

GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD A PEQUEÑA ESCALA CON ENERGÍA HIDRÁULICA

Programa Teórico de Entrenamiento



Centro de Conservación de
Energía y del Ambiente
CENERGIA



Servicio Nacional de Adiestramiento
en Trabajo Industrial
SENATI



Energía y Medio Ambiente
ECOFYS
Utrecht – Holanda

**GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD
A PEQUEÑA ESCALA CON
ENERGÍA HIDRÁULICA**

Programa Teórico de Entrenamiento

GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD A PEQUEÑA ESCALA CON ENERGÍA HIDRÁULICA

Programa Teórico de Entrenamiento

SENATI

CENERGIA

ECOFYS

Utrecht/Lima 1999

Este manual ha sido elaborado por:

Ing. Carlos Orbegozo (CENERGIA)

Dibujos: Amerentske Koopman

Manual publicado por:

ECOFYS

Energía y Ambiente

Kanaalweg 16-G
3526 KL Utrecht
Holanda



**Centro de Conservación de
Energía y del Ambiente**

Calle Deraín 198
San Borja - Lima 41
Perú

Todos los derechos reservados. Prohibida su reproducción parcial o total por impresión, fotografía, microfilm o por cualquier otro medio, sin autorización escrita de los editores.

Esta publicación ha sido posible gracias al aporte económico de la **Fundación Hulsebosch Prior**, Holanda.

La información contenida en esta publicación ha sido recopilada con el mayor cuidado en cuanto a su legitimidad. Sin embargo, tanto los editores como los autores quedan exentos de toda responsabilidad legal por cualquier daño o perjuicio producido como consecuencia de la aplicación de los métodos en ella descritos.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN PARA LOS ESTUDIANTES	11
LA GENERACIÓN ELÉCTRICA POR ENERGÍA HIDRÁULICA.....	13
1. INTRODUCCIÓN	13
1.1 Aplicaciones.....	14
1.2 Potencial y clasificación de las centrales hidroeléctricas.....	14
1.3 Tipos de instalaciones de microcentrales hidroeléctricas (MCH).....	17
2 APROVECHAMIENTO DEL RECURSO HIDRÁULICO	18
2.1 Introducción	18
2.2 Unidades.	18
2.3 Principios generales	19
2.3.1 Principio físico de la ecuación de potencia.....	19
2.3.2 Energía	20
2.3.3 Factor de planta.....	21
2.3.4 Factor de carga	22
2.3.5 Diagrama de carga.....	24
3 COMPONENTES DE UNA MICROCENTRAL HIDROELÉCTRICA	26
3.1 Turbinas hidráulicas.....	26
3.1.1 Clasificación de las turbinas hidráulicas.....	26
3.1.2 ¿Cómo funciona una turbina hidráulica?	26
3.1.3 Determinación de la potencia de la turbina.....	27
3.1.4 Determinación del salto neto	28
3.1.5 Selección rápida de la turbina	29
3.1.6 Turbinas hidráulicas de impulso	30
a) Turbinas Pelton	30
b) Turbinas Turgo	31
c) Turbinas de flujo transversal (Michell - Banki).....	32
3.1.7 Turbinas hidráulicas de reacción.....	32
a) Turbinas Francis.....	32
b) Turbinas Kaplan y de hélice	33
c) Bombas centrífugas como turbinas	33
3.2 Sistemas de transmisión.....	34
3.3 Generadores eléctricos	36
3.3.1 Características de los generadores	37
3.3.2 Generador de corriente alterna síncrono	38
3.3.3 Generadores de inducción o asíncronos (motores como generadores)	38
3.4 Obras civiles.....	39
3.4.1 La bocatoma.....	40
3.4.2 El baraje de derivación y la presa	42
3.4.3 Los canales.....	42

3.4.4	Los aliviaderos	45
3.4.5	Los desarenadores	45
3.4.6	La cámara de carga.....	45
3.4.7	Las tuberías forzadas.....	46
4	DISEÑO DE UN SISTEMA HIDROENERGÉTICO.....	48
4.1	Estimación del potencial de un lugar	48
4.2	Medición del caudal	48
4.2.1	Método del flotador.....	48
4.2.2	Método de la varilla graduada.....	49
4.2.3	Método de la sal diluida	50
4.2.4	Método del recipiente	51
4.2.5	Método de la represa.....	51
4.3	Medición del salto hidráulico.....	52
4.3.1	Método de la manguera de nivelación	52
4.3.2	Método de la manguera y el manómetro.....	53
4.3.3	Método del nivel de carpintero	54
4.3.4	Método del alímetro.....	55
4.3.5	Método del eclímetro	56
4.3.6	Método del nivel de ingeniero	57
5	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE UN SISTEMA HIDROENERGÉTICO.....	58
5.1	Operación de un sistema hidroenergético	58
5.2	Mantenimiento de un sistema hidroenergético.....	59
5.2.1	Mantenimiento en bocatomas	59
5.2.2	Mantenimiento en canales.....	59
5.2.3	Mantenimiento en desarenadores.....	60
5.2.4	Mantenimiento en cámaras de carga.....	60
5.2.5	Mantenimiento en tuberías.....	60
5.2.6	Mantenimiento en válvulas	61
5.2.7	Mantenimiento en turbinas hidráulicas.....	61
5.2.8	Mantenimiento en acoplamientos, rodamientos y fajas	62
5.2.9	Mantenimiento en reguladores.....	63
5.2.10	Mantenimiento en el alternador, equipamiento eléctrico y línea de transmisión.....	63
5.3	Repuestos y herramientas para mantenimiento.....	65
6	LAS BOMBAS DE ARIETE HIDRÁULICO	67
6.1	Introducción	67
6.2	Dimensiones.....	67
6.3	Componentes.....	68
6.3.1	La válvula de derrame.....	69
6.3.2	La válvula de descarga	69
6.3.3	El acumulador	69
6.4	Funcionamiento de la BAH.....	70
6.5	Condiciones de operación y capacidad	73
6.5.1	Altura de alimentación.....	73

6.5.2 Caudal de alimentación y caudal de descarga.....	73
6.6 Mantenimiento	74
6.7 Elementos para el estudio de factibilidad	74
7 RIOGENERADORES.....	76
7.1 Introducción	76
7.2 Explotación de las aguas fluviales	76
7.3 Tipos de maquinaria y principio de funcionamiento.....	76
7.3.1 Máquinas de bulbo.....	77
7.3.2 Máquina de eje perpendicular a la dirección de la corriente.....	78
7.3.3 Convertidores oscilantes de energía hidráulica (OHEC)	79
BIBLIOGRAFIA.....	81
ANEXO A: DIRECTORIO DE EMPRESAS E INSTITUCIONES EN EL CAMPO DE LA MICROHIDRAULICA.....	83
ANEXO B:PROYECTOS DE MINI Y MICROCENTRALES HIDROELECTRICAS EN EL PERU.....	87
1. Ministerio de Energía y Minas - Dirección Ejecutiva de Proyectos.....	89
2. Empresas eléctricas de distribución.....	89
3. Programa Nacional de Manejo de Cuencas Hidrográficas y Conservación de Suelos..	89
4. Intermediate Technology Development Group (ITDG).....	91
PROYECTOS EVALUADOS POR EL PROGRAMA ESMAP - BANCO MUNDIAL.....	94
1. Minicentral Hidroeléctrica COCLA.....	94
2. Minicentral Hidroeléctrica LA RAYA.....	94
3. Minicentral Hidroeléctrica LIMATAMBO.....	95
4. Minicentral Hidroeléctrica CUYO CUYO.....	95
5. Minicentral Hidroeléctrica LAYAPAMPA.....	95
6. Minicentral Hidroeléctrica HUAMA.....	95
7. Minicentral Hidroeléctrica PHARA.....	96

INTRODUCCIÓN PARA LOS ESTUDIANTES

El curso *generación de electricidad a pequeña escala utilizando energía hidráulica*, ha sido diseñado especialmente para ser desarrollado en los cursos dirigidos a electricistas, electrotécnicos y mecánicos en las escuelas técnicas de nivel intermedio del SENATI, en el Perú. En él se tratarán los aspectos teóricos y prácticos del diseño, operación y mantenimiento de micro centrales hidroeléctricas (MCH).

El objetivo principal es poner a disposición de los estudiantes un conocimiento básico acerca de los fundamentos de la generación de electricidad y energía mecánica mediante la fuerza del agua a través de un enfoque práctico del tema, desarrollando únicamente los puntos más relevantes del aspecto teórico. De este modo, al finalizar el curso, el alumno habrá adquirido un conocimiento básico acerca de la tecnología de las MCH, sus posibilidades, restricciones y aplicaciones; y a su vez será capaz de dimensionar, instalar, inspeccionar y dar mantenimiento a sistemas hidroenergéticos. Además, aprenderá a realizar mediciones y a detectar errores en el sistema.

El curso está dividido en dos partes. La primera parte estará dedicada a la teoría de la generación hidroeléctrica e incluirá ejercicios prácticos acerca de los temas tratados. Luego de tratar la teoría, se dará paso a la segunda parte del curso, en la que se llevará a cabo un taller práctico.

1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas hidroenergéticos aislados han llegado a ser una alternativa viable de energía para poblaciones rurales alejadas, tanto para actividades de producción (accionamiento de molinos, peladoras, aserraderos, bombas de agua para riego y otras maquinarias que se puedan acoplar directamente a la turbina), como de servicios (venta de energía eléctrica, iluminación pública, comunicaciones, repetidoras, suministro de energía a escuelas y hospitales, refrigeración, accionamiento de equipo médico, etc.)

Los proyectos para aprovechar la energía hidráulica a pequeña escala utilizando recursos financieros de entidades bancarias, pueden ser atractivos para el inversionista privado, como para los mismos usuarios convenientemente asociados. Para esto se deben dar una serie de condiciones que hagan rentable al proyecto: se deben reducir al mínimo los costos del proyecto, los equipos electromecánicos deben ser sencillos y de fabricación local, las obras civiles se deben realizar al máximo con mano de obra local y, finalmente, la energía generada deberá ser más barata que la pagada por los pobladores en la actualidad.

En proyectos de este tipo, la participación de los beneficiarios es necesaria desde el principio; se deben discutir los usos prioritarios del agua y la forma de uso de la energía, involucrando a la población en la construcción, operación y administración de la planta. En otros casos, cuando existe un inversionista privado, él impone las reglas de operación y administración de la planta con o sin participación de la comunidad.

Además, la micro hidrogenación resulta ambientalmente atractiva, porque es una fuente de energía renovable que no se acaba y evita la construcción de centrales térmicas o el uso de equipos de generación a diesel, contribuyendo a la mitigación de la emisión de gases contaminantes.

Sin embargo, a pesar de las aparentes ventajas de los sistemas hidroenergéticos a pequeña escala, existen algunos factores que los han hecho conocidos como sistemas muy caros e inaccesibles al sector rural: Su alto costo y la sofisticación del equipo de generación, la falta de motivación por pensar que las microcentrales cuestan demasiado en comparación con su contribución al suministro de energía y los altos costos y dificultades para la operación y mantenimiento de estos sistemas en áreas aisladas o remotas.

Estas barreras han sido poco a poco superadas, gracias a la investigación y al desarrollo tecnológico, así como al hallazgo de esquemas de administración local, en los cuales la comunidad puede autogestionar su sistema hidroenergético. En el Perú, también los costos han ido decayendo y la tecnología se está difundiendo a centros poblados aislados de la red interconectada. Este manual ofrece una contribución a la capacitación de profesionales técnicos en esta rama de la hidroenergética, con la finalidad de que amplíen sus conocimientos y tengan una alternativa de trabajo a futuro.

1.1 Aplicaciones

Una micro central hidráulica, además de generar energía eléctrica, pueden producir energía mecánica útil para actividades agro-industriales o ganaderas. Además, son sistemas descentralizados, por lo que su aplicación se facilita por estar en las cercanías del lugar de su uso; esta ventaja permite un ahorro en sistemas de transmisión eléctrica.

