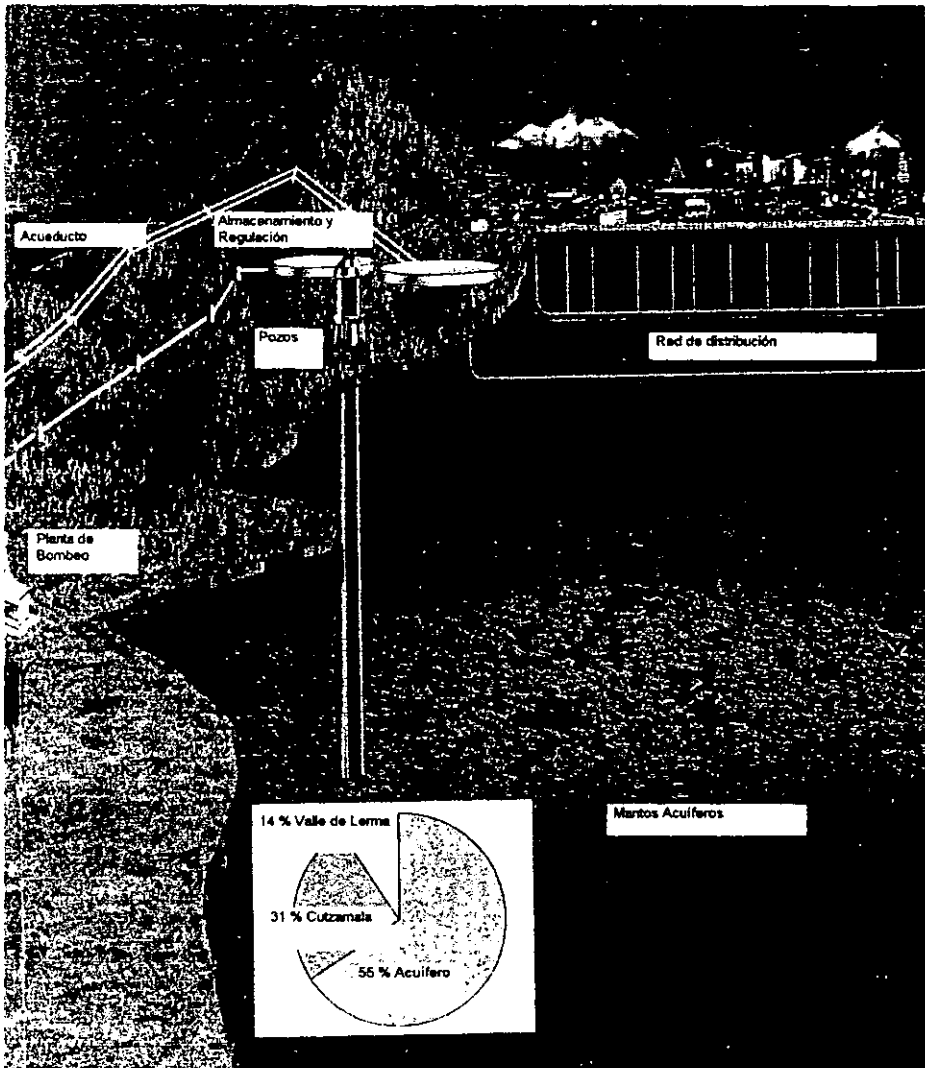


Figura 2.7
Fuentes de abastecimiento de agua en el D.F.

La ciudad de México (Figura 2.8), debe consumir menos agua, con el fin de evitar riesgo de agotar definitivamente su principal fuente de abastecimiento. Además del acuífero del Valle de Lerma y del Sistema Cutzamala, no existen otras fuentes de suministro cercanas a la capital que pudieran surtirnos de agua a costos razonables.

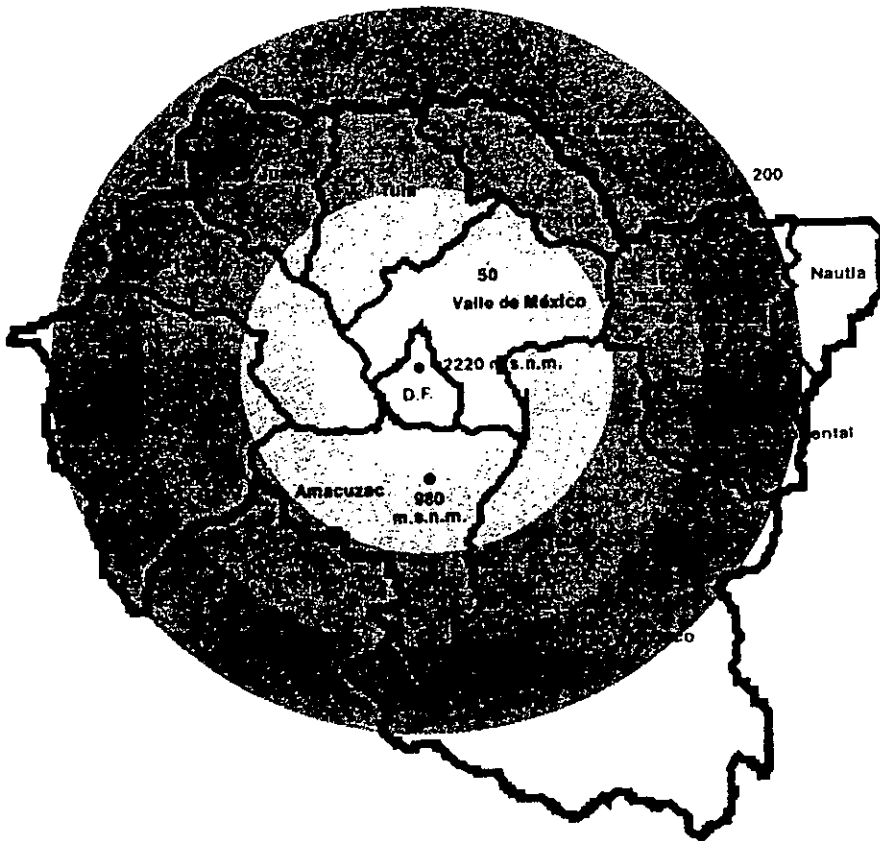


Figura 2.8
Probables fuentes de abastecimiento al D.F.

El Gobierno del Distrito Federal está tomando medidas para garantizar la preservación de las áreas de recarga por lluvia del acuífero, principalmente en Xochimilco, el Ajusco, el Cerro de la Estrella y en las Sierras de Guadalupe, Santa Catarina y Chichinautzin.

b) SISTEMA CUTZAMALA

El sistema Cutzamala (Figura 2.9), es la obra hidráulica de abastecimiento de agua potable más grande de nuestro país, ya que con ella se atiende gran parte de la demanda de agua en la Zona Metropolitana de la ciudad de México. El proyecto consiste en el aprovechamiento de las presas de almacenamiento Villa Victoria, Valle de Bravo y El Bosque, así como de las presas derivadas Tuxpan, Ixtapan del Oro,

Colorines y Chilesdo, correspondientes a la cuenca alta del río Cutzamala; la construcción de un vaso regulador y un acueducto de 127 km que incluye 19 km de túneles y 7.5 km de canal; la construcción de una Planta Potabilizadora con capacidad de 24 m³/seg; 6 plantas de bombeo para vencer un desnivel de hasta 1,100 metros.

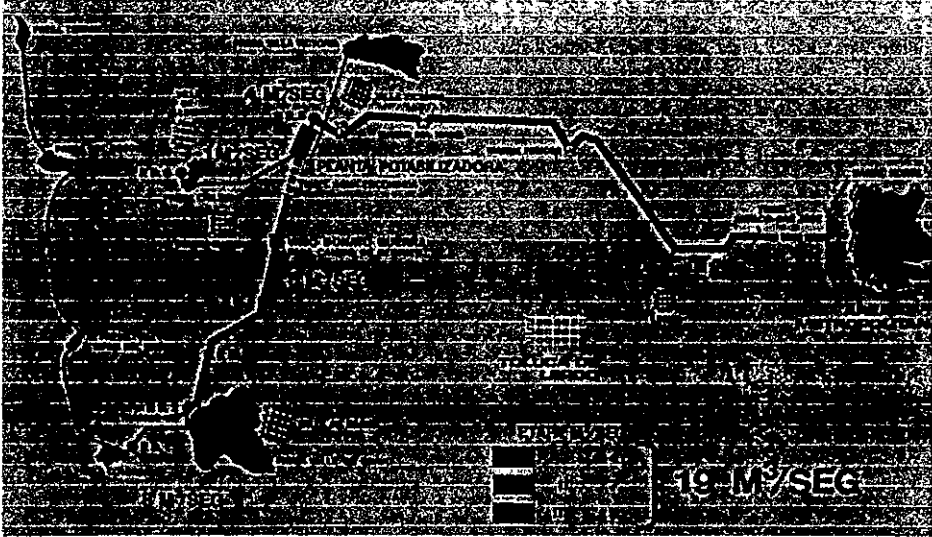


Figura 2.9
Croquis del Sistema Cutzamala

La conducción principal del sistema parte de la obra de toma de la presa Colorines y llega hasta el portal de salida del túnel Analco - San José con un desarrollo total de 127 km integrado por 98.5 km de tuberías de concreto y acero, 7.5 km de canal abierto y 21 km de túneles. La conducción a través de tuberías se integra por 90.5 km de doble tubería de concreto preesforzado de 2.51 m de diámetro interior y 8 km de tubería de acero con diámetros que fluctúan entre 1.37 m y 3.50 m, utilizados en las líneas de presión y en la sección de descarga de las plantas de bombeo.

El túnel Analco - San José, cuya construcción se inició en 1976, tiene el portal de entrada en el poblado de Atarasquillo, municipio de Lerma y el de salida en el poblado de Dos Ríos, municipio de Huixquilucan en el Estado de México. Para este túnel se habilitaron dos lumbreras pertenecientes al sistema Lerma de 210 m de profundidad cada una, y se excavó una tercera de 30 m de profundidad permitiendo tener mayor número de frentes de trabajo. En la lumbrera 3 se alojaron los mecanismos de control para distribución del agua hacia el Macrocircuito del Norte y el Acuaférico del Sur, que la conducen hacia los municipios conurbados del Estado de México y del Distrito Federal respectivamente.

La ejecución del Sistema Cutzamala se inició en 1976 mediante 3 etapas constructivas de 4, 7 y 8 m³/seg respectivamente.

La primera etapa se encuentra totalmente construida y en operación desde 1982, aportando $4 \text{ m}^3/\text{seg}$ procedentes de la presa Villa Victoria, que se conducen a través del Canal Martínez de Meza de 12 km al primero de seis módulos de la Planta Potabilizadora de Berros y posteriormente se realiza su bombeo en la planta No. 5, venciendo una carga total de 174 m.

La segunda etapa consiste en la captación y conducción de $7 \text{ m}^3/\text{seg}$ aprovechándose de la presa Valle de Bravo $6 \text{ m}^3/\text{seg}$ y $1 \text{ m}^3/\text{seg}$ de la presa Chilesdo.

La tercera etapa, permite captar en la presa derivadora de Colorines $8 \text{ m}^3/\text{seg}$ procedentes de las presas Tuxpan y el Bosque, en el Estado de Michoacán, e Ixtapan del Oro, en el Estado de México, para lo cual se construye la Planta de Bombeo 1, Colorines, para una capacidad de $20 \text{ m}^3/\text{seg}$ y carga de 157 m; la conducción de 4 km. de Colorines a Valle de Bravo; la segunda tubería de 2.50 m de diámetro con capacidad de $13 \text{ m}^3/\text{seg}$ entre Valle de Bravo y el túnel Analco-San José, con 90 km. de longitud; la instalación de los 3 equipos de bombeo faltantes de las plantas ,2, 3, 4 y 5, y tres módulos de potabilización requeridos para el tratamiento.

c) SISTEMA LERMA

Parte del caudal de agua que se suministra a la Ciudad de México y Área Metropolitana proviene de la zona alta del Valle de Toluca al poniente de la Ciudad de México, y ocupa aproximadamente un área de $2,236 \text{ km}^2$ donde afloran manantiales que dan origen al río Lerma.

En la actualidad, esta agua proviene de manantiales y pozos profundos explorados a expensas, divididos en 16 ramales que alimentan a cuatro acueductos, que conducen el agua hasta el inicio del túnel denominado Atarasquillo - Dos Ríos, el cual cruza la Sierra de las Cruces para introducir el agua al Valle de México a través de los ramales Sur y Norte en donde se localizan caídas como las de San Bartolito, El Borracho, Las Palmas y San Joaquín, sitios en los cuales se tiene la posibilidad de generar energía eléctrica mediante plantas generadoras microhidráulicas (proyecto de estudio en capítulo siguiente).

El sistema (Figura 2.10), tiene las siguientes características:

- Un tramo de 22 km en la margen oriental de la laguna de Lerma, con diámetro variable según las aportaciones que va captando a lo largo de su recorrido.

2.4. EL ACUEDUCTO PERIMETRAL

Para lograr una mejor distribución de los caudales, provenientes del sistema Cutzamala - que ingresan por el poniente de la ciudad hacia la zona oriente, donde se presenta el mayor déficit y así obtener, a su conclusión, una mejor distribución de agua en la ciudad -, en 1983 dio inicio la construcción del Acueducto Perimetral de la Ciudad de México.

Como parte del sistema Cutzamala se construyó el túnel Analco - San José, entre los pueblos de San Mateo Atarasquillo y Dos Ríos --ambos situados en el Estado de México -, con una longitud de 12 km. Aquí da inicio el Acueducto Perimetral, que funciona por gravedad, eliminando en gran medida los costos por concepto de bombeo; además de constituir la opción más favorable para suministrar agua para consumo humano en el Distrito Federal, sobre todo en las zonas más alejadas, como es el oriente de la ciudad. El Acueducto Perimetral se caracteriza por ser una obra metropolitana, puesto que dará servicio tanto al Distrito Federal, como a una parte del Estado de México.