El Perú posee una enorme cantidad de energía hidráulica debido a su geografía y que no es aprovechada en su totalidad. Cuenta con ríos, manantiales, lagunas, caídas de agua, riachuelos, etc. Estos mantienen su energía acumulada en espera de su transformación. Para transformarla, se necesita turbinas hidráulicas que dan origen a las pico y microcentrales.

Los sistemas de micro hidrogenación pueden ser diseñados y construidos por personal local y organizaciones más pequeñas cumpliendo con requisitos menos estrictos y usando componentes fabricados en serie y maquinaria fabricada localmente.

En el capítulo 6 y 7 se muestran dos aplicaciones prácticas de la energía hidráulica: las bombas de ariete y las riobombas, respectivamente. Estas pueden tener gran difusión en nuestro país, ya que existe el recurso y la demanda. Por estos motivos es necesario conocer sus características y funcionamiento.

Ejercicio 1:

Piense en toda clase de actividades para las cuales la energía es necesaria en la vida diaria. ¿En cuáles de estas actividades emplearía Ud. la energía hidráulica?, ¿Podría sugerir otras aplicaciones para esta tecnología?

1.2 Potencial y clasificación de las centrales hidroeléctricas

El potencial de generación hidráulica a escala mundial es presentado a continuación, mediante cuadros que reflejan el potencial teórico actual de generación, el potencial explotable, las plantas en operación y las que están en construcción.

Figura 1.1a: Producción actual promedio (GWh/año)

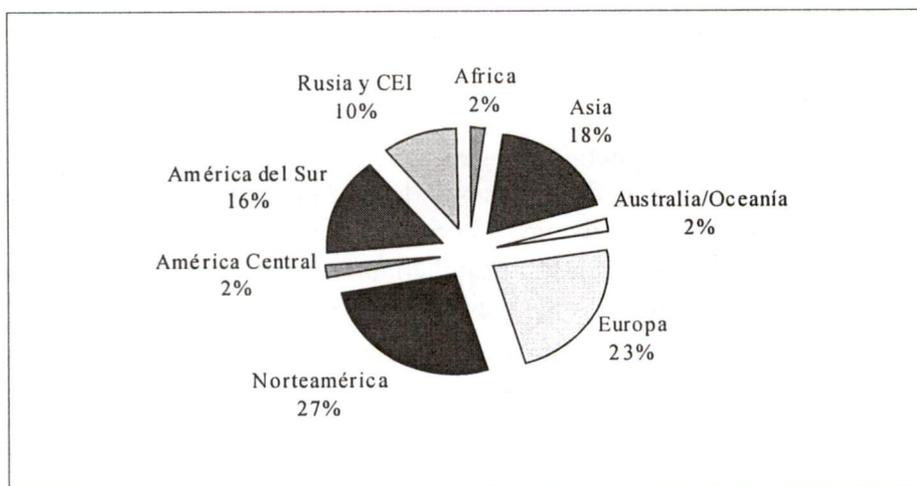


Figura 1.1b: Potencial hidráulico explotable (GWh/año)

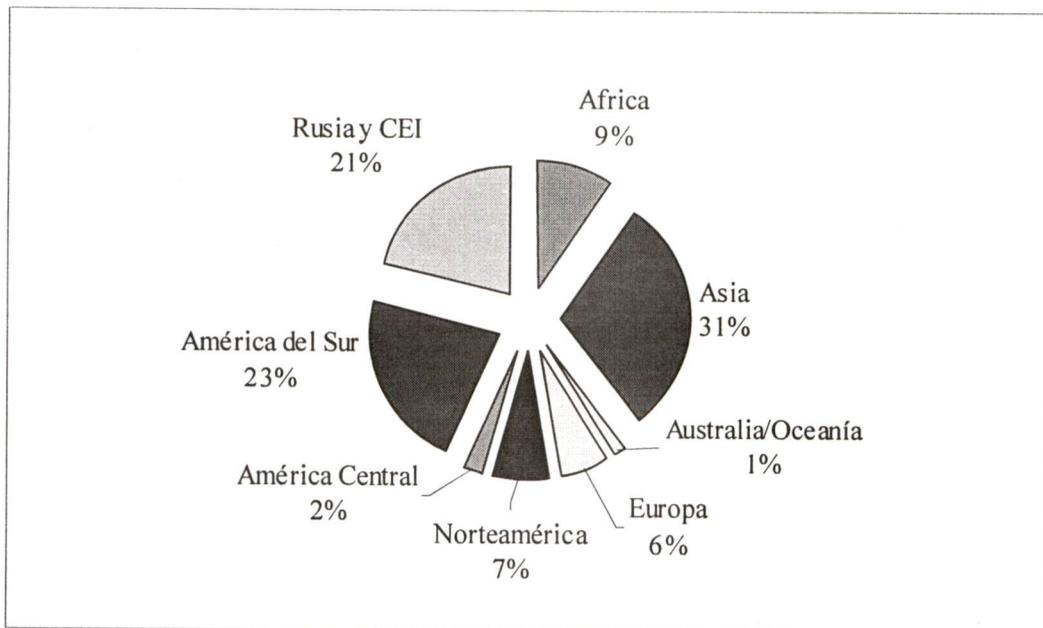
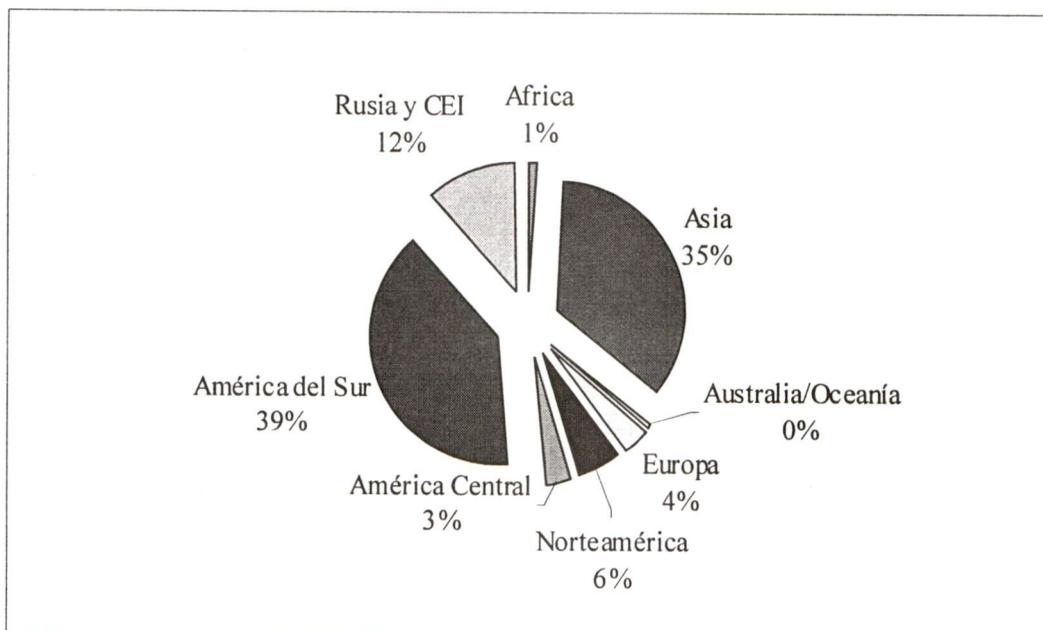


Figura 1.1c: Plantas en construcción, generación probable (GWh/año)



Los sistemas de energía hidráulica se clasifican, de acuerdo a su potencia, en: grandes centrales, minicentrales y microcentrales.

Tabla 1.1: Clasificación general según la potencia

REGIÓN	INSTITUCIÓN	MICRO CENTRAL	MINI CENTRAL	GRAN CENTRAL
Mundial	ONUUDI ¹	< 100 kW	101–2000 kW	> 2000 kW
Latinoamérica	OLADE ²	< 50 kW	51–500 kW	> 500 kW

¹Fuente: ONUUDI, Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial

²Fuente: OLADE: Organización Latinoamericana de Desarrollo

Los sistemas de gran escala producen energía eléctrica suficiente para abastecer a grandes ciudades y a redes extensas. Un sistema en gran escala produce más de 10 MW de potencia; un Megavatio (MW) es un millón de W y tiene la potencia suficiente como para abastecer a 20,000 focos de 50 W c/u. Un kilovatio (kW) equivale a 1,000 W y puede abastecer de electricidad a cinco hogares con cuatro focos de 50 W cada uno.

A fines de 1998, el parque instalado de centrales eléctricas en el país fue de 5,515 MW de los cuales el 47% corresponde a centrales hidroeléctricas y 53% a centrales térmicas.

Las centrales eléctricas, cuya potencia instalada supera los 500 kW son 205 hidroeléctricas y 380 térmicas. Las principales hidroeléctricas se presentan en la tabla 1.2.

Tabla 1.2: Principales Centrales Hidroeléctricas del Perú

NOMBRE	EMPRESA	POTENCIA MW	DEPARTAMENTO	TIPO DE TURBINA	Nº DE GRUPOS
SANTIAGO ANTUNEZ DE MAYOLO	Electroperú S.A.	798.00	Huancavelica	Pelton	7
HUINCO	EDEGEL S.A.	258.40	Lima	Pelton	4
RESTITUCION	Electroperú S.A.	213.00	Huancavelica	Pelton	3
CAÑÓN DEL PATO	EGENOR S.A.	184.96	Ancash	Pelton	6
CHARCANI V	EGASA S.A.	136.80	Arequipa	Pelton	3
MATUCANA	EDEGEL S.A.	120.00	Lima	Pelton	2
YAUPI	Empresa de Electricidad Andes	108.00	Junín	Pelton	5
CARHUAQUERO	EGENOR S.A.	91.80	Cajamarca	Pelton	3
CALLAHUANCA	EDEGEL S.A.	73.00	Lima	Pelton	4

Fuente: Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad 1998

Los sistemas de microgeneración son mucho más pequeños y, por lo general, no suministran energía eléctrica a la red. Se usan en áreas apartadas y, en algunos casos, proveen de electricidad a pequeñas industrias y comunidades rurales. Su rango de potencia varía desde 200 Watts (suficiente para abastecer de iluminación doméstica o a un grupo de casas

mediante un sistema de carga de baterías) hasta 300 kW; esto puede usarse en pequeños talleres y para el abastecimiento de una “minired” local independiente. En cambio los sistemas de minigeneración se pueden definir como pequeñas contribuciones al suministro de la red, particularmente en el rango de 300 kW a 10 MW.

Ejercicio 2:

Compare los precios por kWh de otras energías renovables (solar; eólica, biomasa) con el precio actual de generación hidráulica.

¿Hay una diferencia considerable? De ser así, trate de explicar por qué.

Ejercicio 3:

Haga un listado de los puntos fuertes y los puntos débiles de la tecnología hidráulica. ¿Qué habría que hacer para mejorar sus puntos débiles?

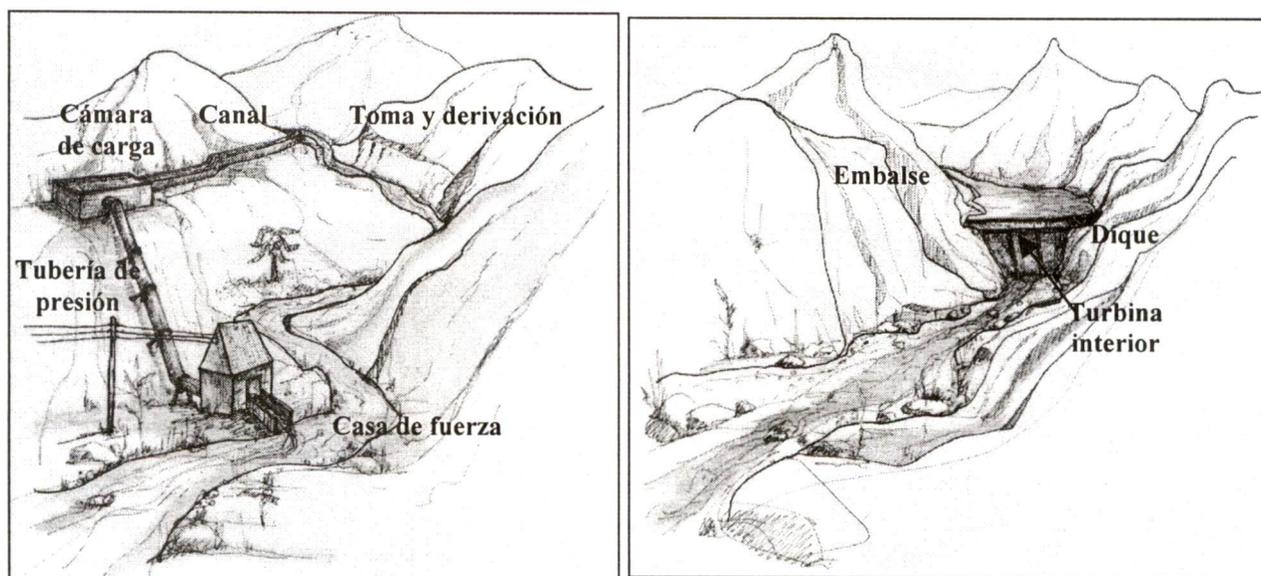
1.3 Tipos de instalaciones de microcentrales hidroeléctricas (MCH)

Existen dos tipos de micro centrales hidroeléctricas, según el principio de aprovechamiento que se utilice: de embalse y de derivación.

Si el sistema permite dejar fluir las aguas del río, desviando parte de su caudal a un canal y a una tubería hacia una turbina, estamos hablando de una central de derivación. La ventaja es que el sistema se puede construir localmente a un bajo costo y su simplicidad proporciona una mejor fiabilidad a largo plazo.

Si el sistema permite almacenar el agua para crear un salto hidráulico mediante diques u otro tipo de construcciones, de una estación de lluvias a una estación seca del año, estamos hablando de una central de embalse.

Figura 1.2 Central hidráulica de derivación y de embalse



2 APROVECHAMIENTO DEL RECURSO HIDRÁULICO

2.1 Introducción

Un caudal de agua y una diferencia de altura, también conocida como “salto”, es lo que requiere un sistema hídrico para producir potencia útil. Se trata de un sistema de conversión de energía; es decir, se toma la energía que produce un caudal y un salto, y se entrega energía en forma de electricidad o energía mecánica en el eje.

2.2 Unidades

Las principales unidades de medida y sus principales sistemas de conversión que se utilizan en la energía hidráulica son las siguientes¹:

Unidades de longitud:

1 centímetro (cm)	=	0.394 pulgada (in)
1 metro (m)	=	3.28 pie (ft)
1 kilómetro (km)	=	0.621 milla (mi)
1 pie	=	12 pulgadas
1 milla	=	5,280 pies

Unidades de área:

1 cm ²	=	0.394 in ²
1 m ²	=	3.28 ft ²
1 km ²	=	0.621 mi ²
1 hectárea (ha)	=	2.47 acre = 10 ⁴ m ² = 43,600 ft ²

Unidades de volumen:

1 m ³	=	35.3 ft ³
1 litro (l)	=	10 ⁻³ m ³
	=	0.264 U. S. Galones
1 U. S. galón	=	3.79 l
	=	0.134 ft ³

Unidades de fuerza:

1 Newton (N)	=	0.225 libras (lb)
1 kilogramo-fuerza (kgf)	=	2.20 lb

¹ Las abreviaturas de las unidades del sistema británico de medidas están en idioma inglés.

Unidades de presión:

1 kilo Pascal (kPa)	=	0.145 psi
1 kgf/m ²	=	0.00142 psi
1 psi	=	2.31 ft (agua)
1 atmósfera (atm)	=	14.7 psi, = 101 kPa = 1.03 kgf/cm ²
	=	10.3 m (agua) = 33.9 ft (agua)

Unidades de energía y trabajo:

1 Joule (J)	=	0.738 ft-lb
1 caloría (cal)	=	4.19 J
1 kilo caloría (kcal)	=	3.97 BTU
1 kilo Watt hora (kWh)	=	3,410 BTU

Donde: 1 kcal = Energía necesaria para elevar 1°C a 1 kg de agua.
BTU = British Thermal Unit (Unidad térmica británica).

Unidades de potencia:

1 kilo Watt (kW)	=	1.34 caballos-fuerza (HP)
1 HP	=	550 ft-lb/segundo
1 HP	=	735 W

2.3 Principios generales

2.3.1 Principio físico de la ecuación de potencia

$$\text{Potencia inicial} = \text{Potencia final} + \text{pérdidas}$$

Teóricamente, la potencia disponible de un río se puede expresar de la siguiente manera:

$$P_{\text{disp}} = 9.8 \times Q \times H \quad (2.1)$$

Donde:

P_{disp}	potencia (W)
Q	caudal del río (m ³ /s)
H	altura del salto (m)

La potencia útil que se puede aprovechar en un salto hidráulico, es el producto de la potencia disponible por la eficiencia total del sistema, η_o :

$$P_{\text{útil}} = P_{\text{disp.}} \times \eta_o \quad (2.2)$$

Por ejemplo, si el sistema recibe 180 kW y entrega 120 kW, entonces la pérdida es de 60 kW. La eficiencia es de 67%.

Entonces, la ecuación 2.1 se puede escribir:

$$P_{\text{útil}} = 9.8 \times Q \times H \times \eta_0 \quad (2.3)$$

Por último, si se redondea el valor de la aceleración de la gravedad, 9.8 m/s^2 , por 10 m/s^2 , se obtiene la ecuación fundamental de la energía hidráulica:

$$\boxed{P_{\text{útil}} = 10 \times Q \times H \times \eta_0} \quad (\text{W}) \quad (2.4)$$

Donde:

Q	caudal (m^3/s)
H	altura del salto (m)
η_0	eficiencia del sistema

La potencia útil será menor a la potencia disponible por fricción y otras pérdidas, pero en la realidad ésta es aún menor debido a la ineficiencia del sistema de transmisión y al generador; estas pérdidas en total harán que el usuario final reciba alrededor de la mitad de la potencia disponible del sistema. La eficiencia total del sistema, η_0 , varía entre 0.4 y 0.6. La potencia recibida por el usuario ($P_{\text{útil}}$) se estima en forma rápida asumiendo que η_0 es 0.5, de modo que:

$$P_{\text{útil (estimada)}} = 5 \times Q \times H \quad (\text{W}) \quad (2.5)$$

Ejercicio 4:

1. Para construir un sistema de micro hidroenergía que suministre 75 kW a una pequeña empresa rural, se desea aprovechar un salto de agua de unos 25 m ¿Qué caudal deberá tener el río para cubrir esta demanda?
2. Si Ud. sabe que hay un río con un caudal de 170 l/s y que puede aprovechar un salto de 90 pies, ¿en cuánto estima la potencia de salida?

2.3.2 Energía

Es la potencia multiplicada por un periodo de tiempo y su unidad de medida es el Watt-hora o Vatio-hora (Wh). La energía media anual se expresa de la siguiente forma:

$$E_m = 5 \times Q_m \times H \times 8,760 \quad (\text{Wh}) \quad (2.6)$$

Donde:	Q_m	caudal medio anual (m^3/s)
	H	altura del salto (m)
	8,760	número de horas por año (h)

2.3.3 Factor de planta

La relación de potencia permite comparar la potencia requerida por los usuarios y la potencia instalada de la microcentral

$$\text{Relación de potencia} = \frac{\text{Potencia usada}}{\text{Potencia instalada}} \quad (2.7)$$

El factor de planta se define como la relación entre la potencia promedio consumida y la potencia instalada, si el sistema opera continuamente a su potencia nominal. En términos de rendimiento, el factor de planta traduce el grado de explotación de una central. Está ligado también a las características hídricas de la zona según lo cual se decidirá la capacidad instalada de la central, buscando cubrir las demandas de energía

Si en lugar de la relación de potencia se usa una relación de energía, multiplicando por el tiempo durante el cual la potencia es usada, llegamos al factor de planta (también llamado „factor de capacidad“).

$$f_p = \frac{E}{P_i \times h} \quad (2.8)$$

Donde: f_p factor de planta (adimensional)
 E energía por producir durante el periodo considerado (Wh)
 P_i potencia instalada (W)
 h número de horas del tiempo considerado (h)

Una clave de diseño para microcentrales hidroeléctricas es: **Diseño para el factor de planta más alto posible.**

Ejemplo:

Se ha instalado un sistema hidráulico para proveer de electricidad a un pueblo. El costo del sistema es de US\$ 10,000. El número total de casas del pueblo es de 50, pero al empezar sólo 25 casas tendrán conexiones para iluminación consumiendo cada casa 200 W, de modo que su capacidad de potencia máxima es de $50 \times 200 = 10 \text{ kW}$.

Solución:

En este caso, la relación de potencia en los primeros cinco años es de $5 \text{ kW}/10 \text{ kW} = 0.5$. En los cinco años siguientes es de $10 \text{ kW}/10 \text{ kW} = 1$.

En los primeros cinco años, los primeros 25 hogares están usando 5 kW para iluminación. Ellos requieren iluminación sólo en las horas de la noche, de 6 p.m. a 12 p.m., es decir, durante 6 horas de las 24 horas. En este caso el tiempo de uso de la potencia es 6 horas y el período considerado es de 24 horas. El factor de planta será:

$$(5 \text{ kW} \times 6 \text{ horas}) / (10 \text{ kW} \times 24 \text{ horas}) = 0.125$$

En los siguientes cinco años, las 25 casas restantes serán conectadas y el total de potencia consumida en las horas de la noche será de 10 kW. El nuevo factor de planta es:

$$(10 \text{ kW} \times 6 \text{ horas}) / (10 \text{ kW} \times 24 \text{ horas}) = 0.25$$

Estas cifras, 0.125 ó 0.25, como factores de planta, constituyen una medida rápida del uso exitoso del sistema hidráulico.