En virtud de la magnitud de la obra del Acueducto Perimetral se optó por dividir su diseño, construcción y operación en cuatro etapas (Figura 2.11):

- a) La primera etapa se conoce con el nombre de Ramal Sur e inicia en el portal de salida del túnel Analco - San José en el Estado de México, entra por el poniente del Distrito Federal en las delegaciones Cuajimalpa y Alvaro Obregón, y concluye en la trifurcación Cerro del Judío en la Delegación Alvaro Obregón. El túnel tiene un diámetro de 4 m, una capacidad de conducción de $25 \text{ m}^3/\text{seg}$ y una longitud de 12 km. Su desarrollo es prácticamente paralelo al llamado Ramal Sur del Acueducto Lerma, disponiendo de 4 líneas de derivación que son el Cartero, Santa Lucía, Villa Verdún y el Judío.

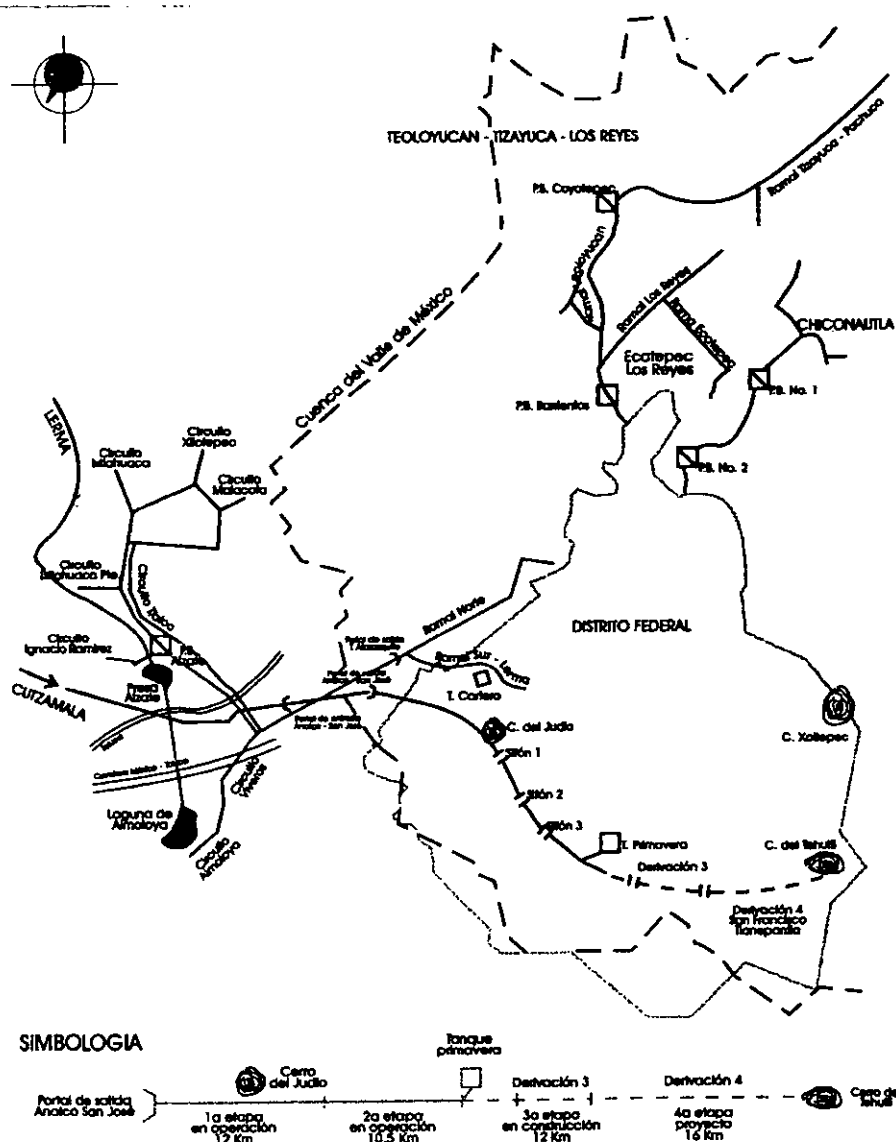


Figura 2.11
Acueducto Perimetral de la Ciudad de México

- b) La segunda etapa del Acueducto Perimetral comprende el tramo de la trifurcación el Judío, en la delegación Alvaro Obregón, hasta el portal de salida del Ajusco en la delegación Tlalpan. Esta etapa tiene un desarrollo de 10.5 km con un diámetro de 4 m.

- c) La tercera etapa con una longitud de 12 km, que inicia en la zona del Ajusco para terminar en la cuarta derivación ubicada en el poblado de San Francisco Tlalnepantla, delegación Xochimilco, el túnel terminado tendrá un diámetro de 3.20 m y, para su construcción, se utilizará una máquina tunelera (Topo), que permite incrementar los rendimientos en la excavación (Figuras 2.12 y 2.13).

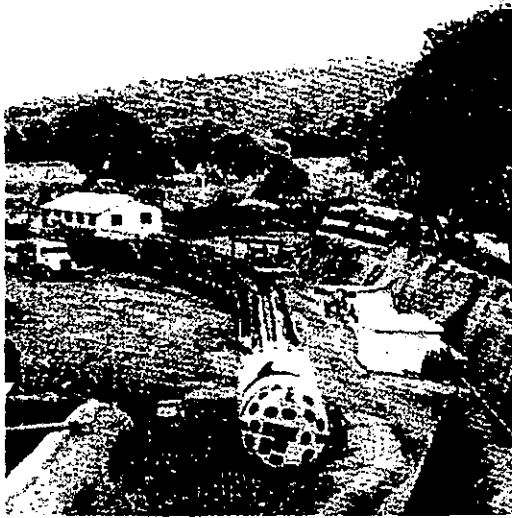


Figura 2.12
Armado del Topo



Figura 2.13
Túnel excavado con el Topo

- d) La cuarta etapa está contemplada para mediano plazo, en un tramo de 16 km que iniciará en San Francisco Tlalnepantla hasta el Cerro del Tehutli en la delegación Milpa Alta. Con esta etapa se proporcionará el servicio a algunos municipios conurbados del Estado de México, partiendo de la derivación del Tehutli con nuevos acueductos, que deberán ser construidos con tuberías.

A la fecha se tienen terminados 22 km del Acueducto Perimetral, lo que permite beneficiar a 800 mil habitantes de las colonias: Lomas de Padierna, Héroes de Padierna, Pedregal de Chichitcaspatl, San Nicolás Totolapan, Pedregal de San Nicolás, Torres de Padierna y Ejidal del Pedregal en las delegaciones Magdalena Contreras, Coyoacán, Alvaro Obregón y Tlalpan.

Con la puesta en operación de las etapas 1 y 2 del Acueducto Perimetral se mejoró el suministro de agua potable en la zona sur poniente del Distrito Federal. Una vez que entren en operación las etapas subsecuentes se lograrán beneficios similares para las zonas oriente y sur oriente de la ciudad.

Con relación a las perspectivas de suministro de agua potable a la Ciudad de México y su zona conurbada, el Gobierno del Distrito Federal, la Comisión Nacional del Agua y el Gobierno del Estado de México, trabajan en una estrategia metropolitana para el abastecimiento de agua, basada fundamentalmente en un mayor aprovechamiento de los recursos hídricos y la preservación de las fuentes de abastecimiento.

En la medida que el Programa de Uso Eficiente del Agua se siga difundiendo y continúe mostrando resultados positivos en el ahorro del consumo de agua potable y además se incorporen nuevos caudales provenientes del sistema Cutzamala, se dejará de extraer agua del acuífero del Valle de México para así tratar de conseguir un equilibrio entre su extracción y su recarga.

2.5. PLAN MAESTRO 1997-2010

El Distrito Federal ha presentado un crecimiento continuo de su población que ha implicado una demanda creciente de servicios. Para 1999, se calculaban aproximadamente 8.5 millones de habitantes y se estima que en el año 2010, su población habrá ascendido a más de 9 millones de personas.

El suministro de agua potable al Distrito Federal es complicado y costoso debido a la heterogénea distribución de sus pobladores a lo largo del territorio. La disponibilidad del líquido, así como los problemas propios de su entrega, han originado un rezago de la oferta con relación a la demanda. Aunado a esto, la sobreexplotación de los mantos acuíferos ha ocasionado hundimientos del terreno que afectan a edificaciones, sistema de drenaje,

vialidades y vías de comunicación. Además da lugar a la disminución de la calidad del agua en algunas zonas del acuífero.

Para contar con un suministro eficiente de agua potable en el Distrito Federal, es necesario emprender distintos programas de acciones y estrategias relacionadas entre sí. En ellas se debe considerar el aprovechamiento de acuífero y así evitar su sobreexplotación y alterar la calidad del agua subterránea.

El conjunto de estudios de apoyo, ampliación y mejoramiento, se integran dentro del documento denominado “ Plan Maestro de Agua Potable del Distrito Federal, 1997-2010” (PMAP), cuya entidad responsable es la Dirección General de Construcción y Operación Hidráulica, perteneciente al Gobierno del Distrito Federal (GDF).

El objetivo del plan maestro es normar y establecer las necesidades de consumo para mejorar el servicio que se proporciona a los usuarios, mediante políticas adecuadas de operación y con las obras necesarias, jerarquizadas de acuerdo a su importancia. Además, lograr el manejo integral del agua potable considerando la reducción, tanto de la sobreexplotación del acuífero, como el deterioro de la calidad del agua subterránea.

El GDF, a fin de transitar hacia un desarrollo sustentable de la capital del país apoyado en el uso del recurso hidráulico, ha establecido un marco de lineamientos en tres direcciones:

- *Ambiental*, a través del cual se busca contener y revertir la sobreexplotación del acuífero, y en consecuencia reducir la problemática del hundimiento de la ciudad.
- *Social*, en la cual se plantean acciones que permitan que toda la población, principalmente la ubicada en la zona oriente de la ciudad, disponga de agua suficiente, en cantidad y calidad, para satisfacer sus necesidades. Además, fomentar una cultura sobre el uso eficiente del agua.
- *Económica*, que comprende el fomento a la eficiencia del servicio, mediante la reducción del porcentaje actual de pérdidas a valores aceptables internacionalmente. El aprovechamiento racional del recurso, dando énfasis al reúso de las aguas tratadas.

En relación con los lineamientos indicados se han establecido los objetivos y estrategias los cuales se indican a continuación:

1. Mantener el nivel actual de cobertura del servicio de agua potable
2. Rehabilitar y modernizar la infraestructura de abastecimiento
3. Mejorar la operación y ampliar la infraestructura de agua potable
4. Reducir la sobreexplotación del acuífero y disminuir la velocidad del hundimiento regional de la zona urbana
5. Incrementar la posibilidad de tratamiento de aguas residuales, para fines de reúso y recarga del acuífero
6. Lograr la autosuficiencia financiera del sistema de abastecimiento

7. Fomentar la cultura del uso eficiente del agua

Para cumplir con los objetivos planteados, el Plan Maestro de Agua Potable se organizó, en un primer nivel de desglose, considerando la aplicación de siete programas generales:

1. Programa de Recuperación de Agua
2. Programa de Reúso de Agua Residual Tratada
3. Programa de Recarga de Acuíferos
4. Programa de Aprovechamiento Responsable del Agua
5. Programa de Ampliación y Mejoramiento de la Estructura
6. Programa de Suspensión de Pozos
7. Programa de Mejoramiento de la Operación del Servicio

De los resultados de las hipótesis planteadas se puede apreciar que de no cumplir con los alcances de las acciones del Plan Maestro de Agua Potable, se traduce en dos aspectos; por una parte en déficit para la satisfacción de la demanda y, por otra parte, en la afectación del balance de equilibrio en el acuífero; esto último producirá hundimientos y deterioro de la calidad del agua del acuífero.

Para evitar un déficit en la demanda, se necesitaría disponer de más agua en el Distrito Federal, posiblemente desde otra fuente externa (del orden de 3.176 m³/seg), lo cual es costoso y requiere de varios años para su construcción y puesta en servicio. Además, implica costos continuos de operación y mantenimiento.

En los análisis realizados se ha supuesto que *las actuales fuentes externas no reduzcan su caudal de ingreso a la ciudad, y que cualquier disminución de sus gastos implicaría el reemplazo de esa cantidad de agua por otro medio distinto.*

Se considera que las acciones establecidas deben ser consideradas como metas mínimas a cumplir en el Plan Maestro de Agua Potable. El cumplir con las actividades previstas en los subprogramas planteados es fundamental, por lo que las labores de supervisión de los índices de fugas, dotación, sobreexplotación del acuífero, deben ser continuas. A partir de ellas se tendrían que implantar las acciones complementarias para corregir el déficit en algunas de las propuestas y no provocar los desequilibrios en los balances de agua subterránea y en la cantidad de agua requerida por los usuarios.

Para alcanzar la meta de una dotación promedio de confort en el Distrito Federal de 190 l/hab/día, es necesario contar con las redes de distribución de agua potable eficientes y extendidas en el área urbana principal. De acuerdo con las previsiones, la disponibilidad del agua podrá ser suficiente, pero se requiere de un análisis integral y completo del suministro de agua para que se brinde un servicio adecuado para la población de la capital de México.

3. PROPUESTA DE GENERACIÓN MICROHIDRÁULICA PARA AUTOABASTECIMIENTO

3.1 ANTECEDENTES Y DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Desde la concepción y la planeación del Acueducto Lerma (1950), se pensó en aprovechar el desnivel de 272 metros que existe en el tramo Ramal Norte para la generación de energía hidroeléctrica. Sin embargo, las condiciones topográficas y geológicas del terreno no permitieron tener una sola caída que salvara este desnivel disponible. En los últimos años, no solo no se ha aprovechado el desnivel, sino que fue necesario construir cajas rompedoras de presión para disipar la energía del agua. Por lo que, se realizó un estudio para poder determinar algunas caídas a lo largo del acueducto, que ofrecieran en forma natural el terreno y que presentarían condiciones factibles para la construcción y operación de pequeñas centrales generadoras microhidráulicas.

El resultado, fue la localización de 4 sitios (Tabla 3.1) que presentan dichas condiciones y con desniveles tales que se pueden considerar para la generación de energía. Estas caídas y sus respectivos desniveles piezométricos se ilustran en la Tabla 3.2.