Ejercicio 5:

Los habitantes del distrito de Pullo y anexos (Ayacucho), desean saber qué potencia requieren para construir su MCH y satisfacer su demanda, con una proyección de 50 años. En un estudio realizado anteriormente, se han podido recoger los siguientes indicadores:

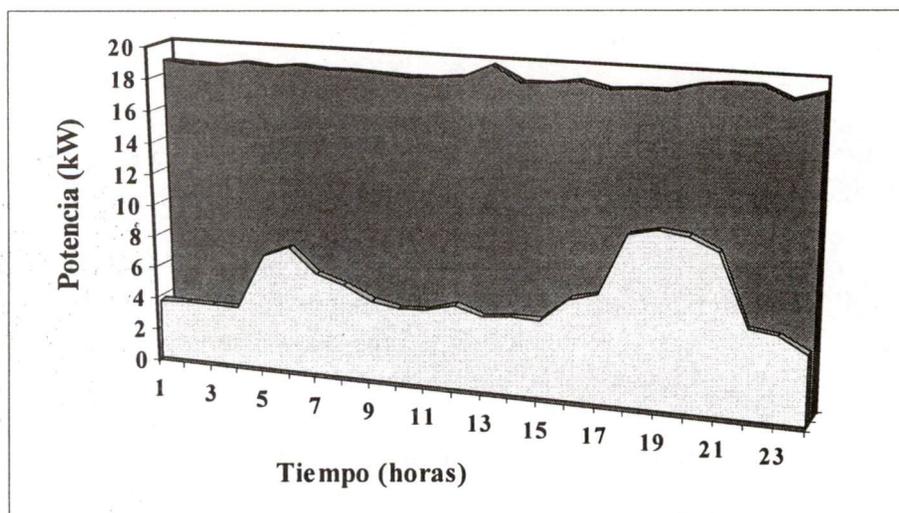
- Número actual de habitantes: 1,650
- Número futuro (a 50 años) de habitantes: 2,713
- Energía neta necesaria: 174,886 kWh/año
- Pérdidas de energía (12%): 20,986 kWh/año
- Energía bruta necesaria: 195,872 kWh/año
- Horas de funcionamiento de la MCH: 2600 horas/año

2.3.4 Factor de carga

Es la relación entre la energía producida y consumida efectivamente por los usuarios, y la energía requerida en el caso en que se demandara la potencia máxima P_{\max} durante todo el periodo considerado. El *factor de carga* es importante cuando se planifica un sistema de suministro energético, incluyendo un sistema de tarifas.

$$\text{Factor de carga} = \frac{\text{Energía total usada por los consumidores}}{\text{Capacidad total de energía conectada a los consumidores}} \quad (2.9)$$

Ejemplo: Factor de carga, mostrado mediante un diagrama de carga:



En otras palabras, considerando que la potencia media (P_m) es la potencia constante necesaria para suministrar, durante las horas consideradas, la energía (E) resultante del diagrama, el factor de carga (f_c) se puede definir también como la relación entre la potencia media y la potencia máxima (P_{max})

$$f_c (\text{día, mes, año}) = \frac{E (\text{día, mes, año}) = P_m \times h}{P_{max} \times h (\text{día, mes, año}) = P_{max} \times h} \quad (2.10)$$

Donde:

- f_c factor de carga (adimensional)
- E energía consumida de acuerdo al diagrama de carga (Wh)
- P_{max} potencia máxima (W)
- h número de horas del tiempo considerado (h)
- P_m potencia media (W)

Ejemplo:

En el ejemplo anterior, sólo 25 casas de un total de 50 están conectadas en los primeros cinco años. Si todas ellas tuviesen las luces prendidas por 7 horas cada día, entonces la energía total usada cada día será:

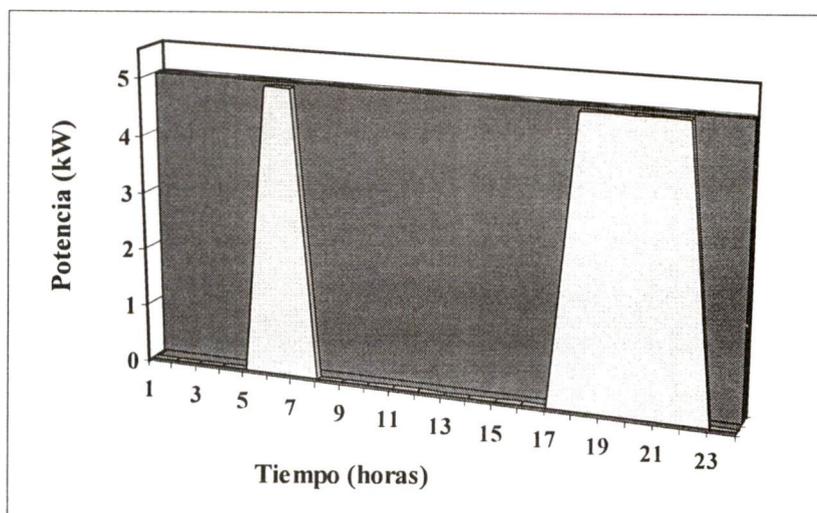
$$25 \times 200 \text{ W} \times 7 \text{ h} = 35 \text{ kWh}$$

La capacidad total de energía conectada a los hogares (para la „carga“ que es iluminación eléctrica) será:

$$25 \times 200 \text{ W} \times 24 \text{ h} = 120 \text{ kWh}$$

Por lo tanto, el factor de carga será de $35/120 = 0.29$, durante los primeros cinco años, si todas las luces estuviesen prendidas siempre por 7 horas cada día.

Siendo su respectivo diagrama de carga:



2.3.5 Diagrama de carga

Sirve para indicar la distribución de la carga de los centros de demanda, en el transcurso de un día, de una semana, de un mes o de un año. Según el periodo de tiempo elegido, se tendrá un diagrama de carga diario, semanal, mensual o anual.

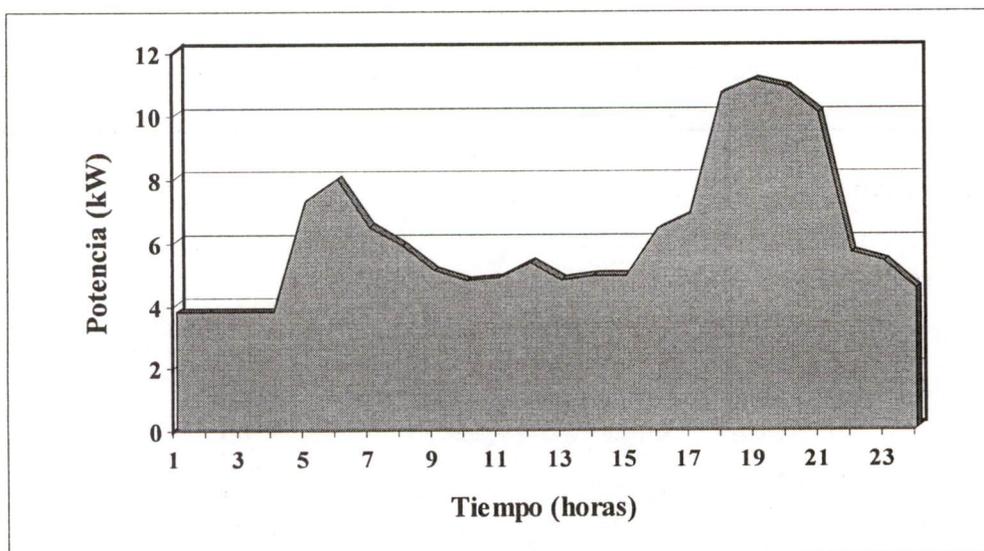
Sus componentes son: la potencia máxima (P_{\max}), la potencia media (P_m), la potencia mínima (P_{\min}) y la energía (E), representada por el área comprendida entre los ejes de coordenadas y la curva de carga. La forma del diagrama de carga diario influye decididamente en el costo de la energía, por eso debe ser analizada cuidadosamente cuando se proyecta una microcentral.

Ejemplo:

En una pequeña comunidad rural bien organizada del departamento de Ayacucho, compuesta de 63 familias, 50 de ellas utilizan la energía suministrada por una microcentral hidroeléctrica. El municipio ha instalado 30 postes de alumbrado público en calles aledañas a la plaza principal del pueblo. Asimismo, se benefician las siguientes actividades:

- Un aserradero que requiere una potencia de 2.5 kW
- Una planta de procesamiento de leche que utiliza una potencia de 1.7 kW
- Un sistema de riego por aspersión que necesita una potencia de 2 kW

El diagrama de carga que presenta esta comunidad, o sea la distribución de la carga de los centros de demanda (iluminación, aserradero, planta de leche, sistema de riego, etc.), en un día típico es el siguiente:



Explicación:

Se puede apreciar que el diagrama de carga fluctúa mucho a lo largo del día. En horas de la madrugada (de 1 a 4 a.m.) solamente el alumbrado público está funcionando, luego comienza

a incrementarse porque los pobladores se despiertan y se preparan para sus actividades diarias (de 5 a 7 a.m.).

Comenzando con las 7 a.m. entran en funcionamiento los motores y demás cargas del aserradero, de la planta de procesamiento y del riego; sin embargo, las cargas de iluminación doméstica se reducen drásticamente.

De 9 a 3 p.m. se forma un valle, para comenzar nuevamente a partir de las 3 p.m. a incrementarse hasta llegar al pico de las 8 p.m. Se aprecia que el periodo de horas pico se halla entre las 7 y 9 p.m. Luego, comienza el descenso debido a que los pobladores se retiran a descansar.

Por lo tanto, sus principales componentes tendrán los siguientes valores:

- P_{\max} = 11.05 W
- P_m = 6.18 W
- P_{\min} = 3.75 W
- E = 455.51 Wh

3 COMPONENTES DE UNA MICROCENTRAL HIDROELÉCTRICA

3.1 Turbinas hidráulicas

La turbina hidráulica es el componente del sistema que convierte la energía cinética del agua en energía mecánica de rotación en el eje. La cantidad del caudal y la longitud del salto hidráulico son requisitos indispensables para seleccionar una turbina

3.1.1 Clasificación de las turbinas hidráulicas

Las turbinas hidráulicas se pueden clasificar de dos formas:

- a) **Según la magnitud del salto hidráulico:** Turbinas de alto, medio y bajo salto.
- b) **Según su principio de operación:** Turbinas de impulso y de reacción. Las turbinas de impulso son más baratas que las de reacción, son más comerciales y fáciles de construir, pueden usarse en caso de aguas con arena u otros sedimentos, no generan cavitación y tienen mejor eficiencia en régimen de carga parcial.

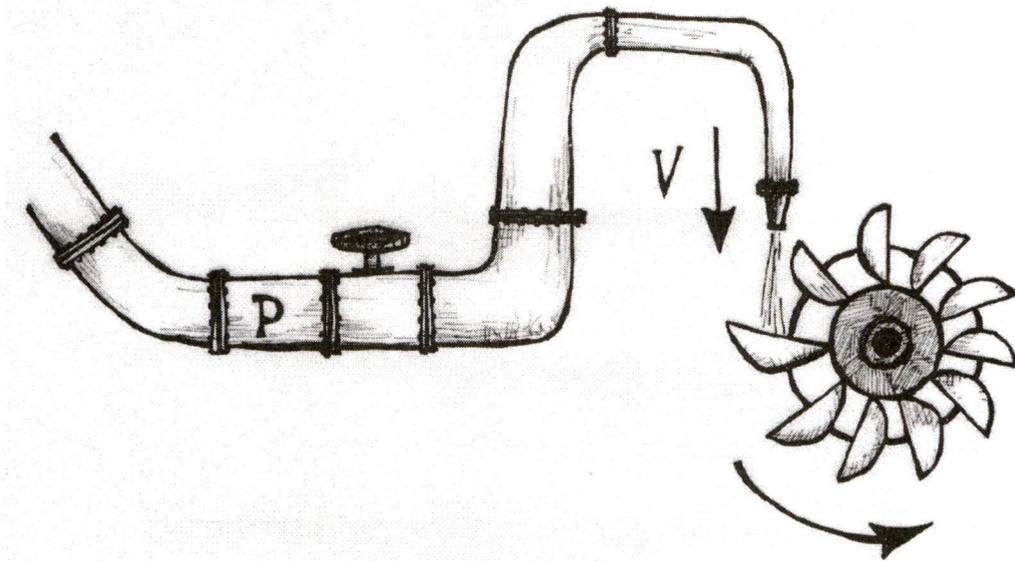
3.1.2 ¿Cómo funciona una turbina hidráulica?

El agua pasa por una tubería de presión, una válvula-compuerta de cierre y una tubería de distribución, la cual acelera el flujo de agua, a través de las toberas. Estas permiten que la energía de presión del agua se convierta casi sin pérdidas en velocidad. El rodete está formado por un disco con paletas o cucharas que transforman la energía hidráulica del salto en energía mecánica.

Después del rodete, se instala un tubo de aspiración en forma de un conducto divergente, para recuperar una parte de la energía cinética correspondiente a la velocidad residual del agua a la salida del rodete.

Por último, la carcasa es soldada en chapa de acero y la parte inferior se cimienta al piso durante el montaje. En las turbinas tipo Kaplan y Francis, su forma es en espiral.

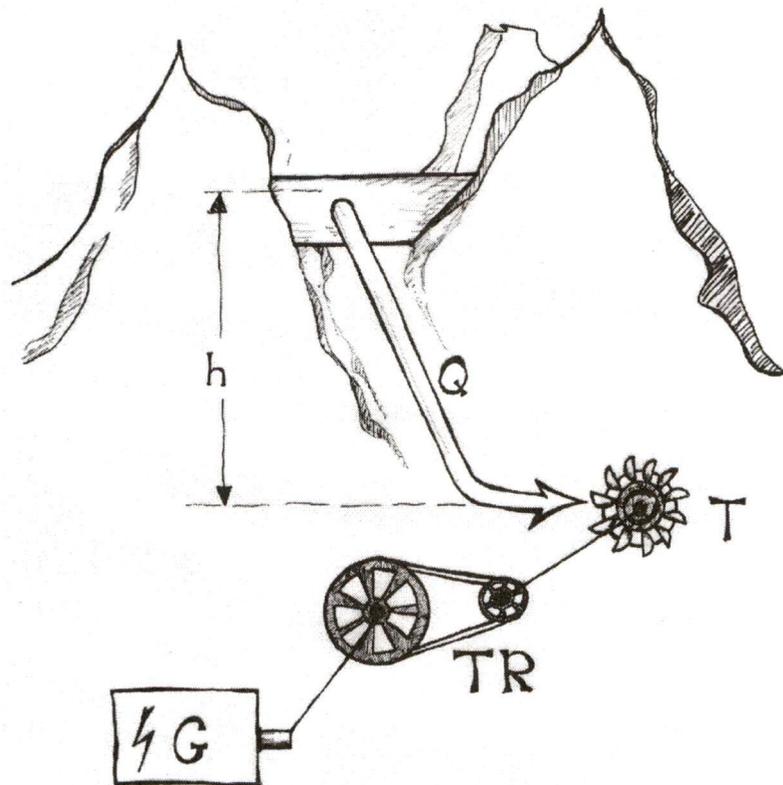
Figura 3.1: *Elementos componentes de una turbina hidráulica*



3.1.3 Determinación de la potencia de la turbina

La potencia generada por una turbina se obtiene utilizando la fórmula 2.4 de potencia y considerando las pérdidas de los otros componentes del sistema, según el siguiente diagrama:

Figura 3.2: *Diagrama de generación hidráulica*



$$P_E = P \times \eta_{TR} \times \eta_G \quad (3.1)$$

$$P = \frac{\rho \times g \times Q \times H \times \eta}{K} = \frac{P_E}{\eta_{TR} \times \eta_G} = \frac{Q \times H \times \eta}{102} \quad (3.2)$$

$$\eta_{GR} = \eta \times \eta_{TR} \times \eta_G \quad (3.3)$$

Donde:

P_E	potencia eléctrica en los bornes del generador (kW)
P	potencia en el eje de la turbina (kW)
Q	caudal de la turbina (m ³ /s)
H	salto neto (m)
ρ	densidad del agua (1,000 kg/ m ³)
η	eficiencia de la turbina (adimensional)
η_{TR}	eficiencia de la transmisión (adimensional)
η_G	eficiencia del generador (adimensional)
η_{GR}	eficiencia del grupo de generación (adimensional)
K	constante; $K = 1,000 \text{ W/kW}$
g	gravedad (9.81 m/s ²)

3.1.4 Determinación del salto neto

Para determinar el salto neto (ver figura 3.2), se debe sustraer las pérdidas de carga desde la bocatoma hasta el canal de fuga de la casa de máquinas, de la diferencia de niveles de agua en la bocatoma y en el canal de fuga. Estas pérdidas son principalmente: la pendiente del canal y la pérdida por fricción en la tubería de presión. Las otras pérdidas no son de importancia y generalmente totalizan entre 0.2 y 1.0 m.

$$\text{Para turbinas de reacción:} \quad H = H_b - \Delta H_T \quad (3.4)$$

$$\text{Para turbinas de impulso:} \quad H = H_b - \Delta H_T - H_m \quad (3.5)$$

Donde:

H	salto neto (m)
H_b	salto bruto (m)
ΔH_T	altura de pérdidas en la tubería de presión (m)
H_m	altura de montaje de la turbina (m)

NOTA: En el caso de que la turbina no accione un generador eléctrico, sino otra máquina operadora, como una bomba, un molino, etc., se deberá conocer la eficiencia, potencia y otros datos de dicha máquina, utilizándose las mismas fórmulas anteriores.

En el caso de no tener información directa de las eficiencias de la turbina o del generador, pueden usarse los valores de la tabla 3.1 para las eficiencias de la turbina y de la tabla 3.2 para las eficiencias del grupo de generación

Tabla 3.1: Eficiencia de las turbinas hidráulicas (η)

TURBINA	Q (m ³ /s)	H (m)	P (kW)	η_{\max} (%)
PELTON	0.05 – 50	30 – 1,800	2 – 30,000	91
TURGO	0.025 – 10	15 – 300	5 – 8,000	85
MICHELL-BANKI	0.025 – 5	1 – 50	1 – 750	82
FRANCIS	1 – 500	2 – 750	2 – 750,000	92
KAPLAN	1,000	5 – 80	2 – 200,000	93

Fuente: ONUDI

Tabla 3.2: Eficiencia del grupo de generación (η_{GR})

POTENCIA (kW)	TIPO DE TURBINA			
	PELTON (%)	MICHELL-BANKI (%)	FRANCIS (%)	AXIAL (%)
< 50	58 – 65	54 – 62	59 – 65	58 – 66
51 – 500	65 – 69	62 – 65	66 – 70	66 – 70
501 – 5,000	69 – 73	65*	70 – 74	70 – 74

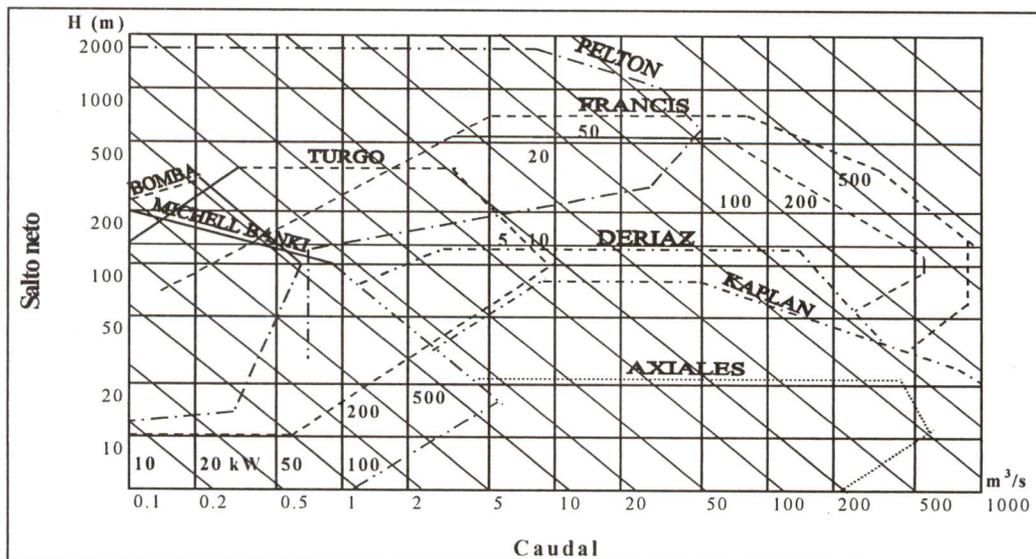
(*) Limitación por máxima potencia de 1,000 kW.

Fuente: ONUDI

3.1.5 Selección rápida de la turbina

Para realizar una selección rápida de la turbina se utilizará el diagrama de la figura 3.3, en la que aparecen diversas turbinas que se usan en la actualidad ubicadas por zonas de aplicación referidas al salto neto, caudal, potencia y una eficiencia promedio.

Figura 3.3: Diagrama de selección de turbinas hidráulicas



- **Número específico de revoluciones (Número de Camerer, N_s)**

Es un parámetro que caracteriza el rendimiento de cada tipo de turbina y relaciona la potencia de salida de la turbina con su velocidad de giro y el salto hidráulico. En la práctica, el número específico permite seleccionar una turbina que trabaje justo a la velocidad requerida y cada fabricante debe conocer este número para cada tipo de turbinas que fabrica.

$$N_s = \frac{N\sqrt{P}}{H^{5/4}} \quad (3.6)$$

Donde: N_s número específico de revoluciones (r.p.m.)
 N velocidad de rotación de la turbina (r.p.m.)
 Q caudal de la turbina (m^3/s)
 H salto neto (m)
 P potencia en el eje de la turbina (kW)

Tabla 3.3: *Números específicos según los tipos de turbinas*

Tipo de turbina	N_s	Tipo de turbina	N_s
De impulso:		De reacción:	
Pelton con un inyector	10 – 35	Francis	70 – 500
Pelton con dos inyectores	10 – 45	Kaplan	350 – 1,100
Pelton con tres inyectores	10 – 55	Propeller	600 – 900
Pelton con cuatro inyectores	10 – 70		
Pelton con seis inyectores	10 – 80		
Turgo	20 – 80		
Michell-Banki	20 – 90		

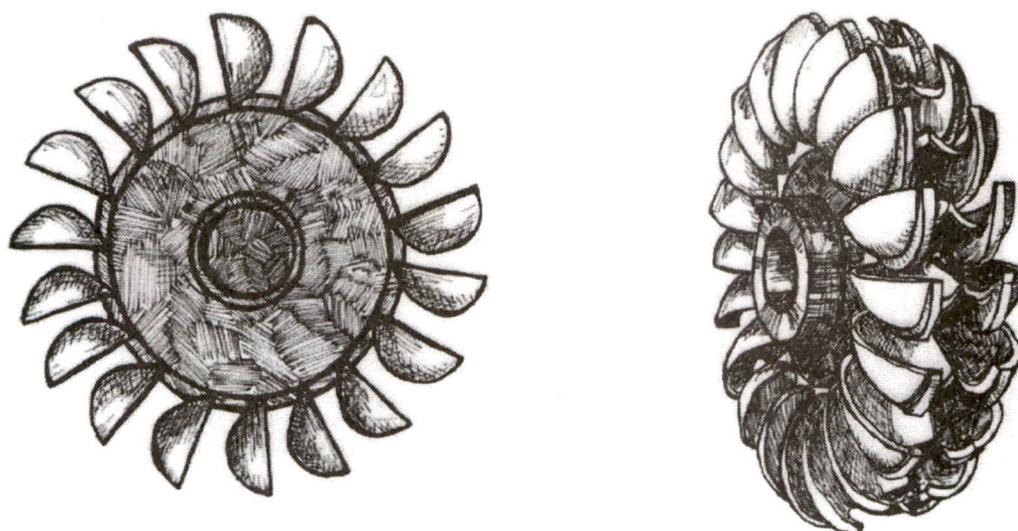
3.1.6 Turbinas hidráulicas de impulso

a) Turbinas Pelton (Lester A. Pelton, EE.UU., 1829-1908, patentada en 1880)

Es usada en grandes centrales hidroeléctricas, operando a más de 150 m de salto, pero también puede funcionar eficientemente en pequeñas centrales, en condiciones de saltos y caudales bajos, así como en el caso de cargas parciales.

Se compone de un disco llamado rodete, alrededor del cual se han dispuesto una serie de cucharas. El flujo de agua entra a la carcasa mediante uno o más inyectores (hasta seis), a través de toberas que golpean las cucharas y hacen girar el rodete. Las cucharas pueden estar empernadas o soldadas al disco, o fundidas en una sola pieza con el disco. Puede instalarse con el eje horizontal con 1 ó 2 inyectores, y con el eje vertical con 3 a 6 inyectores. Un inyector consta de una tobera de sección circular provista de una aguja de regulación que se mueve en forma axial, variando así la sección de flujo.