CAIDA	DESNIVEL EN METROS
San Bartolito	89
El Borracho	46
Las Palmas	106
San Joaquín	28

Tabla 3.2
Desniveles Piezométricos en cada Caída

Bajo estas consideraciones, el objeto de estudio de este trabajo de investigación contempla lo siguiente:

- Analizar la posibilidad de producir energía eléctrica por medio de centrales generadoras microhidráulicas, de acuerdo a las condiciones de disponibilidad actual y futura del agua en cada sitio, tomando en cuenta los avances que se tienen a la fecha en la construcción de dichas centrales generadoras
- Estudiar el posible intercambio de dicha energía producida con la línea de distribución de 23 kV, trifásica, 60 Hz de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (CLFC), mediante una línea de transmisión corta. Es decir, que dichas microcentrales sean acopladas a la red eléctrica nacional
- Elaborar el estudio de factibilidad técnico - económico para probar que el proyecto sea rentable al poner en operación las centrales microhidráulicas en las caídas mencionadas

CAIDA	NOMBRE DE LA INSTALACIÓN	UBICACIÓN	COLONIA	MUNICIPIO O DELEGACIÓN	C.P.	ESTADO
San Bartolito (2469 msnm)	Tanque San Bartolito	Camino San Bartolomé Coatepec-Huixquilucan	Pueblo San Bartolomé	Huixquilucan	52760	Edo. de Mex.
El Borracho (2422 msnm)	Trifurcación el Borracho	Camino Santiago Yuncuitalpan-Huixquilucan	Pueblo San Bartolomé	Huixquilucan	52760	Edo. de Mex.
Las Palmas (2315 msnm)	Tanque Palmas	Emilio Gustavo Baz No. 100	Independencia	Huixquilucan	53830	Edo. de Mex.
San Joaquín (2289 msnm)	Rebomero San Joaquín	Narciso Mendoza No. 12 y Blvd. Pipila	Manuel Avila Camacho	Miguel Hidaigo	53910	D.F.

TA 3.1
Ubicación de las Caidas en el Acueducto Lerma
Ra Norte

- En función de los análisis realizados en los puntos anteriores, proponer acciones para la realización práctica de dicho proyecto

Entre las principales características que se tendrían al realizar este estudio, se cuentan con las siguientes:

- Aprovechar un gasto permanente de agua potable
- Cercanía de la generación con el centro de consumo
- Longitud corta de las líneas de transmisión por lo que se reducen pérdidas de energía
- Alturas y caudales disponibles idóneos para la generación de energía
- Instalaciones no contaminantes
- Proyecto atractivo para el Gobierno del Distrito Federal, porque la energía generada es intercambiada con la CLFC, es decir, el valor de la energía generada podría ser descontada de la factura de los consumos del Gobierno del Distrito Federal (autoabastecimiento)

3.2 ESTADO ACTUAL DE LAS OBRAS EN CADA CAÍDA

Como parte de este trabajo de investigación, se realizó una visita a los lugares donde se localizan las caídas mencionadas, con el único fin de conocer el estado en el que se encuentran sus instalaciones (ilustraciones en Apéndice A). Asimismo, se consultaron los resultados de estudios llevados a cabo para el reconocimiento geológico que se han realizado en estos sitios. Las condiciones para cada caída son las siguientes:

a) *Caída San Bartolito*

En la parte superior de esta caída se encuentra construido un tanque de 15 metros de longitud y 3.20 metros de ancho igual al diámetro del acueducto, el cual tiene un muro longitudinal vertedor en el centro, que permite manejar el flujo de agua ya sea hacia la obra de toma para la central generadora o hacia el by-pass localizado en la margen derecha del tanque.

En la margen izquierda del tanque existe la preparación para el arranque de la tubería de presión que alimentaría a la central microhidráulica. Esta obra que constituye la toma, consiste en un tramo de tubo con reducción en su diámetro, empotrado en el muro del tanque, dicho diámetro varía de 1.905 m a 1.524 m con longitud de 1.20 m; en su extremo fuera del tanque tiene una válvula de mariposa precedida de un tramo de tubería de 1.524 m de diámetro, la cual en su extremo tiene una placa que sirve como tapa ciega. Siendo ésta la única obra construida para generación de energía.

No se cuenta con la tubería de presión a lo largo de la rampa, por lo que deberá considerarse en el proyecto.

En lo referente a la casa de máquinas, sólo se encuentra el foso de excavación, no teniendo una subestructura base así como la transición al acueducto.

El by-pass que está operando actualmente para salvar el desnivel consiste en su inicio de dos líneas de tubería de acero de 1.20 m de diámetro y posteriormente y casi en la mayor parte de su desarrollo se reduce su diámetro a 0.66 m pero aumentando a 4 el número de tuberías, en su extremo final la energía cinética del agua se disipa en una caja rompedora de presión.

b) Caída El Borracho

El acueducto descarga a un tanque rectangular de 27 por 23 metros aproximadamente, localizado en la parte superior de la caída; en su extremo frontal a la llegada del acueducto y alineada con su eje, parte la tubería de presión construida de acero con diámetro interior de 1.524 m y de longitud aproximada de 114 metros; la tubería se aloja en una rampa que forma un ángulo de 32°30'50" con respecto a la horizontal, soportada mediante dos machones de anclaje uno situado en la parte superior donde se inicia la rampa y el otro en su extremo inferior y apoyada con dos silleas intermedias. Casi en toda su longitud el trazo en planta de la tubería es de eje recto teniendo en su extremo final un codo a 90° que remata con un tramo de tubería de 10 metros de longitud aproximadamente; la deflexión permite dirigir el flujo de agua hacia la planta generadora cuya orientación se diseñó para facilitar la conexión del desfogue con el acueducto.

En su inicio la tubería de presión tiene entrada en reducción con diámetro interior variable de 1.905 a 1.524 metros; inmediatamente aguas abajo del tanque se instalaron una válvula de mariposa de 1.524 metros de diámetro, precedida de un registro para inspección, un tubo venturi para medición del flujo, y de una inserción para instalación de válvulas de aire; todo ésto protegido con una caseta unida al tanque.

En el extremo final de la tubería existe una cruceta de distribución para conectar la turbina y dos válvulas para descargar el flujo de agua cuando la turbina salga de operación; actualmente se encuentran instaladas las válvulas, y han operado en ocasiones cuando se realiza la limpieza de los canales y vertedores del by-pass.

La obra civil construida de la central generadora consiste en su cimentación y ductos de agua para la descarga de las válvulas y turbina, así como, un ducto de transición para su conexión con el acueducto; actualmente falta instalar a detalle las compuertas que comunican a la transición con el canal de desfogue.

En general el mantenimiento que se ha dado a la tubería de presión es bueno.

El by-pass que actualmente está operando para salvar el desnivel se alimenta mediante un vertedor que forma parte del muro izquierdo del tanque, una vez que el agua vierte va disipando su energía potencial mediante la formación de saltos hidráulicos en una serie de vertedores colocados en cascada.

c) *Caída Las Palmas*

El acueducto al igual que las caídas anteriores descarga a un tanque que tiene una capacidad de 963 metros cúbicos aproximadamente, localizado en la parte alta de la caída. De este tanque sale la tubería de presión la cual en planta tiene un trazo recto en casi toda su longitud con una deflexión a 90° en su extremo final, donde está preparada la cimentación de la casa de máquinas de la central; en elevación la rampa tiene dos deflexiones, la primera de $13^\circ 29'$ y la segunda de $33^\circ 02'$. La tubería a lo largo de la rampa está soportada por tres machones de anclaje localizados en los cambios de dirección, faltando por construir algunos apoyos intermedios; el diámetro interior de la tubería es de 1.524 m y de 277 m de longitud aproximada. La construcción de la tubería de presión quedó inconclusa y su mantenimiento ha sido reducido, aunque su estado actual es aceptable a simple vista.

La obra civil construida consiste en la primera etapa de la losa de cimentación, dejándose preparaciones para continuar, las cuales se encuentran dañadas por intemperismo. La conducción de unión con el acueducto está totalmente construida faltando únicamente la transición entre ésta y el desfogue de la casa de máquinas. La cimentación de la casa de máquinas está apoyada sobre pilotes.

En esta caída también existe un by-pass formado por canales y una serie de vertedores para ir disipando la energía del agua, localizado a la derecha de la tubería de presión alejado de esta, el cual está fuera de servicio.

El tanque superior conecta directamente a la tubería de presión y lateralmente cuenta con un vertedor cuya función será mantener fijo el nivel de trabajo de la central microhidráulica. La rampa está protegida mediante una losa de 10 cm de espesor armada para absorber los cambios volumétricos.

d) *Caída San Joaquín*

El acueducto descarga a un tanque con capacidad aproximada de 500 m^3 localizado en la parte superior de la caída.

La obra de toma se encuentra totalmente construida, así como una caseta unida al tanque donde se alojan las válvulas y el tubo venturi.

La tubería de presión que se encuentra totalmente construida de 1.524 metros de diámetro y 157 metros de longitud aproximadamente, tiene tres deflexiones en planta de 38° , 45° y 62° localizadas desde aguas arriba hacia aguas abajo; en elevación también existen tres deflexiones, la primera de $4^\circ 28' 17''$, la segunda de $13^\circ 14' 14''$ y la última de $17^\circ 42' 31''$; en su extremo inicial se encuentra instalada una válvula de mariposa para aislamiento de la tubería, inmediatamente aguas abajo se encuentra un registro para inspección y un tubo venturi para medición del flujo y una válvula para expulsión de aire; en su extremo final se encuentran instaladas dos válvulas conectadas en ambos lados de la tubería para descarga del agua y una preparación para insertar la tubería de alimentación de la turbina.

La tubería ha descargado ocasionalmente cuando en el by-pass, que trabaja normalmente, se hacen trabajos de limpieza; el mantenimiento que se le ha dado a la tubería es adecuado y a simple vista se observa que la tubería se encuentra en buen estado.

El by-pass que está operando actualmente para salvar el desnivel consiste en una serie de vertedores en cascada donde el agua disipa su energía potencial.

La obra civil construida en este sitio consiste en la subestructura de la central microhidráulica comprendiendo los conductos de descarga de las válvulas y el desfogue de la turbina; así como, su conexión con el acueducto; faltando detalles para su comunicación al acueducto nuevamente, por estar a un nivel más bajo que este.

La Figura 3.1 muestra un esquema general de las partes que componen a cada una de las caídas citadas anteriormente.

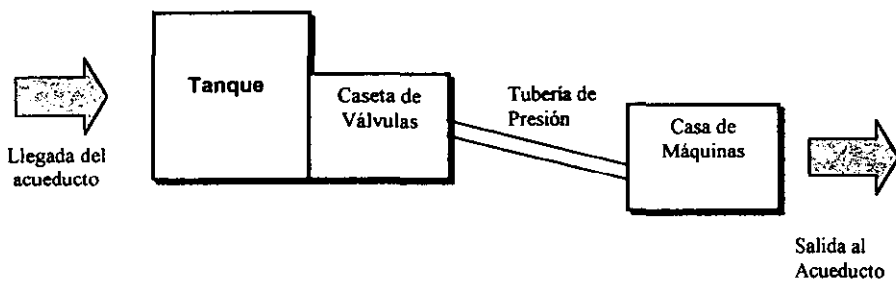


Figura 3.1
Esquema Representativo
de las Caídas

3.3 GASTO DISPONIBLE

Actualmente, llegan en promedio $15 \text{ m}^3/\text{s}$ por el túnel de Atarasquillo (Figura 3.2) de los cuales se derivan $5.5 \text{ m}^3/\text{s}$ hacia el Acueducto Ramal-Norte que es donde se localizan las caídas mencionadas anteriormente.

Antes de llegar el gasto mencionado a la primera caída disponible (San Bartolito) se derivan hacia el tanque de CEAS (Comisión Estatal de Agua y Saneamiento) $2.25 \text{ m}^3/\text{s}$ para suministro de agua en el Estado de México, quedando $3.25 \text{ m}^3/\text{s}$ para las caídas de San Bartolito y El Borracho. Entre las caídas de El Borracho y Las Palmas se extraen $0.50 \text{ m}^3/\text{s}$ para suministrar el servicio de agua potable al Campo Militar No. 1 y zona conurbada de Huixquilucan, quedando $2.75 \text{ m}^3/\text{s}$ para la caída de Las Palmas. Finalmente, entre la caída de Las Palmas y San Joaquín, se derivan del orden de $1.95 \text{ m}^3/\text{s}$ hacia la zona de Azcapotzalco y Tacuba llegando solamente $0.80 \text{ m}^3/\text{s}$ a la caída de San Joaquín.

La demanda de consumo de agua potable a las zonas donde se suministra dicho gasto varía según la época del año aumentando éste en la época de sequías. Por lo tanto, se tienen considerados los gastos mínimos, medios y máximos durante todo el año. La Tabla 3.3, muestra las aportaciones de agua potable en las caídas mencionadas, con una temperatura media de 15°C y con un indicador de acidez (ph) de 8.3.