Figura 3.4: *Turbina Pelton de 1 inyector de eje vertical*



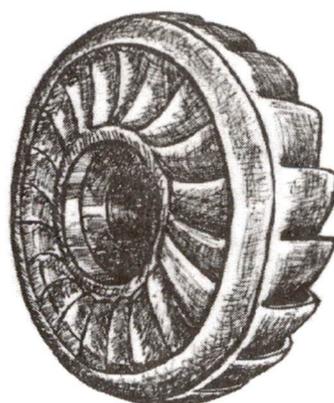
Las ventajas de las turbinas Pelton son: eficiencias entre 70 a 85%, se acomodan a un gran rango de caudales, son de estructura robusta y bajo costo, su casa de fuerza es sencilla, ideal para agua arenosa, velocidades a partir de 428 r.p.m. permiten acoplar directamente a un generador estándar.

b) Turbinas Turgo (Eric Crewdson, Gran Bretaña, 1920 y E. Jackson, Gran Bretaña, 1936)

En este tipo de turbinas, el chorro de agua golpea el rodete con una inclinación típica de 20° , entra por un lado y sale por el otro lado del rodete. Esta es una ventaja frente a la turbina Pelton, ya que a igual diámetro del inyector se puede utilizar un rodete Turgo más pequeño que el que usaría una Pelton para generar la misma potencial. La mayor velocidad específica de estas turbinas permite que se pueda acoplar directamente el generador, evitando el sistema de transmisión.

Sus principales ventajas residen en que no requiere de aditamentos especiales de cierre alrededor de la carcasa, tolera las aguas arenosas, sus componentes son accesibles, su curva de eficiencia es casi plana y no existe peligro de cavitación.

Figura 3.5: *Turbina*

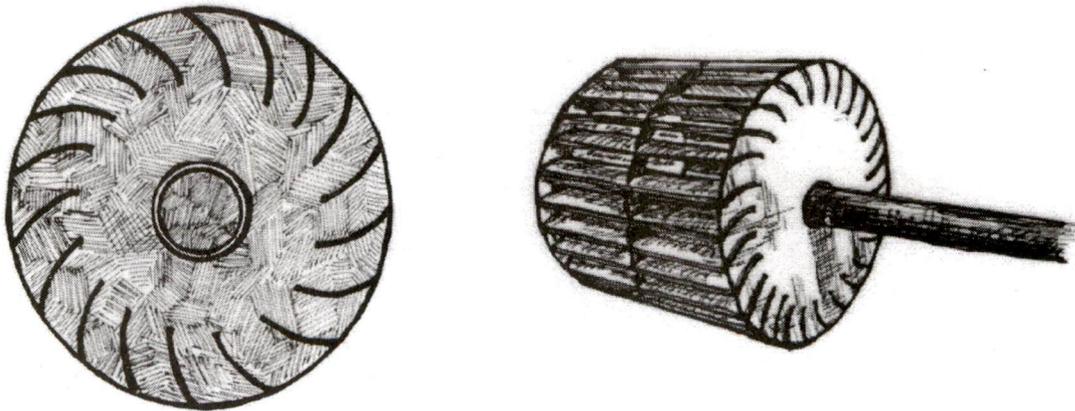


c) **Turbinas de flujo transversal** (A. Michell, Australia, 1903; D. Banki, Hungría, 1919)

Más conocidas en nuestro medio como Michell–Banki, son turbinas de flujo transversal. Su rodete tiene forma cilíndrica y está compuesto de dos discos paralelos. A estos se les fijan en forma periférica, álabes de perfil circular que pueden ser construidos de mitades de tuberías. Su forma les permite trabajar en una gran gama de caudales, adaptando la longitud del rodete a los requerimientos de energía y a las condiciones de salto y caudal.

La tobera rectangular del distribuidor dirige el chorro de agua en toda la longitud del rodete, transmitiendo su energía cinética a los álabes. Una paleta directriz regula el caudal, de forma manual o automática. Además, el agua le da un impulso adicional a los álabes, al momento de salir del rodete.

Figura 3.6: *Turbina Michell-Banki*



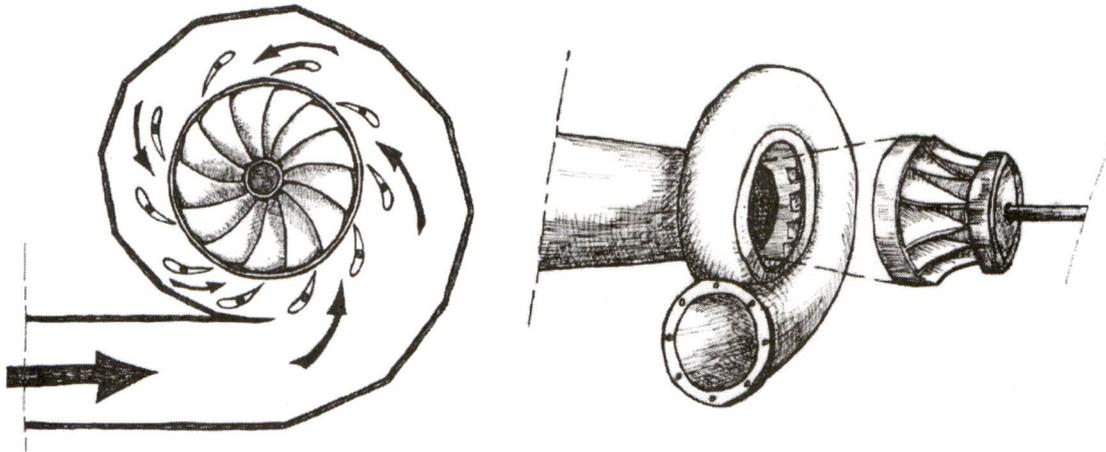
Las turbinas Michell–Banki comunes alcanzan eficiencias de 65 a 80% y las más complejas pueden alcanzar eficiencias de hasta 85%, pero su bajo costo y fácil construcción local las han hecho interesantes para pequeñas centrales.

3.1.7 Turbinas hidráulicas de reacción

a) **Turbinas Francis** (Samuel Howd, EE.UU., 1838; James B. Francis, Gran Bretaña, 1848)

Estas turbinas trabajan con saltos medianos (entre 1 y 500 m) y son de reacción. Su rodete es circular, provisto de álabes fijos de doble curvatura, para que el agua ingrese en forma radial por la periferia externa y salga en dirección axial para dirigirse hacia el tubo de aspiración. Las paletas guía dirigen al agua dentro del rodete, manteniendo un ángulo correcto.

Figura 3.7: *Turbina Francis*



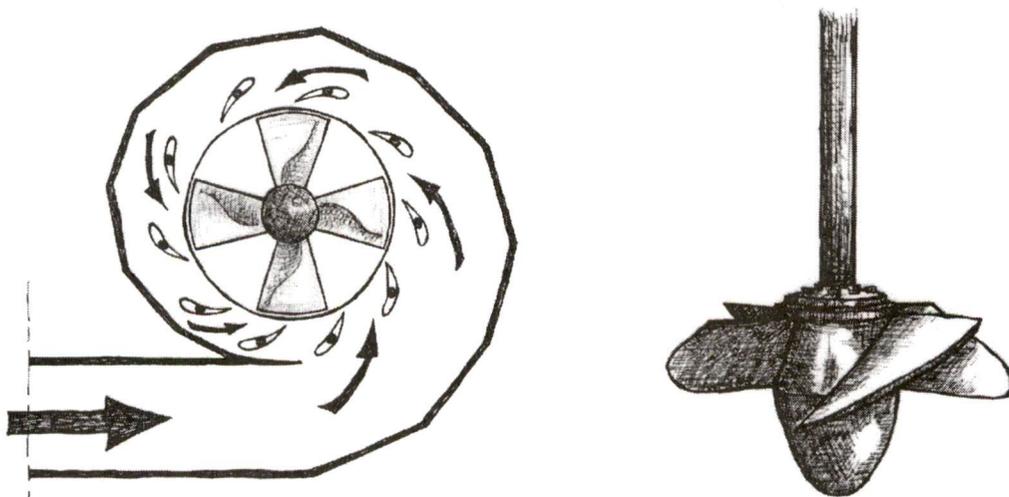
Frente a las turbinas Pelton, son más económicas, de dimensiones más pequeñas, operan a velocidades altas de rotación y son más apropiadas para casos de fuertes oscilaciones del nivel de aguas abajo. Pero también presentan una baja eficiencia a carga parcial y no son adecuadas para aguas arenosas, por los altos costos de reparación por erosión.

b) Turbinas Kaplan y de hélice (Víctor Kaplan, Austria, 1876-1934 en la Universidad de Brno en Checoslovaquia)

En principio es una turbina de reacción y de eje vertical envuelto por una carcasa en forma de espiral; es usada comúnmente para saltos hidráulicos medianos. Está compuesta de una hélice semejante a la de los barcos, adaptada dentro de la continuación de una tubería forzada. De esta manera intercepta toda el agua que baja por la tubería. El eje de la turbina sale de la tubería en el lugar en donde ésta cambia de dirección.

La hélice puede ser de tres a seis álabes, de tres para saltos hidráulicos muy bajos. Los álabes pueden ser fijos o ajustables (en este último caso se trataría de una turbina Kaplan). Además, las turbinas Kaplan poseen pequeñas compuertas variables que regulan el caudal que fluye al rotor, el cual está acoplado a álabes móviles.

Figura 3.8: *Turbina Kaplan*



c) Bombas centrífugas como turbinas

Se están haciendo cada vez más populares por sus ventajas frente al resto de turbinas. Al invertir el sentido del flujo y de la rotación de las bombas centrífugas, éstas se pueden utilizar para generar energía.

Sus principales ventajas son: el bajo costo debido a su producción en serie; la fácil disponibilidad de repuestos; carecen de un distribuidor y por eso pueden operar a plena carga y la regulación se realiza mediante un controlador electrónico de carga. Sus desventajas residen en su baja eficiencia, por lo que se recomienda usarlas en bajas potencias.

Ejercicio 6:

Seleccionar las turbinas que podrían operar en una MCH que posee un salto neto de 43 m. y un caudal de $0.22 \text{ m}^3/\text{s}$. La velocidad de rotación elegida es de 900 r.p.m.

3.2 Sistemas de transmisión

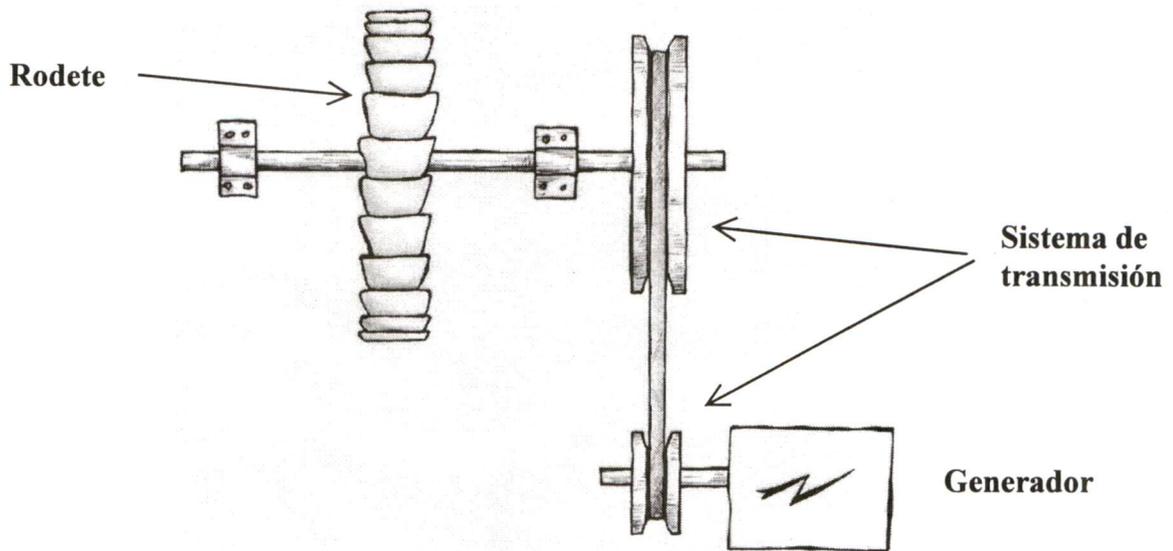
La velocidad de giro de una turbina está dada por la velocidad con la que el agua entra a la turbina y mueve el rodete. A su vez, la velocidad de entrada del agua está en función del salto, el caudal y el tamaño del rodete. En el mejor de los casos, una turbina es seleccionada para que gire a la misma velocidad que el generador eléctrico y, de esta manera, se estaría ahorrando en acoples y sistemas más sofisticados de transmisión de movimiento.