CAIDA	Q_{\min} (m^3/s)	Q_{med} (m^3/s)	Q_{\max} (m^3/s)
San Bartolito	2.50	3.25	3.80
El Borracho	2.50	3.25	3.80
Las Palmas	2.30	2.75	3.60
San Joaquín	0.40	0.80	1.00

Tabla 3.3
Variación de los Gastos en cada Caída

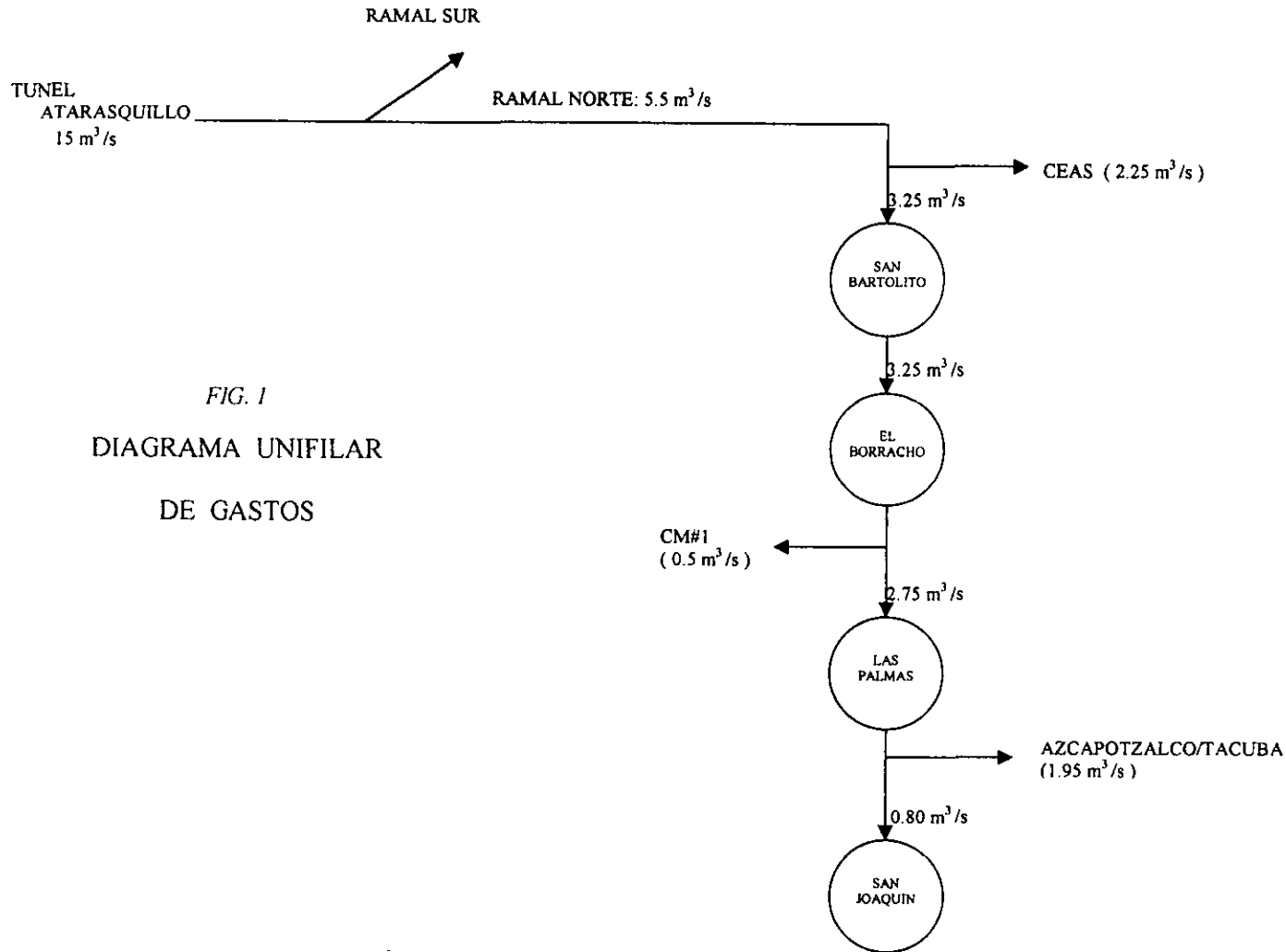


FIG. 1
 DIAGRAMA UNIFILAR
 DE GASTOS

3.4 MEMORIA DE CÁLCULO ELECTROMECAÁNICA

Para poder determinar la cantidad de energía que se podría generar a partir de generación microhidráulica se tomarán los datos de la caída de San Bartolito con sus respectivas características, y mostrar el procedimiento de cálculo que será el mismo en las caídas restantes.

El cálculo de la potencia hidráulica o neta que entrega la turbina se realiza con la siguiente ecuación:

$$P.H_t = Q \times \rho \times g \times H$$

Donde:

P.H_t; Potencia Hidráulica Teórica (kW)

Q; Gasto Disponible (m³/s), *considerando el gasto medio*

ρ; Densidad del fluido (kg/m³)

g; Aceleración de la gravedad en el lugar (m/s²)

H; Altura disponible (m)

Para la caída de San Bartolito:

$$P.H_t = 3.25 \times 999.05 \times 9.78 \times 88.3$$

$$P.H_t = 2803.95 \text{ (kW) } *$$

Si consideramos que la eficiencia de la turbina está en el orden de un 86%, obtendremos la potencia hidráulica real entregada por la turbina.

$$P.H_r = P.H_t \times \eta_{tur}$$

P.H_r; Potencia Hidráulica Real (kW)

η_{tur}; Eficiencia de la turbina

Entonces:

$$P.H_r = 2803.95 \times 0.86$$

$$P.H_r = 2411.40 \text{ (kW) }$$

* En la selección del equipo turbogenerador comercial, se elige uno con valor superior a los cálculos matemáticos obtenidos: 2820 kW para turbina y 3000 kW para generador

Ahora, se tiene que las pérdidas en chumaceras a lo largo del eje de transmisión toman un valor del 3% de la potencia transmitida. Por lo tanto:

$$P.M = P.H_r \times \eta_{mec}$$

P.M; Potencia mecánica (kW)

η_{mec} ; Eficiencia mecánica

$$P.M = 2411.40 \times 0.97$$

$$P.M = 2339.06 \text{ (kW)}$$

Y trabajando con un generador de eficiencia cercana a un valor del 98%, tenemos la potencia eléctrica generada por el equipo turbogenerador:

$$P.E_{gen} = P.M \times \eta_{gen}$$

$P.E_{gen}$; Potencia eléctrica generada (kW)

η_{gen} ; Eficiencia del generador

$$P.E_{gen} = 2339.06 \times 0.98$$

$$P.E_{gen} = 2292.28 \text{ (kW)*}$$

Por lo tanto, la generación de energía diaria será:

$$P.E_{gen} = (2292.28 \text{ kW}) (24 \text{ h/día})$$

$$P.E_{gen} = 55014.72 \text{ (kWh)/día}$$

Y la generación de energía eléctrica media anual:

$$P.E_{gen} = (55014.72 \text{ kWh/día}) (365 \text{ días/año})$$

$$P.E_{gen} = 20.08 \text{ (GWh)/año}$$

Teniendo, que la central cuente con una indisponibilidad del 4% debido a problemas técnicos a lo largo de la línea de distribución del Acueducto Lerma y que, además, la central tenga un factor de planta de 0.9; la generación neta media anual será:

$$P.E_{gen} = 20.08 \times 0.9 \times 0.96$$

$$P.E_{gen} = 17.35 \text{ (GWh)/año}$$

En conclusión, la central generadora ubicada en la caída de San Bartolito, generaría en total 17.35 GWh al año, tomando en cuenta las pérdidas y ventajas con que cuenta este sistema de generación.

Para las caídas restantes, el proceso de cálculo es el mismo seguido anteriormente, por lo que se obtienen los valores mostrados en la Tabla 3.4 para cada sitio de generación.

	San Bartolito	El Borracho	Las Palmas	San Joaquín	TOTAL
Gasto Medio (m ³ /s)	3.25	3.25	2.75	0.80	
Carga Disp.(m)	88.30	45.50	105.60	26.10	
Gen. Media Anual (GWh)	17.35	8.94	17.56	1.26	45.11

Tabla 3.4
Generación Media Anual en las Caídas (GWh)

3.5 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL EQUIPO TURBOGENERADOR

El consumo de agua en las zonas de la ciudad donde abastece el Ramal Norte está totalmente desarrollado horizontalmente, por lo que, se supone que si hay crecimiento, éste será vertical dando lugar a futuros incrementos de consumo de agua reducidos. Tomando en cuenta lo anterior, las turbinas se diseñaron para un intervalo de gastos apropiados en cada caída, abarcando los gastos correspondientes a las épocas de estiaje y las de poca demanda, para cualquier incremento o disminución en el consumo de agua para que la turbina y el generador puedan absorberlo.

De acuerdo a los resultados obtenidos en el análisis para determinar el equipo de generación y satisfacer las condiciones del proyecto, se proponen las siguientes características técnicas para cada caída, tomando en cuenta la tecnología existente en el mercado (equipo turbogenerador):

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS PARA LA CENTRAL MICROHIDRÁULICA "SAN BARTOLITO"

1. TURBINA

Número de Turbinas	1
Tipo de Turbina	Francis Horizontal
Carga Neta	88.37 m.c.a
Gasto de Operación	2.5 a 3.5 m ³ /s
Potencia	2820 kW
Eficiencia Máxima	93.5%
Velocidad Nominal	900 r.p.m
Velocidad Específica	176.39 m, kW
Diámetro del Rodete	0.70 m
Potencia Extrema	3000 kW
Gasto Extremo	3.76 m ³ /s

2. VÁLVULA DE ADMISIÓN

Tipo de Válvula	Mariposa con Contrapeso
Diámetro	0.8 m
Presión de Aceite del Sistema de Cierre-Apertura	4 MPa

3. GENERADOR

- Síncrono Horizontal Brushless (excitación con escobillas), 3333 kVA, 3000 kW, 0.9 F.P., 900 r.p.m
- 3 fases, 60 Hz, 4160 Volts
- 80°C incremento de temperatura a 40°C de temperatura ambiente, trabajo continuo, aislamiento clase F
- Dos cubiertas de chumacera autolubricada para carga axial con capacidad para trabajo continuo de 88964 N (20000 libras) y capacidad de carga radial externa de 7846.6 N (1764 libras)
- Sobrevelocidad 1600 r.p.m. sin daño mecánico
- Caja de conexiones principal con protección de sobretensión
- Regulador de Voltaje Estático
- Gabinete para el neutro del generador
- Equipo de sincronización
- Equipo auxiliar

4. EQUIPO DE SUBESTACIÓN

- Transformador de Potencia 4.16-23 kV, 3.33 MVA
- Interruptor 25 kV
- Controles e Interruptores para Unidad Hidroeléctrica Turbina/Generador
- Equipo de Servicios Auxiliares
- Cables de Fuerza y Control y Conectores para 4.16 y 23 kV

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS PARA LA CENTRAL MICROHIDRÁULICA "EL BORRACHO"

1. TURBINA

Número de Turbinas	1
Tipo de Turbina	Francis Horizontal
Carga Neta	44.41 m.c.a
Gasto de Operación	2.5 a 3.5 m ³ /s
Potencia	1400 kW
Eficiencia Máxima	93.0%
Velocidad Nominal	720 r.p.m
Velocidad Específica	234.98 m, kW
Diámetro del Rodete	0.70 m
Potencia Extrema	1400 kW
Gasto Extremo	3.63 m ³ /s

2. VÁLVULA DE ADMISIÓN

Tipo de Válvula	Mariposa con Contrapeso
Diámetro	0.8 m
Presión de Aceite del Sistema de Cierre-Apertura	4 MPa

3. GENERADOR

- Síncrono Horizontal Brushless (excitación con escobillas), 1720 kVA, 1550 kW, 0.9 F.P., 720 r.p.m
- 3 fases, 60 Hz, 4160 Volts
- 80°C incremento de temperatura a 40°C de temperatura ambiente, trabajo continuo, aislamiento clase F
- Dos cubiertas de chumacera autolubricada para carga axial con capacidad para trabajo continuo de 71171.2 N (16000 libras) y capacidad de carga radial externa de 7846.6 N (1764 libras)
- Sobrevelocidad 1450 r.p.m. sin daño mecánico
- Caja de conexiones principal con protección de sobretensión
- Regulador de Voltaje Estático
- Gabinete para el neutro del generador
- Equipo de sincronización
- Equipo auxiliar

4. EQUIPO DE SUBESTACIÓN

- Transformador de Potencia 4.16-23 kV, 1.72 MVA
- Interruptor 25 kV
- Controles e Interruptores para Unidad Hidroeléctrica Turbina/Generador
- Equipo de Servicios Auxiliares
- Cables de Fuerza y Control y Conectores para 4.16 y 23 kV

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS PARA LA CENTRAL MICROHIDRÁULICA "LAS PALMAS"

1. TURBINA

Número de Turbinas	1
Tipo de Turbina	Francis Horizontal
Carga Neta	104.21 m.c.a
Gasto de Operación	2.0 a 3.0 m ³ /s
Potencia	2800 kW
Eficiencia Máxima	93.0%
Velocidad Nominal	900 r.p.m
Velocidad Especifica	143.03 m, kW
Diámetro del Rodete	0.70 m
Potencia Extrema	3000 kW
Gasto Extremo	3.23 m ³ /s

2. VÁLVULA DE ADMISIÓN

Tipo de Válvula	Mariposa con Contrapeso
Diámetro	0.8 m
Presión de Aceite del Sistema de Cierre-Apertura	4 MPa

3. GENERADOR

- Síncrono Horizontal Brushless (excitación con escobillas), 3833 kVA, 3450 kW, 0.9 F.P., 900 r.p.m
- 3 fases, 60 Hz, 4160 Volts
- 80°C incremento de temperatura a 40°C de temperatura ambiente, trabajo continuo, aislamiento clase F
- Dos cubiertas de chumacera autolubricada para carga axial con capacidad para trabajo continuo de 88964 N (20000 libras) y capacidad de carga radial externa de 7846.6 N (1764 libras)
- Sobrevelocidad 1600 r.p.m. sin daño mecánico
- Caja de conexiones principal con protección de sobretensión
- Regulador de Voltaje Estático
- Gabinete para el neutro del generador
- Equipo de sincronización
- Equipo auxiliar

4. EQUIPO DE SUBESTACIÓN

- Transformador de Potencia 4.16-23 kV, 3.83 MVA
- Interruptor 25 kV
- Controles e Interruptores para Unidad Hidroeléctrica Turbina/Generador
- Equipo de Servicios Auxiliares
- Cables de Fuerza y Control y Conectores para 4.16 y 23 kV

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS PARA LA CENTRAL MICROHIDRÁULICA "SAN JOAQUÍN"

1. TURBINA

Número de Turbinas	1
Tipo de Turbina	Francis Horizontal
Carga Neta	26.1 m.c.a
Gasto de Operación	0.2 a 1.0 m ³ /s
Potencia	164 kW
Eficiencia Máxima	90 %
Velocidad Nominal	1200 r.p.m
Velocidad Específica	260.50 m, kW
Diámetro del Rodete	0.35 m
Potencia Extrema	164 kW
Gasto Extremo	1.0 m ³ /s

2. VÁLVULA DE ADMISIÓN

Tipo de Válvula	Mariposa con Contrapeso
Diámetro	0.8 m
Presión de Aceite del Sistema de Cierre-Apertura	4 MPa

3. GENERADOR

- Síncrono Horizontal Brushless (excitación con escobillas), 200 kVA, 180 kW, 0.9 F.P., 1200 r.p.m
- 3 fases, 60 Hz, 4160 Volts
- 80°C incremento de temperatura a 40°C de temperatura ambiente, trabajo continuo, aislamiento clase F
- Dos cubiertas de chumacera autolubricada para carga axial con capacidad para trabajo continuo de 88964 N (20000 libras) y capacidad de carga radial externa de 7846.6 N (1764 libras)
- Sobrevelocidad 1800 r.p.m. sin daño mecánico
- Caja de conexiones principal con protección de sobretensión
- Regulador de Voltaje Estático
- Gabinete para el neutro del generador
- Equipo de sincronización
- Equipo Auxiliar

4. EQUIPO DE SUBESTACIÓN

- Transformador de Potencia 4.16-23 kV, 0.2 MVA
- Interruptor 25 kV
- Controles e Interruptores para Unidad Hidroeléctrica Turbina/Generador
- Equipo de Servicios Auxiliares
- Cables de Fuerza y Control y Conectores para 4.16 y 23 kV

3.6 RESULTADOS

De los cálculos realizados anteriormente y de la selección del equipo mencionado, se tienen los siguientes resultados para cada caída:

A) San Bartolito:

- ♦ Diseñada para trabajar con una carga bruta de 88.3 m, gasto medio de 3.25 m³/s. Capacidad instalada de 2.36 MW y una generación media anual de 17.35 GWh
- ♦ Compuesta de Tanque Regulador, Obra de Toma, Tubería a Presión, Casa de Máquinas, Canal de Desfogue, Subestación y Línea de Transmisión
- ♦ Tubería a presión de acero al carbón de 1.524 m de diámetro, con espesores de 5/16" en la tubería de la obra de toma y 7/16" en la propia tubería de presión. Longitud total aproximada de 155 m.
- ♦ Casa de Máquinas construida en la zona del foso excavado originalmente. Las dimensiones: 12.0 m de ancho, 13.7 m de largo y 7.0 m de altura
- ♦ El desfogue descarga a la caja rompedora de presión y de ahí se incorpora a su trayectoria original
- ♦ Subestación eléctrica ubicada junto a la casa de máquinas, tipo convencional de 4.16 a 23 kVA. Línea de transmisión de 23 kV
- ♦ Instalación de un equipo de izamiento para elementos pesados (rotor) consistente de una grúa viajera de por lo menos 10 toneladas de capacidad

B) El Borracho:

- ♦ Diseñada para trabajar con una carga bruta de 45.5 m, gasto medio de 3.25 m³/s. Capacidad instalada de 1.21 MW y una generación media anual de 8.94 GWh
- ♦ Compuesta de Tanque de Abastecimiento, Obra de Toma, Tubería a Presión, Casa de Máquinas, Canal de Desfogue, Subestación y Línea de Transmisión
- ♦ Tubería a presión de acero al carbón de 1.524 m de diámetro, con espesores de 5/16" en la tubería de la obra de toma y 7/16" en la propia tubería de presión. Longitud total aproximada de 114 m. Verificación de su estado actual.
- ♦ Casa de Máquinas construida sobre la losa actual. Las dimensiones: 10.75 m de ancho, 13.0 m de largo y 7.0 m de altura

- ◆ El desfogue descarga a una caja de agua y de ahí se incorpora a su trayectoria original
- ◆ Subestación eléctrica ubicada junto a la casa de máquinas, tipo convencional de 4.16 a 23 kVA. Línea de transmisión de 23 kV
- ◆ Instalación de un equipo de izamiento para elementos pesados (rotor) consistente de una grúa viajera de por lo menos 6 toneladas de capacidad

C) Las Palmas:

- ◆ Diseñada para trabajar con una carga bruta de 105.6 m, gasto medio de 2.75 m³/s. Capacidad instalada de 2.36 MW y una generación media anual de 17.56 GWh
- ◆ Compuesta de Tanque Regulador, Obra de Toma, Tubería a Presión, Casa de Máquinas, Canal de Desfogue, Subestación y Línea de Transmisión
- ◆ Tubería a presión de acero al carbón de 1.524 m de diámetro, con espesores de 5/16" en la tubería de la obra de toma y 7/16" en la propia tubería de presión. Longitud total aproximada de 277 m. Se deberá dar mantenimiento a ésta (limpieza y aplicación de pintura anticorrosiva).
- ◆ Casa de Máquinas construida en la losa actual. Las dimensiones: 15.0 m de ancho, 15.6 m de largo y 7.0 m de altura
- ◆ El desfogue descarga a una caja de agua y de ahí se incorpora a su trayectoria original
- ◆ Subestación eléctrica ubicada junto a la casa de máquinas, tipo convencional de 4.16 a 23 kVA. Línea de transmisión de 23 kV
- ◆ Instalación de un equipo de izamiento para elementos pesados (rotor) consistente de una grúa viajera de por lo menos 11 toneladas de capacidad

D) San Joaquín:

- ◆ Diseñada para trabajar con una carga bruta de 26.1 m, gasto medio de 0.8 m³/s. Capacidad instalada de 0.42 MW y una generación media anual de 1.26 GWh
- ◆ Compuesta de Tanque de Abastecimiento, Obra de Toma, Tubería a Presión, Casa de Máquinas, Canal de Desfogue, Subestación y Línea de Transmisión
- ◆ Tubería a presión de acero al carbón de 1.524 m de diámetro, con espesores de 5/16" en la tubería de la obra de toma y 7/16" en la propia tubería de presión. Longitud total aproximada de 157 m. Se deberá dar mantenimiento a ésta (limpieza y aplicación de pintura anticorrosiva).

- ◆ Casa de Máquinas construida en la losa actual. Las dimensiones: 10.3 m de ancho, 10.8 m de largo y 7.0 m de altura
- ◆ El desfogue descarga a una caja de agua y de ahí se incorpora a su trayectoria original
- ◆ Subestación eléctrica ubicada junto a la casa de máquinas, tipo convencional de 4.16 a 23 kVA. Línea de transmisión de 23 kV
- ◆ Instalación de un equipo de izamiento para elementos pesados (rotor) consistente de un polipasto fijo en el techo de por lo menos 1 tonelada de capacidad

4. FACTIBILIDAD TÉCNICO – ECONÓMICA

4.1 CONSIDERACIONES

- ✓ El análisis económico se compone de cinco partes fundamentales en lo correspondiente a la inversión. Estas son:
 - a) Caseta de válvulas
 - b) Tubería de presión
 - c) Casa de máquinas
 - d) Equipo electromecánico y Subestación
 - e) Transición y conexión al acueducto
- ✓ El presupuesto estimado (Tabla 4.1) fue realizado basándose en los precios encontrados en el mercado de construcción, equipo mecánico y eléctrico. Así como, la solicitud a los distintos fabricantes y proveedores de la cotización correspondiente a las características presentadas.
- ✓ Se ha considerado un 15% de tolerancia para cubrir cualquier imprevisto en el proyecto, así como un 16% destinado a los trabajos de investigación e ingeniería (costo indirecto).
- ✓ Para obtener los ahorros económicos anuales por la autogeneración microhidráulica, se considera como beneficio la diferencia del costo de compra de la energía eléctrica a Luz y Fuerza del Centro (que se calcula con la energía generada y haciendo uso de la Tarifa N° 6 para servicio de bombeo de aguas potables o negras de servicio público, con cargo fijo independiente de la energía consumida de \$ 134.91032/mes con un cargo adicional por dicha energía de \$ 0.74691/kWh) menos el costo de la energía autogenerada. De igual forma y de manera comparativa, se hará uso de la Tarifa N° 5, para servicio de alumbrado público, con un cargo de \$ 1.42360/kWh. Tarifas a Agosto del 2000.
- ✓ En el análisis económico se ha manejado una tasa de descuento del 9%.
- ✓ El costo de operación y mantenimiento de las centrales generadoras microhidráulicas se ha considerado en un 3% de la inversión para cada caída, en base a datos de los costos que normalmente se tienen en las centrales hidroeléctricas del país. *
- ✓ El costo por uso del agua para efectos de generación hidroeléctrica, según lo prevé el artículo 223 inciso (B) de la Ley Federal de Derechos en Materia de Agua 2000, tiene un monto de \$ 2.5330/1000m³, tarifa correspondiente al tercer trimestre del año 2000.

* Costo Unitario de Generación. Publicación COPAR de CFE, 1992

- ✓ El tiempo de vida en operación de las centrales generadoras (equipo turbogenerador) se ha estimado en un mínimo de 25 años y toda la inversión se aplica en el año cero (año 2000).

El resumen del Estudio de Factibilidad Técnico – Económico es presentado en las Tablas 4.2 y 4.3, así como en las Figuras 4.1, 4.2, 4.3 y 4.4

	2000	2001	2002	2003
CASETA DE VÁLVULAS	\$ 613,104.24	**	\$ 613,104.24	**
TUBERÍA DE PRESIÓN	\$ 223,423.20	\$ 82,162.08	\$ 199,639.44	\$ 113,153.04
CASA DE MÁQUINAS	\$ 2,475,138.50	\$ 800,797.34	\$ 2,757,792.74	\$ 897,115.50
EQUIPO ELECTROMECAÁNICO Y SUBESTACIÓN	\$ 18,333,765.00	\$16,929,720.00	\$18,610,515.00	\$ 3,977,796.00
TRANSICIÓN Y CONEXIÓN AL ACUEDUCTO	\$ 726,691.73	\$ 153,000.00	\$ 787,891.73	\$ 153,000.00
SUMA	\$ 22,372,122.67	\$17,965,679.42	\$22,968,943.15	\$ 5,141,064.54
IMPREVISTOS 15%	\$ 3,355,818.40	\$ 2,694,851.91	\$ 3,445,341.47	\$ 771,159.68
SUBTOTAL	\$ 25,727,941.07	\$20,660,531.33	\$26,414,284.62	\$ 5,912,224.22
ADMÓN. E ING. 16%	\$ 4,116,470.57	\$ 3,305,685.01	\$ 4,226,285.54	\$ 945,955.88
TOTAL	\$ 29,844,411.64	\$23,966,216.35	\$30,640,570.16	\$ 6,858,180.10

Tabla 4.1
Resumen de Presupuestos

NOTA: Los montos indicados, se presentan en pesos (M.N.), al 15 de Agosto del 2000
(La paridad \$/USD para el 15 de Agosto de 2000 es de 1 USD x 9.225 pesos M.N.)

** Ya se encuentra construida

4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

Para poder determinar los parámetros económicos que nos indiquen la rentabilidad del proyecto, se considerarán costos a valor presente y se tomarán de igual forma los datos de la caída de San Bartolito con sus propias características, aplicándose el mismo procedimiento para las otras caídas, así como del proyecto en general.

Para San Bartolito:

a) Costos

Como se puede observar en el presupuesto de las caídas (Tabla 4.1), la inversión inicial estimada para la caída de San Bartolito es de:

$$I = \$ 29.844 \times 10^6$$

Por lo tanto, sabiendo que la generación anual en la caída de San Bartolito es de 17.35 GWh (ver capítulo 3), los costos debidos a la inversión inicial por cada kWh generado serán de:

$$C_i = \frac{(\$ 29.844 \times 10^6)}{(25 \text{ años}) (17350000 \text{ kWh/año})}$$

$$C_i = \$ 0.069/\text{kWh}$$

Ahora, los costos anuales por operación y mantenimiento considerados para esta caída son:

$$C_{om} = (\$ 29.844 \times 10^6) (0.03)$$

$$C_{om} = \$ 0.895 \times 10^6/\text{año}$$

Y por cada kWh generado:

$$C_{om} = \frac{(\$ 0.895 \times 10^6/\text{año})}{(17350000 \text{ kWh/año})}$$

$$C_{om} = \$ 0.052/\text{kWh}$$

Tomando en cuenta que el volumen medio anual de agua consumido en la caída de San Bartolito es de 102.5 millones de metros cúbicos y multiplicado por el costo del agua para este uso, obtenemos:

$$C_{\text{agua}} = (102.5 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{año}) \frac{(\$ 2.5330)}{1000 \text{ m}^3}$$

$$C_{\text{agua}} = \$ 0.260 \times 10^6/\text{año}$$

Por cada kWh generado:

$$C_{\text{agua}} = \frac{(\$ 0.260 \times 10^6/\text{año})}{(17350000 \text{ kWh/año})}$$

$$C_{\text{agua}} = \$ 0.015/\text{kWh}$$

Por lo tanto, los costos totales serán:

$$C_{\text{tot}} = C_1 + C_{\text{om}} + C_{\text{agua}}$$

$$C_{\text{tot}} = 0.069 + 0.052 + 0.015$$

$$C_{\text{tot}} = \$ 0.136/\text{kWh}$$

b1) Beneficios (haciendo uso de Tarifa No. 6)