Por estos motivos, si se ha optado por un generador que gire a 1,500 revoluciones/minuto (r.p.m.), entonces se deberá seleccionar, de acuerdo al salto de agua existente, una turbina que gire también a 1,500 r.p.m.; así se evitará el sistema de transmisión.

Si tenemos que adquirir un componente de transmisión, entonces es necesario saber algunos conceptos acerca de estos sistemas.

En la figura 3.9 se muestran los elementos componentes de un sistema de transmisión, compuesto de un par de poleas con una faja en V. Acoplan dos elementos: el conductor o motor (la turbina) y el conducido (el alternador), y su relación de transmisión sería la relación entre el diámetro de la polea mayor y la polea menor.

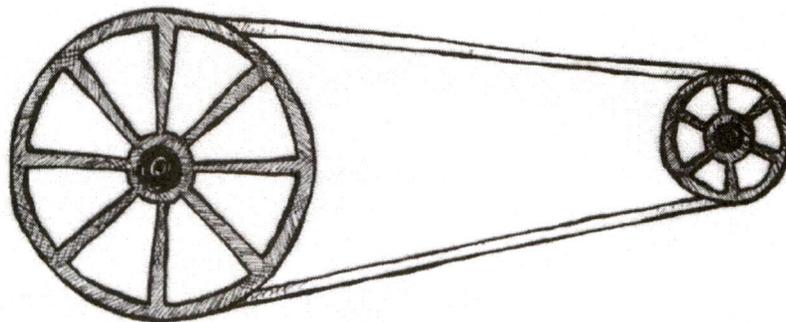
Figura 3.9: Sistema de transmisión en una etapa



A continuación se enumeran los principales tipos de transmisión:

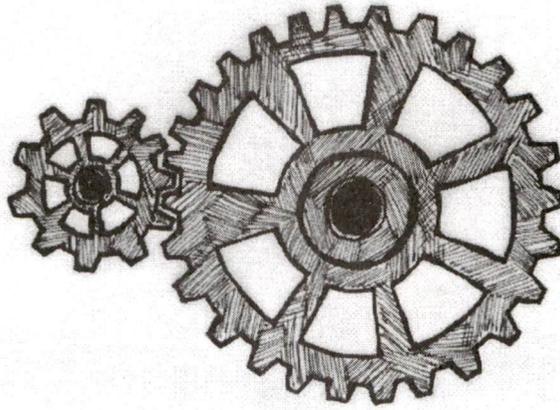
- a) **Transmisiones flexibles por fajas (figura 3.10):** Es un sistema muy popular en microcentrales hidráulicas, siendo las más difundidas las fajas en V, porque permiten una tolerancia en cuanto a desalineamientos de los ejes. También existen las fajas planas y las fajas dentadas. Tienen la propiedad de absorber más rápidamente los golpes causados por cambios imprevistos en las cargas. La eficiencia de las fajas modernas llega hasta un 97%.

Figura 3.10



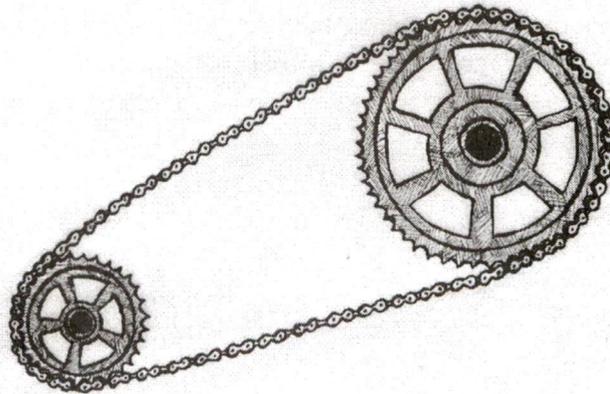
- b) **Transmisiones rígidas por engranajes (figura 3.11):** Los engranajes cónicos se utilizan para aumentar la velocidad de giro o para conectar dos ejes que se interceptan, como por ejemplo el eje vertical de una turbina con el eje horizontal de un generador. Los engranajes de rueda dentada se usan con ejes paralelos y los engranajes helicoidales se usan con ejes que no se interceptan. Sus eficiencias están alrededor de 98%.

Figura 3.11



- c) *Transmisiones flexibles por cadenas (figura 3.12)*: Estos sistemas no resbalan, no requieren de una tensión inicial o de una distancia corta y tienen muy buena eficiencia (98 – 99%), pero necesitan lubricación periódica y pueden resultar más caras que las fajas.

Figura 3.12



3.3 Generadores eléctricos

Son elementos electromecánicos que se acoplan directa o indirectamente a la turbina y sirven para transformar la energía mecánica en energía eléctrica. En las centrales pequeñas se emplean acoplamientos elásticos, pero en las grandes es necesario el acoplamiento rígido. La transmisión por correa se aplica mayormente en instalaciones modestas.

Los generadores eléctricos pueden producir corriente alterna (CA) y continua (CC). Generadores de corriente continua ya no se utilizan, salvo para instalaciones de muy baja potencia, o sea, de algunos cientos de vatios o menos. Generadores de corriente alterna pueden ser de dos tipos: monofásicos y trifásicos.

Comercialmente se pueden adquirir generadores monofásicos para cubrir todos los rangos de potencia, mientras que los trifásicos cubren los rangos de 2 – 3 kW. Sin embargo, la generación monofásica se utiliza en esquemas menores a 10 – 15 kW ya que, por debajo de esta potencia nominal, las cargas individuales representarían un gran porcentaje del total de la capacidad del generador y balancear las cargas se tornaría muy difícil.

3.3.1 Características de los generadores

Voltaje

En nuestro medio se venden generadores monofásicos con voltajes de salida de 120 V y 240 V, y generadores trifásicos que utilizan 240/415 V. Cuando no se considera el uso de transformadores de voltaje, entonces los equipos y los aparatos que se conectarán al sistema deberán ser compatibles en voltaje.

Pérdidas por conversión de energía

Esto se debe a que cada componente del sistema pierde energía en forma de fricción, calor, ruido, etc. La eficiencia de los generadores para producir energía útil varía entre 60% para pequeños generadores de corriente alterna, 80% para rangos entre 5 – 10 kW y 90% para equipos mayores a 50 kW.

Potencia de salida

Es la potencia que queda luego de haber considerado todas las pérdidas en el sistema; está en función de la eficiencia del equipo completo. Conociendo la eficiencia de los generadores, se puede predecir con aproximación la potencia de salida del generador que se desea utilizar. Sin embargo, estos datos deben ser suministrados por el proveedor de estos equipos al momento de su venta.

Factor de potencia

Si el circuito externo es solamente resistivo, entonces la corriente y el voltaje se hallan en fase; el valor de uno es directamente proporcional al del otro. Ya que el voltaje y la corriente varían con el tiempo, en la siguiente expresión se trata del valor promedio de la potencia de salida del generador.

$$P_o = E_o \times I_o \quad (3.21)$$

Donde: P_o potencia efectiva (VA, W)
 E_o voltaje efectivo (V)
 I_o corriente efectiva (A)

Para cargas resistivas, el valor de la potencia en volt–amperios o en vatios es el mismo. Por ejemplo, si un generador de 220 V genera una corriente de 25 A, tendría una potencia de salida de 5.5 kW ó 5.5 kVA.

En cambio, para circuitos externos que incluyen cargas inductivas o capacitivas, como transformadores, motores, tubos fluorescentes, la corriente y el voltaje podrían no estar en

fase. La potencia generada en cada unidad de tiempo es el producto del voltaje y de la corriente en ese mismo instante. Si esta potencia se mide, entonces se observará que:

$$P_o = E_o \times I_o \times \cos \varphi \quad (3.30)$$

Donde $\cos \varphi$ representa el factor de potencia, o sea el valor de la cantidad real de corriente que el voltaje conduce. En el caso de cargas resistivas, el valor del factor de potencia es 1.0, cuando existen cargas inductivas o capacitivas, el valor es menor a 1.0 porque una parte de la energía inducida no se consume, sino que tan sólo se almacena en la carga y es enviada de regreso al generador dos veces en cada ciclo.

Por ejemplo, con un generador de 240 V y 16 kW de cargas resistivas, habría una corriente de 66.7 A. Si hubiera cargas inductivas o capacitivas y se tomaría un típico valor de $\cos \varphi = 0.8$, significa que se tendría una corriente de 83.4 A, o sea un 25% más de corriente. Sin embargo, aún así estaría consumiendo 10 kW de potencia real.

La relación entre la potencia real y la potencia aparente (P_a) es:

$$P_o \text{ [en kW]} = P_a \times \cos \varphi \text{ [en kVA]} \quad (3.31)$$

3.3.2 Generador de corriente alterna síncrono

Esta máquina posee una velocidad síncrona, o sea, que permanece invariable en unidad de tiempo y genera en la corriente alterna la frecuencia síncrona normalizada.

- Frecuencias síncronas normalizadas: 50 y 60 Hz.
- Velocidades síncronas deducibles de la frecuencia f y el número de polos p de la máquina:

$$n_s \text{ [r.p.m.]} = \frac{120 \times f \text{ [Hz]}}{p} \quad (3.32)$$

El generador síncrono tiene el bobinado de campo excitado por corriente continua y la tensión desarrollada en la armadura es alterna, de ahí que se le denomine también **alternador**.

3.3.3 Generadores de inducción o asíncronos (motores como generadores)

Necesitan excitación externa para operar y la toman de la red interconectada, pero para sistemas aislados se utiliza el método de la autoexcitación por medio de condensadores conectados a los bornes de la máquina. Al acoplar cargas, su velocidad disminuye una cantidad porcentual "S" llamada **deslizamiento**. El motor de inducción se convierte en generador cuando el deslizamiento es negativo, o sea, cuando se le acopla un elemento motor que gire más rápido que la velocidad síncrona.

Como todo motor eléctrico, necesita mayor corriente de armadura (más potencia eléctrica) para mantener girando mayor carga mecánica montada en su eje.

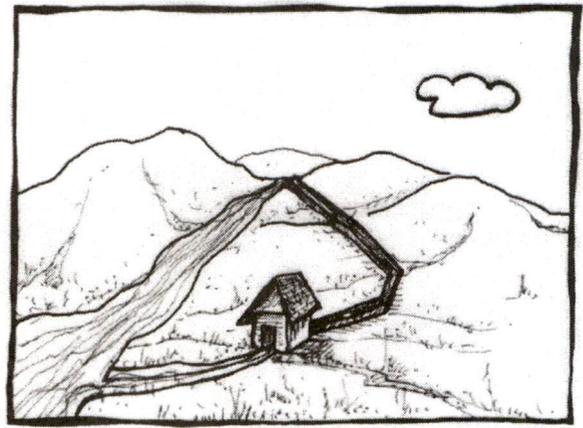
3.4 Obras civiles

Existen diversos tipos de esquemas de microcentrales. Tomaremos aquellos sistemas con saltos de pequeña y mediana altura, en cuya aplicación habrá que tomar decisiones sobre las longitudes relativas de la tubería de presión y del canal, así como sobre la mejor ruta a seguir.