Los beneficios obtenidos son sólo por la generación propia de la energía eléctrica. La producción de San Bartolito calculada es de 17.35 GWh anuales. Considerando la compra de esta cantidad de energía a LyFC con la Tarifa No. 6, se obtiene el costo:

$$C_{\text{fact}} = (\$ 134.91032/\text{mes} \times 12 \text{ meses/año}) + (17350000 \text{ kWh/año} \times \$ 0.74691/\text{kWh})$$

$$C_{\text{fact}} = \$ 12.961 \times 10^6/\text{año}$$

Por cada kWh generado al año:

$$C_{\text{fact}} = \frac{(\$ 12.961 \times 10^6 / \text{año})}{(17350000 \text{ kWh/año})}$$

$$C_{\text{fact}} = \$ 0.747/\text{kWh}$$

Que permitirá obtener un ahorro anual al restarle el costo de la autogeneración:

$$A = (C_{\text{fact}} - C_{\text{tot}}) \text{kWh}_{\text{gen}}/\text{año}$$

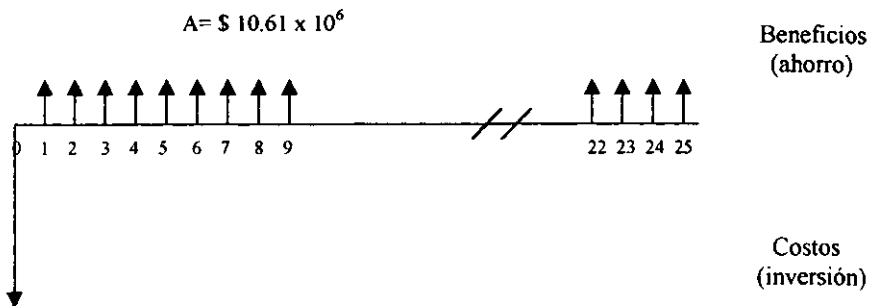
$$A = (\$ 0.747/\text{kWh} - \$ 0.136/\text{kWh}) \times 17350000 \text{ kWh/año}$$

$$A = \$ 10.61 \times 10^6 / \text{año}$$

Con los valores calculados anteriormente, podemos ahora trazar el diagrama de flujo de efectivo y calcular los parámetros económicos.

$$i = 9\%$$

$$n = 25$$



$$I = \$ 29.844 \times 10^6$$

◆ Valores Presentes

$$(VP)_{\text{ahorro}} = \$ 10.61 \times 10^6 (P/A, 9\%, 25)$$

$$(VP)_{\text{ahorro}} = \$ 10.61 \times 10^6 (9.8226)$$

$$(VP)_{\text{ahorro}} = \$ 104.22 \times 10^6$$

◆ Relación Beneficio/Costo

$$B/C = \text{Ahorro} / \text{Inversión} = (VP)_{\text{ahorro}} / \text{Inversión}$$

$$B/C = (\$ 104.22 \times 10^6) / (\$ 29.844 \times 10^6)$$

$$B/C = 3.49$$

$B/C > 1$ (Es Rentable)

◆ Periodo de Recuperación de la Inversión

$$m = -\text{Ln}(1 - I_i/A) / \text{Ln}(1 + i)$$

$$m = 3.39 \text{ años}$$

$m/n = 0.14 (14\%)$ $m/n < 30\%$ (Es Rentable)

◆ Tasa Interna de Retorno

$$\frac{1 - (1 + j)^{-n}}{j} = \frac{I}{A} = (\$ 29.844 \times 10^6) / (\$ 10.61 \times 10^6) = 2.81$$

j	Factor
0.1	9.08
0.2	4.95
0.3	3.33
0.4	2.50
0.5	2.00
0.6	1.67
0.363	2.81

$$\boxed{\text{TIR}=36.3\%}$$

TIR > 9% (Es Rentable)

b2) Beneficios (haciendo uso de Tarifa No. 5)

Los beneficios obtenidos son sólo por la generación propia de la energía eléctrica. La producción de San Bartolito calculada es de 17.35 GWh anuales. Considerando la compra de esta cantidad de energía a LyFC con la Tarifa No. 5, se obtiene el costo:

$$C_{\text{fact}} = (17350000 \text{ kWh/año} \times \$ 1.42360/\text{kWh})$$

$$C_{\text{fact}} = \$ 24.70 \times 10^6 / \text{año}$$

Por cada kWh generado al año:

$$C_{\text{fact}} = \frac{(\$ 24.70 \times 10^6 / \text{año})}{(17350000 \text{ kWh/año})}$$

$$\boxed{C_{\text{fact}} = \$ 1.424/\text{kWh}}$$

Que permitirá obtener un ahorro anual al restarle el costo de la autogeneración:

$$A = (C_{\text{fact}} - C_{\text{tot}}) \text{kWh}_{\text{gen}}/\text{año}$$

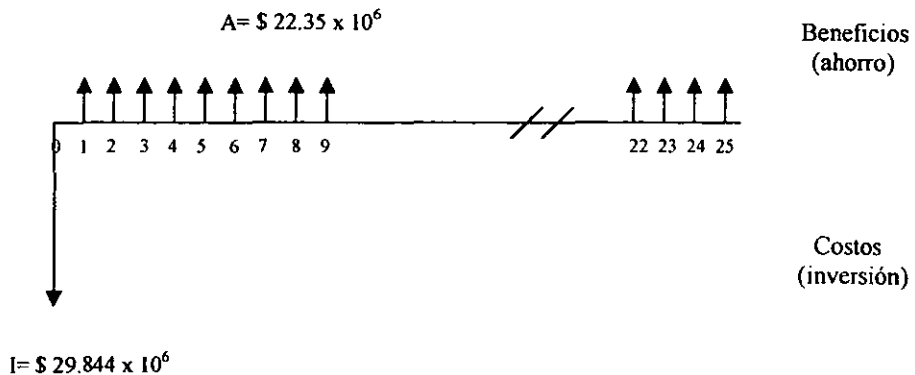
$$A = (\$ 1.424/\text{kWh} - \$ 0.136/\text{kWh}) \times 17350000 \text{ kWh/año}$$

$$A = \$ 22.35 \times 10^6 / \text{año}$$

Con los valores calculados anteriormente, podemos ahora trazar el diagrama de flujo de efectivo y calcular los parámetros económicos.

$$i = 9\%$$

$$n = 25$$



◆ Valores Presentes

$$(VP)_{\text{ahorro}} = \$ 22.35 \times 10^6 (P/A, 9\%, 25)$$

$$(VP)_{\text{ahorro}} = \$ 22.35 \times 10^6 (9.8226)$$

$$(VP)_{\text{ahorro}} = \$ 219.54 \times 10^6$$

♦ Relación Beneficio/Costo

$$B/C = \text{Ahorro} / \text{Inversión} = (VP)_{\text{ahorro}} / \text{Inversión}$$

$$B/C = (\$ 219.54 \times 10^6) / (\$ 29.844 \times 10^6)$$

$$B/C = 7.36$$

$$B/C > 1 \quad \dots\dots\dots (\text{Es Rentable})$$

♦ Periodo de Recuperación de la Inversión

$$m = -\text{Ln}(1 - I_i/A) / \text{Ln}(1 + i)$$

$$m = 1.49 \text{ años}$$

$$m/n = 0.06 (6\%)$$

$$m/n < 30\% \quad \dots\dots\dots (\text{Es Rentable})$$

♦ Tasa Interna de Retorno

$$\frac{1 - (1 + j)^{-n}}{j} = \frac{I}{A} = (\$ 29.844 \times 10^6) / (\$ 22.35 \times 10^6) = 1.34$$

j	Factor
0.4	2.50
0.5	2.00
0.6	1.67
0.7	1.43
0.8	1.24
1.0	0.99
0.747	1.34

$$TIR = 74.7\%$$

$$TIR > 9\% \quad \dots\dots\dots (\text{Es Rentable})$$

		SECTOR	EDIFICIO	PLANTA	ALUMBRADO	SECTOR
Inversión	M\$	29.844	23.966	30.641	6.858	91.309
Inversión	\$/kWh	0.069	0.107	0.070	0.218	0.081
Op. y Mto.	\$/kWh	0.052	0.080	0.052	0.163	0.061
Consumo Medio Anual	m ³ x 10 ⁶	102.5	102.5	86.7	25.2	316.9
Consumo Uso Agua	\$/kWh	0.015	0.029	0.013	0.051	0.018
Consumo Total	\$/kWh	0.135	0.217	0.135	0.432	0.159
Generación Anual	GWh	17.35	8.94	17.56	1.26	45.11
Costo Generación	\$/kWh	0.74700	0.74709	0.74700	0.74819	0.74695
Costo Anual	M\$	10.61	4.74	10.75	0.40	26.50
Ahorro	M\$	104.24	46.58	105.62	3.92	260.30
Relación Ahorro/Inversión (B/C)		3.49	1.94	3.45	0.57	2.85
Periodo Rec. Capital	Años	3.39	7.04	3.44	***	4.31
Periodo Rec. Capital/Vida Util		0.14	0.28	0.14	***	0.17
Tasa Interna de Retorno	%	36.3	19.8	35.8	***	29.3

Tabla 4.2
Estudio de Factibilidad Técnico-Económica
considerando Tarifa No.6 "Bombeo de Aguas"

		SECTOR	EDIFICIO	PLANTA	ALUMBRADO	SECTOR
Inversión	M\$	29.844	23.966	30.641	6.858	91.309
Inversión	\$/kWh	0.069	0.107	0.070	0.218	0.081
Op. y Mto.	\$/kWh	0.052	0.080	0.052	0.163	0.061
Consumo Medio Anual	m ³ x 10 ⁶	102.5	102.5	86.7	25.2	316.9
Consumo Uso Agua	\$/kWh	0.015	0.029	0.013	0.051	0.018
Consumo Total	\$/kWh	0.135	0.217	0.135	0.432	0.159
Generación Anual	GWh	17.35	8.94	17.56	1.26	45.11
Costo Generación	\$/kWh	1.42360	1.42360	1.42360	1.42360	1.42360
Costo Anual	M\$	22.35	10.79	22.63	1.25	57.02
Ahorro	M\$	219.54	105.98	222.32	12.28	560.13
Relación Ahorro/Inversión (B/C)		7.36	4.42	7.26	1.79	6.13
Periodo Rec. Capital	Años	1.49	2.59	1.51	7.90	1.81
Periodo Rec. Capital/Vida Util		0.06	0.10	0.06	0.32	0.07
Tasa Interna de Retorno	%	74.7	45.6	74.2	18.7	63

Tabla 4.3
Estudio de Factibilidad Técnico-Económica
considerando Tarifa No.5 "Alumbrado Público"

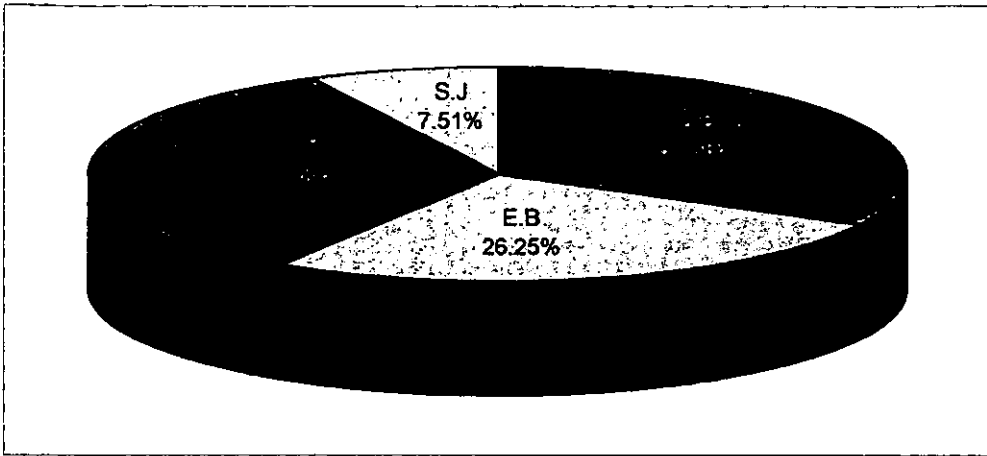


Figura 4.1
Inversión Total
(M\$ 91.309)

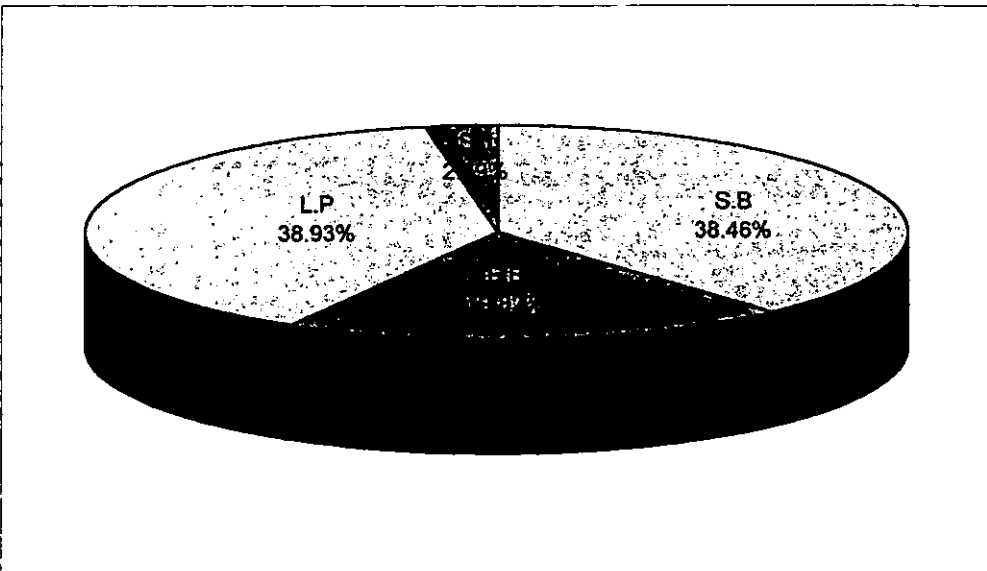


Figura 4.2
Generación de Energía Anual
(45.11 GWh)

S.B= San Bartolito
E.B= El Borracho
L.P= Las Palmas
S.J= San Joaquín

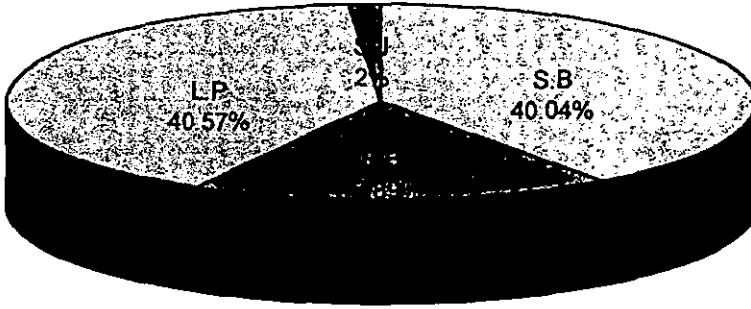


Figura 4.3
 Ahorro Anual con Tarifa No.6
 (M\$ 26.50)

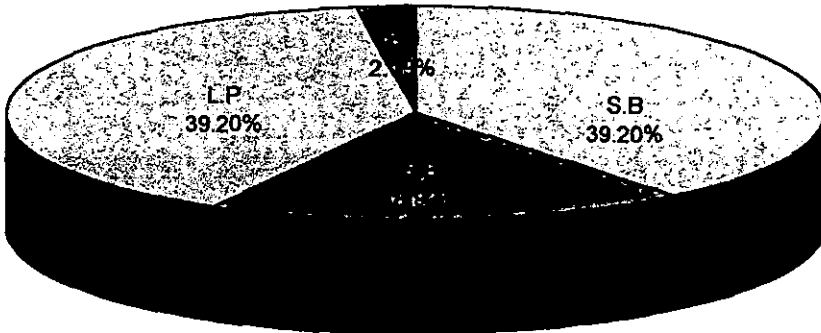


FIGURA 4.4
 Ahorro Anual con Tarifa No.5
 (M\$ 57.02)

S.B= San Bartolito
 E.B= El Borracho
 L.P= Las Palmas
 S.J= San Joaquín

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La capacidad de nuestro país para mantener el dinamismo de su economía y mejorar las condiciones de vida de la población depende en gran medida de la expansión y modernización del sector eléctrico nacional. Para ser el motor del desarrollo nacional, la industria eléctrica debe considerar utilizar fuentes de energía renovables que no han sido aprovechadas en su totalidad.

Tanto en el pasado como en el presente y futuro, las necesidades energéticas son definidas por tres factores principales: crecimiento de la población, desarrollo económico y avance tecnológico. Estas fuerzas se desarrollan de manera independiente pero mantienen influencia unas sobre otras. Por eso, México debe buscar ampliar sus horizontes tecnológicos y económicos para brindar más bienestar a su población. Para generar los empleos que hacen falta, mejorar gradualmente los ingresos y elevar el nivel de vida de los mexicanos, es esencial lograr un crecimiento sostenido, así como incrementos constantes en la productividad de nuestra economía. Nada de esto es posible sin electricidad. Para poder crecer, todos los sectores económicos dependen de la disponibilidad de un suministro eléctrico suficiente, confiable, de calidad y a precios competitivos.

Además de ser esencial para el desarrollo de la planta productiva, la electricidad lo es para que las familias mexicanas tengan condiciones de vida dignas. Por la importancia que tiene en las más diversas áreas de la vida cotidiana de la población, en su seguridad y en su bienestar, la electricidad ha sido una demanda social muy sentida. Nuestro país debe entonces continuar con la creación de la infraestructura que permita que los mexicanos se integren a su propia sociedad y que desarrollen su potencial.

Por todo lo anterior, se debe fomentar el interés por aprovechar al máximo todos los recursos energéticos disponibles. Resultan especialmente interesantes las fuentes de energía renovables y limpias, entre las cuales la energía hidráulica es la más importante.

Aprovechar los saltos de agua para producir energía eléctrica es, desde un punto de vista técnico, económico y ecológico, enormemente rentable cuando se dan las condiciones necesarias.

Como se puede observar a lo largo de este trabajo de investigación, y más claramente en los capítulos 3 y 4, la propuesta de generación microhidráulica para autoabastecimiento resulta ser factible técnica y económicamente excepto en la caída de San Joaquín, considerando que ya se tienen avances como son las instalaciones civiles en cada una de las caídas estudiadas.

La existencia de tanques de almacenamiento que se encuentran en operación en las 4 caídas, así como de la caseta de válvulas (que sólo existen en las caídas de El Borracho y San Joaquín) se requieren para el funcionamiento de las centrales generadoras microhidráulicas, faltando sólo por adecuar a las caídas de San Bartolito y Las Palmas su propia caseta de válvulas en las cuales ya se tiene un avance considerado para su adaptación. El análisis económico de San Bartolito y Las Palmas contempla la construcción de dichas casetas que alojarían a la obra de toma propuesta de dichas centrales (como es el caso de las caídas de El Borracho y San Joaquín).

En lo referente a la tubería de presión, la correspondiente a la caída de San Bartolito tiene como única solución la instalación de tubería totalmente nueva a lo largo de su trayectoria, ya que actualmente sólo se encuentran algunos tramos abandonados (que nunca se ensamblaron) cerca del tanque de almacenamiento y que ya no servirían por las malas condiciones en las que se encuentran (corrosión excesiva debido al intemperismo).

En los sitios El Borracho, Las Palmas y San Joaquín, se recomienda la verificación del estado en que se encuentran las tuberías, ya que a simple vista se pueden apreciar en buenas condiciones y disponibles para su uso. Sería conveniente su limpieza interna y externa (usando métodos como el del chiflón con arena), así como su protección con pintura anticorrosiva que evite su deterioro.

De igual forma, un estudio con la ayuda de radiografías o ultrasonido en las uniones soldadas de cada tubería, sería adecuada para garantizar la anulación de fugas.

En lo correspondiente al equipo electromecánico, para las cuatro caídas se propone un conjunto turbina-generador de acuerdo a las características conocidas (caudal y altura disponible) presentadas en cada uno de los sitios, llegándose a la selección de turbinas tipo Francis horizontal (que manejan caudales extremos tanto máximos como mínimos, que garantizan que las variaciones de flujo debidas a las indisponibilidades técnicas no afecten el funcionamiento de cada central), y generadores síncronos horizontales para las 4 centrales. El equipo turbogenerador cuenta con eficiencia cercana al 90%, por lo que cumplen con los requerimientos considerados en el análisis matemático.

Por otro lado, los sitios considerados para la casa de máquinas de cada central generadora, se encuentran aceptables, siendo las caídas de El Borracho, Las Palmas y San Joaquín las que tienen los mayores avances en su construcción (básicamente la cimentación), sin embargo, se recomienda la demolición de ciertas estructuras para la realización de mejoras en la cimentación de dichas instalaciones ya que el espacio que se tiene es suficiente para su desarrollo. En lo que concierne a la caída de San Bartolito, no existe la casa de máquinas y por lo tanto primero es necesaria la limpieza del foso excavado dado que la vegetación en la zona ha cubierto el espacio planeado para la construcción de la casa de máquinas.

En términos de generación de energía (generación total anual de 45.11 GWh), podemos darnos cuenta que las caídas de San Bartolito y Las Palmas son las que aportan la mayor cantidad de energía (38.46% y 38.93% respectivamente) lo que se ve reflejado en los ahorros anuales. La producción de la caída de El Borracho aporta un 19.82% del total de la energía generada, siendo la producción de la caída de San Joaquín la más baja (2.79%) y poco rentable.

La producción de energía de las caídas de San Bartolito, El Borracho y Las Palmas indica que su equipamiento es conveniente para aprovechar la energía microhidráulica que se disipa a través de los by-pass. Los resultados arrojados por el análisis económico indican ahorros anuales considerables en dichas centrales generadoras microhidráulicas contra la compra de energía a Luz y Fuerza del Centro, y los valores de las relaciones beneficio/costo, periodo de recuperación de la inversión y tasa interna de retorno demuestran que los proyectos en dichas caídas son rentables:

TARIFA No.6		San Bartolito	El Borracho	Las Palmas	San Joaquín	General
Relación Ahorro/Inversión (B/C)		3.49	1.94	3.45	0.57	2.85
Periodo Rec. Capital	Años	3.39	7.04	3.44	***	4.31
Periodo Rec. Capital/Vida Util		0.14	0.28	0.14	***	0.17
Tasa Interna de Retorno	%	36.3	19.8	35.8	***	29.3

TARIFA No.5		San Bartolito	El Borracho	Las Palmas	San Joaquín	General
Relación Ahorro/Inversión (B/C)		7.36	4.42	7.26	1.79	6.13
Periodo Rec. Capital	Años	1.49	2.59	1.51	7.90	1.81
Periodo Rec. Capital/Vida Util		0.06	0.10	0.06	0.32	0.07
Tasa Interna de Retorno	%	74.7	45.6	74.2	18.7	63

En el caso de la caída de San Joaquín, debido a su baja producción (1.26 GWh/año) y a su alta inversión (M\$ 6.858), su relación beneficio/costo empleando la Tarifa No.6 es menor que la unidad por lo que dicho proyecto en lo individual resulta no ser rentable. Si empleamos la Tarifa No. 5, la relación beneficio/costo se incrementa por arriba de la unidad y la inversión se recupera en un 32% de la vida útil, que puede considerarse rentable.

Ahora bien, si el proyecto se observa de una manera global abarcando las 4 caídas, el análisis económico utilizando la Tarifa No.6 nos indica que dicho proyecto es rentable ya que se tiene una relación beneficio/costo aceptable de 2.85 y la inversión es recuperada en los próximos 4.31 años después de su depósito. Si empleamos la Tarifa No. 5, la relación beneficio/costo resulta ser de 6.13 y la inversión se recupera en 1.81 años.

El proyecto en general es rentable, por lo que se puede manejar de esta forma o bien, independientemente no considerando la construcción de la central generadora microhidráulica de San Joaquín, que deberá analizarse con más detalle para que en dicho lugar se aprovechen las condiciones tanto hidrológicas como civiles que se tienen en la actualidad.

Después de todo lo anterior, lo ideal sería que el Gobierno del Distrito Federal consumiera toda o la mayor parte de la energía generada por dichas centrales generadoras microhidráulicas en instalaciones propias como plantas de bombeo donde se requiere de grandes consumos de energía para su operación. Debido a la lejanía de estos lugares con los sitios donde se encuentran las caídas, se recomienda que la energía generada por las 4 centrales, se aporte a la red de distribución de Luz y Fuerza del Centro lo que resulta más práctico y factible. De esta forma, el costo de esta energía producida se descontaría del importe que aporta el Gobierno del Distrito Federal por consumo de energía en otras instalaciones, lo que se ha denominado es este trabajo de investigación como Autoabastecimiento.

APENDICE A

ILUSTRACIONES



Foto 1 a) Tanque, b) desviaciones hacia el by-pass y c) central generadora.
Caída "San Bartolito".

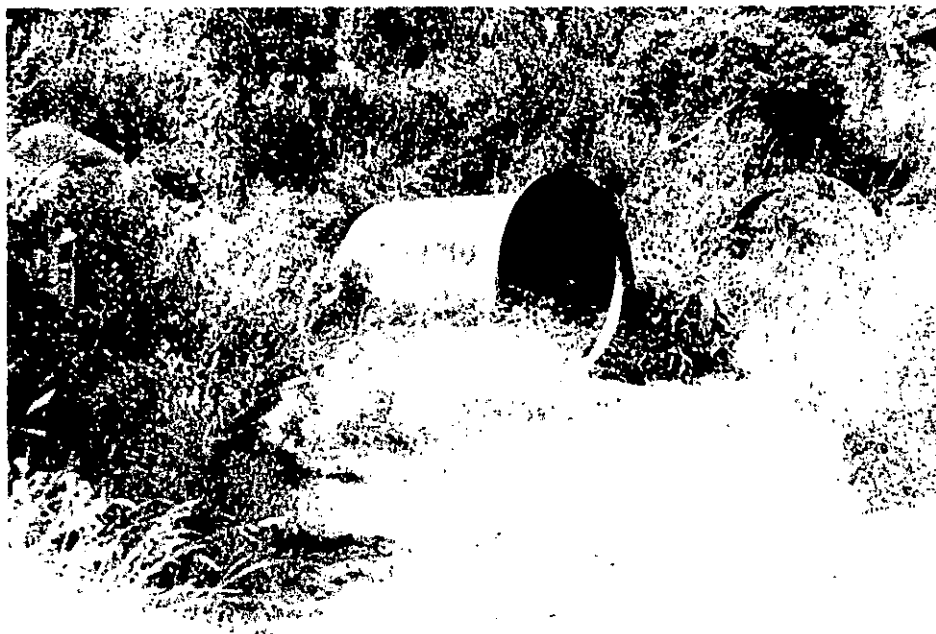


Foto 2. Condiciones actuales de tubería de presión y accesorios. Caída "San Bartolito".



Foto 3 a)Caja rompedora de presión para salvar desnivel y b) by-pass en "San Bartolito".



Foto 4 a)Tanque de almacenamiento, b)by-pass, c)caseta de válvulas, d)principio de tubería.



Foto 5. Altura disponible y llegada de tubería de presión. Caída "El Borracho".



Foto 6. Subestructura de casa de máquinas. Caída "El Borracho".

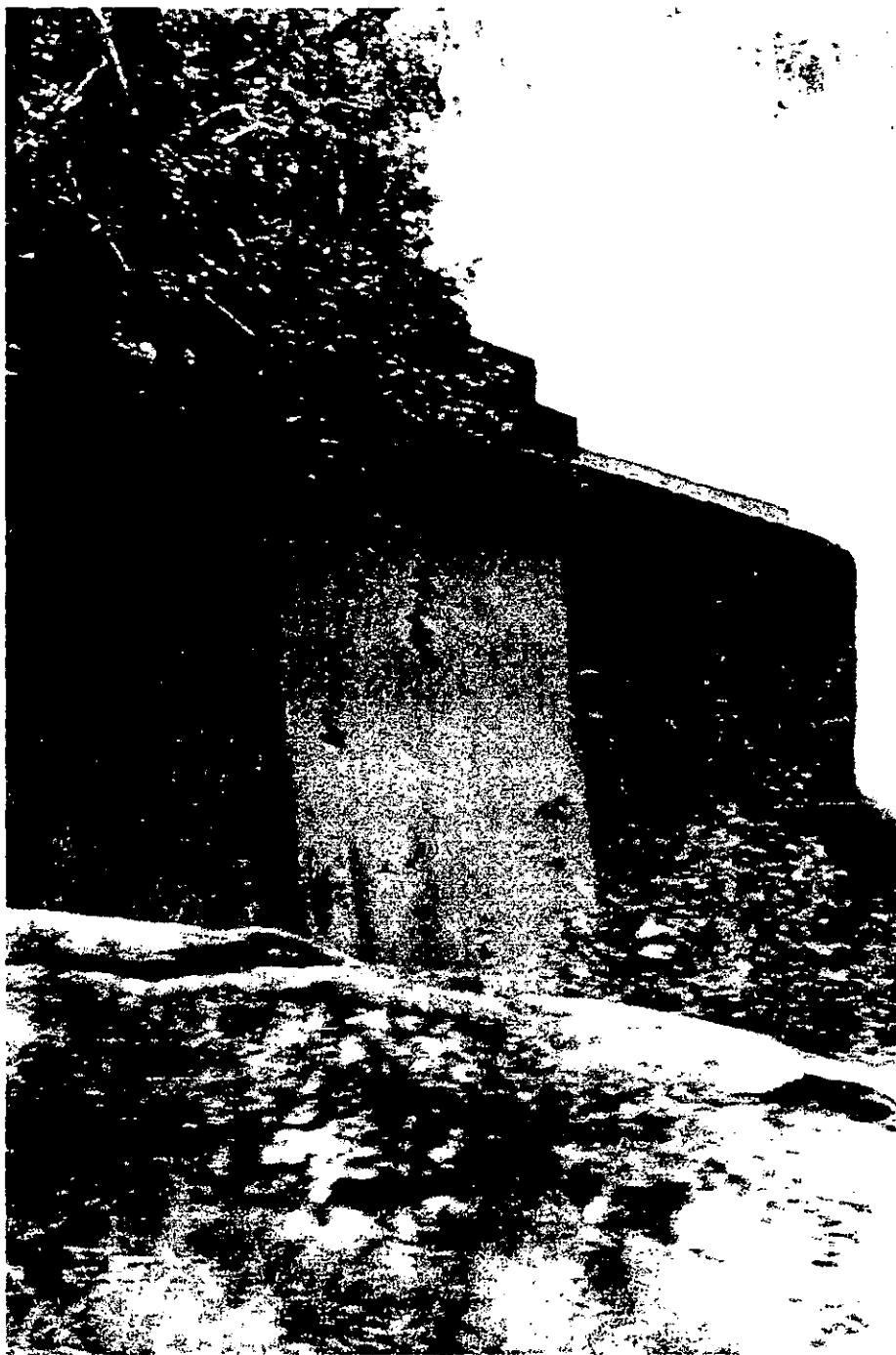


Foto 7. Tanque de almacenamiento. Caída "Las Palmas".

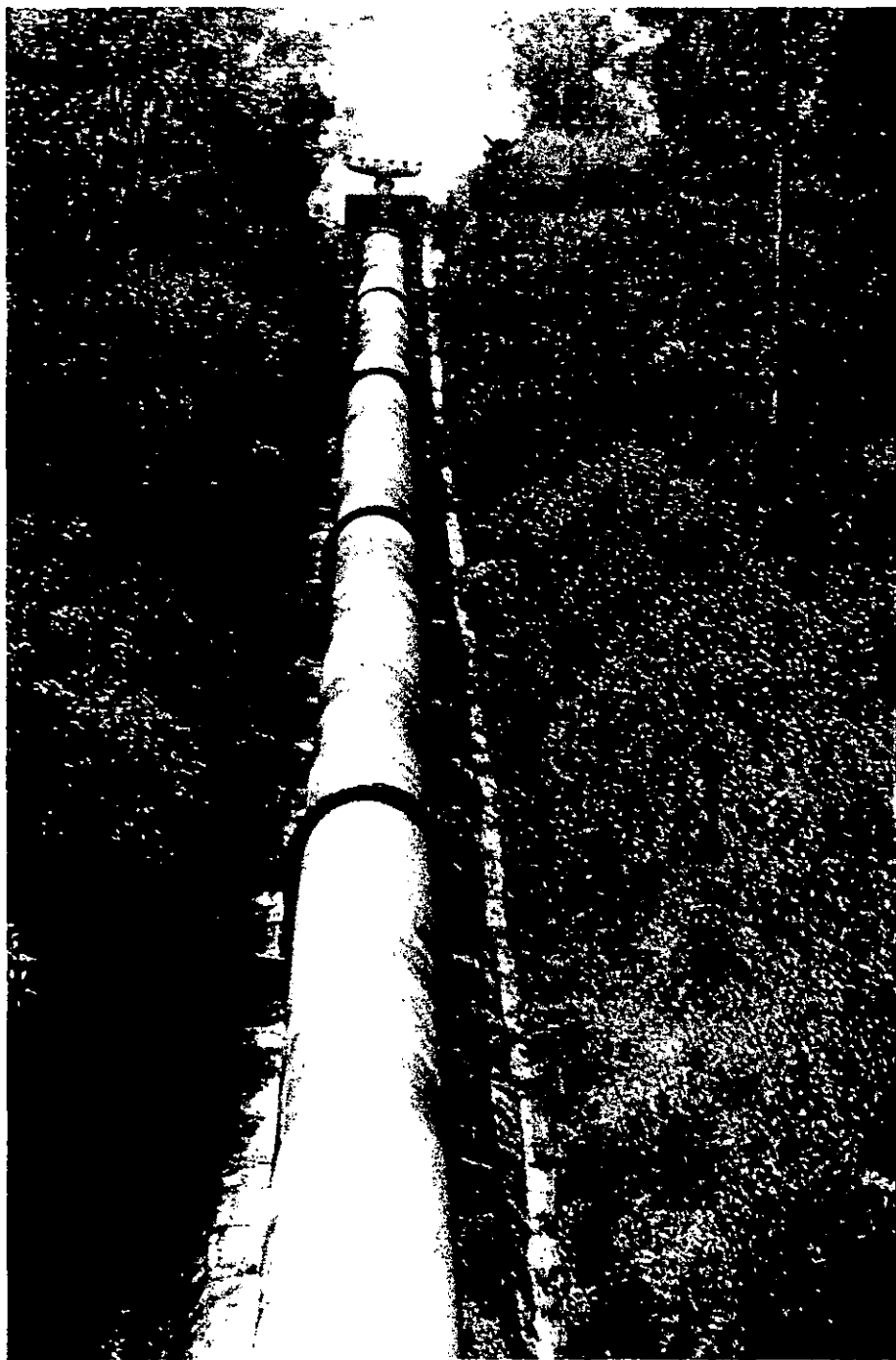


Foto 8. Altura disponible y tubería de presión. Caída "Las Palmas".



Foto 9. Lugar para la construcción de la casa de máquinas. Caída "Las Palmas".



Foto 10 a) Tanque de almacenamiento, b) caseta de válvulas y c) arranque de tubería.
Caída "San Joaquín".



Foto 11. Altura disponible y tubería de presión. Caída "San Joaquín".

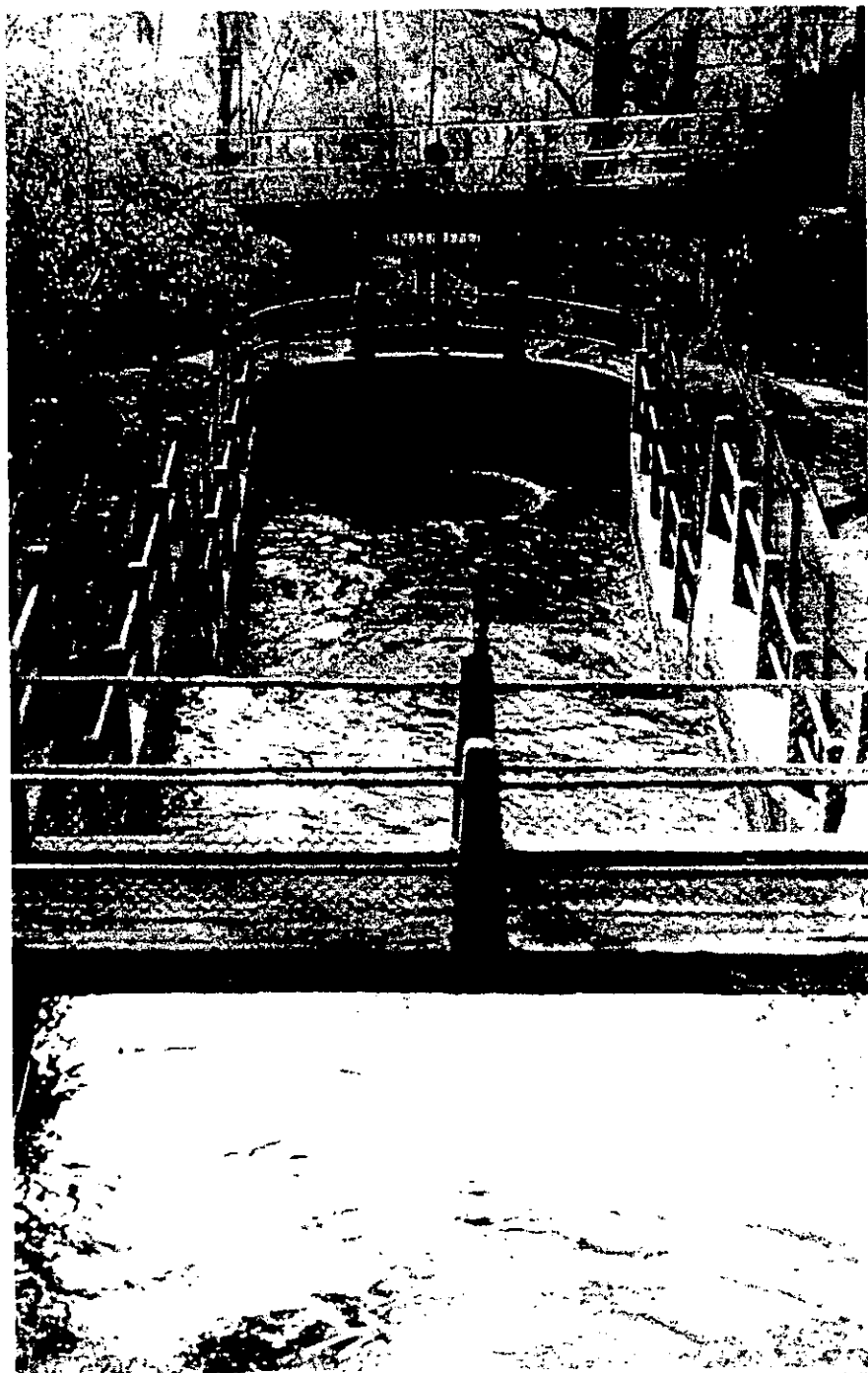


Foto 12. By-pass en forma de vertederos reductores de velocidad. Caída "San Joaquín".

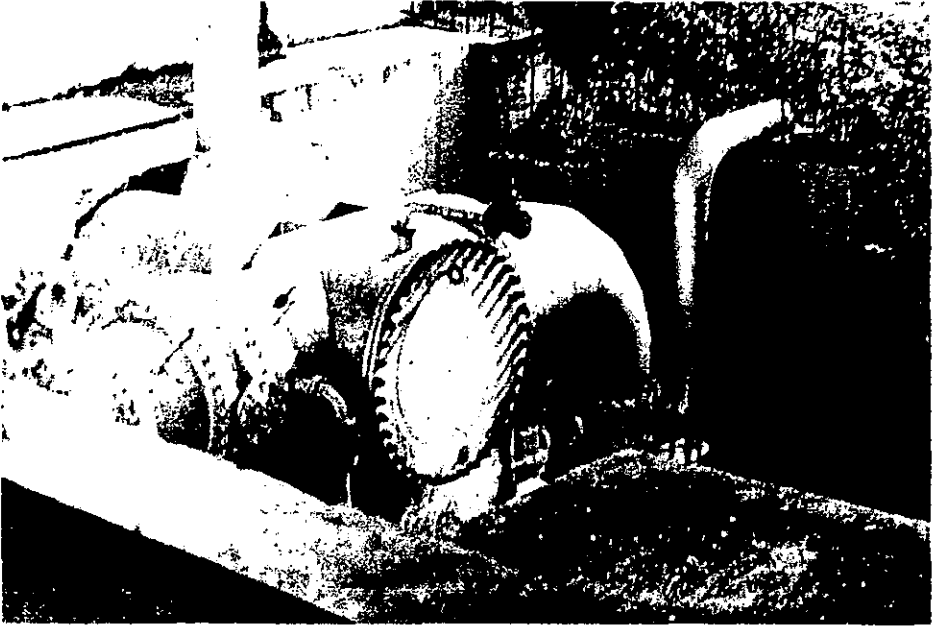


Foto 13. Subestructura construida para casa de máquinas. Caída "San Joaquín".

BIBLIOGRAFÍA

1. Microhydropower Handbook
E & G Idaho, Inc.
U.S. Department of Energy, 1983
2. Micro-Hydro Design Manual:
A Guide to Small-Scale Water Power Schemes
A. Harvey, et. al.
Intermediate Technology Development Group
London, 1993
3. Microcentrales Hydrauliques
Bernard, J. y Maucor, S.
Editions Alternatives , Paris 1980
4. Micro-power: an old idea for a new problem
Water Power and Dam Construction
5. Small and Micro Hydroelectric Power Plants
Noyes, R.
Park Ridge, N.J., 1980
6. Estudio sobre Microsistemas Hidráulicos
Valdez Baez, L.
Instituto de Investigaciones Eléctricas
México, 1968
7. Mecánica de Fluidos y Máquinas Hidráulicas
Claudio Mataix
Editorial Harla, 1982
8. Turbomáquinas Hidráulicas
Manuel Polo Encinas
Limusa, 1983
9. Estimating Hydro Power Movie Crane Capacity
J.L. Gordon
Water Power and Dam Construction, 1978

10. Ingeniería Económica
Leland T. Blank/Anthony J. Tarquin
Mc. Graw Hill

11. Ley Federal de Derechos del Agua 2000
Comisión Nacional del Agua

12. Tarifas autorizadas para el consumo de energía eléctrica
Diario Oficial de la Federación. 31 de Diciembre de 1998

13. Varios planos del proyecto de las centrales
Mapoteca de la DGCOH

14. Varias publicaciones de los sistemas de conducción de agua
Audiovisuales de la DGCOH

Páginas Electrónicas Consultadas:

- www.energia.gob.mx
- www.conae.gob.mx
- www.cfe.gob.mx
- www.lfc.gob.mx
- www.semarnap.gob.mx
- www.microhydro.com
- www.ieee.org
- www.iie.org.mx