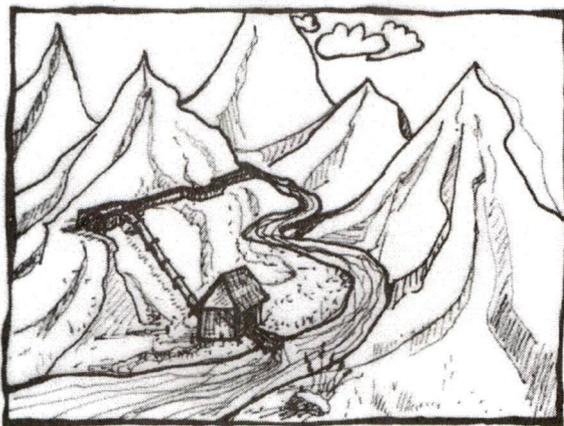
Figura 3.13: *Tipos de microcentrales hidroeléctricas*



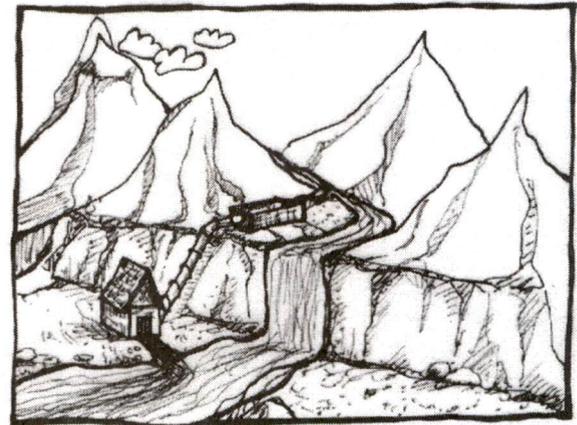
MCH con presa de caída pequeña



MCH con canal de caída pequeña



MCH con canal de caída alta

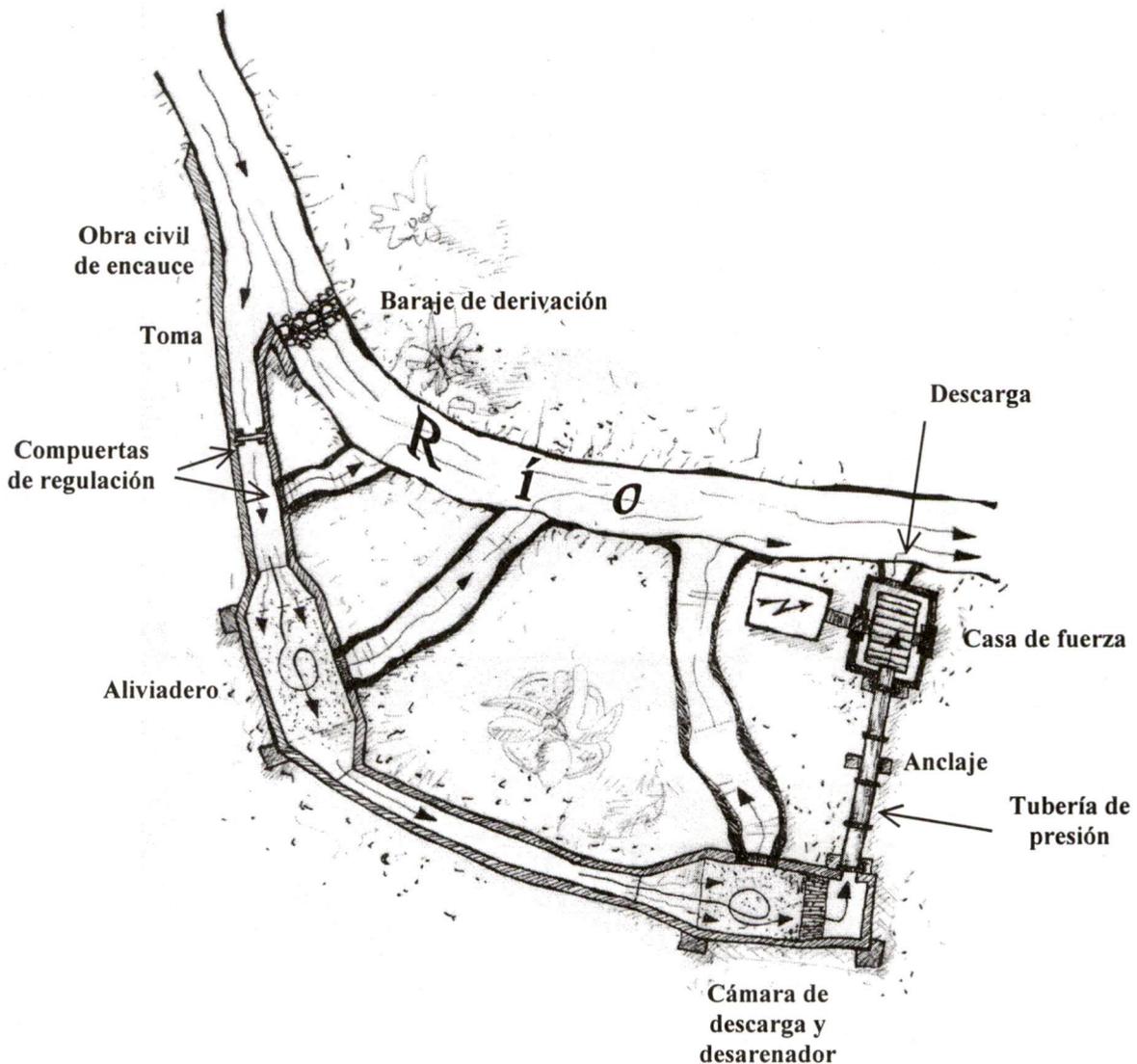


MCH sin canal de caída alta

Los distintos componentes de la ruta de abastecimiento de agua para una microcentral son:

- a) Bocatoma
- b) Baraje de derivación
- c) Aliviaderos
- d) Desarenador
- e) Canal
- f) Cámara de carga
- g) Tubería de presión

Figura 3.14: Componentes de obra civil de una MCH

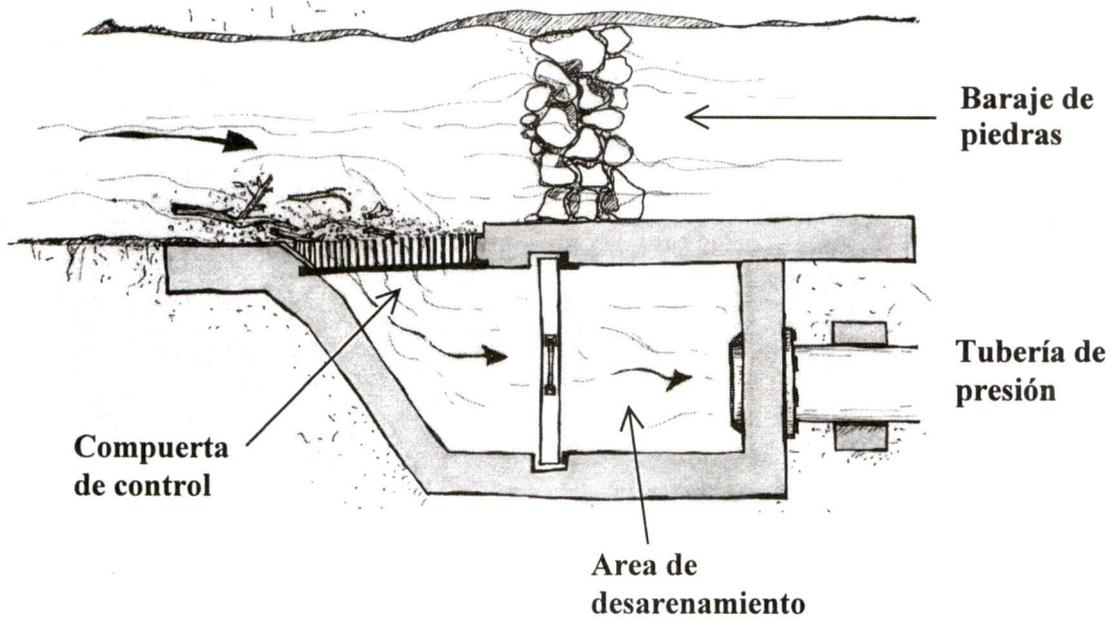


3.4.1 La bocatoma

Es una estructura a través de la cual se extrae agua de un río o reservorio de almacenamiento, aprovechando la fuerza de la gravedad. Está formada por un conjunto de componentes que permiten condiciones satisfactorias de flujo, eficiente control y regulación de las extracciones. La entrada consta de rejillas o de una combinación de rejillas y compuertas de emergencia y control, que sirven para controlar, regular o impedir el acceso de agua del río al canal de conducción (vea la figura 3.15).

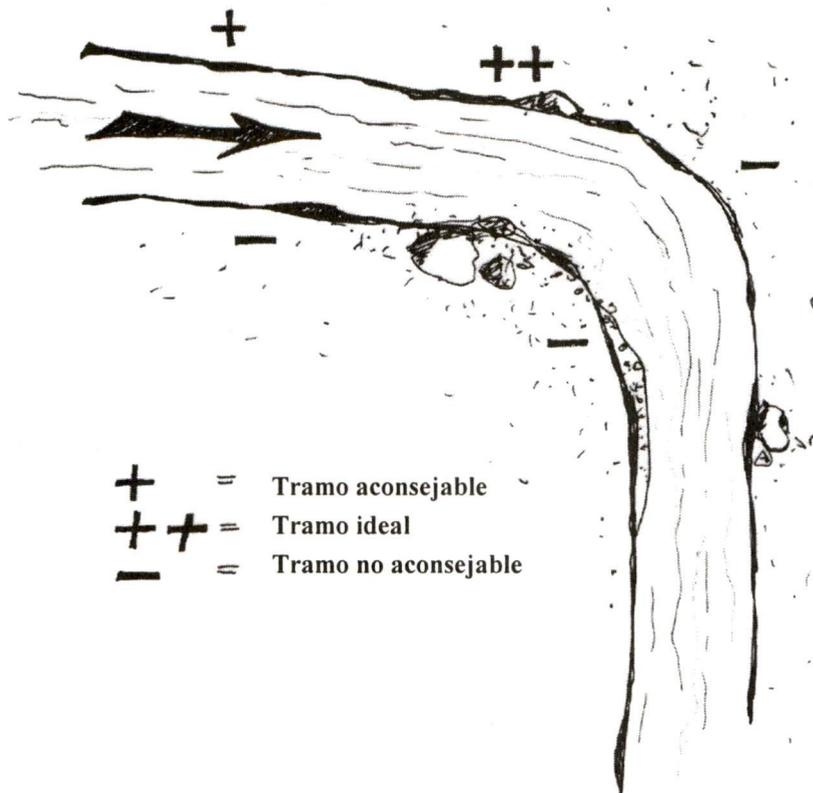
Las bocatomas garantizan la captación de una cantidad constante de agua, impiden el ingreso de materiales sólidos y flotantes y protegen el resto del sistema del ingreso de avenidas o embalses que pudieran producirse en las épocas lluviosas.

Figura 3.15: *Ubicación de la bocatoma y empleo de un baraje de derivación*



La ubicación más apropiada para una bocatoma es en los tramos rectos y estables del río. En caso de tramos ondulantes, lo más conveniente es al inicio de la curva en la margen que describe el mayor arco o después de la curva en la margen que describe el menor arco.

Figura 3.16: *Ubicación apropiada de una bocatoma*



3.4.2 El baraje de derivación y la presa

Al momento de diseñar la parte civil de la microcentral, se deberá plantear una de estas estructuras, según se requiera interceptar el agua y derivarla o se quiera crear aguas arriba un embalse de regulación.

El **baraje de derivación** consiste en una simple barrera o pequeño dique cuya finalidad es elevar el nivel de las aguas y facilitar su entrada a la bocatoma y al canal de conducción. Una vez establecido el tirante (h) de agua en el canal de conducción, el vertedero del baraje se ubicará a una elevación igual a:

- 3 h, cuando el caudal sea muy pequeño
- 2.5 h, cuando el caudal sea igual a $1 \text{ m}^3/\text{s}$
- 2 h, cuando el caudal sea mayor a $1 \text{ m}^3/\text{s}$

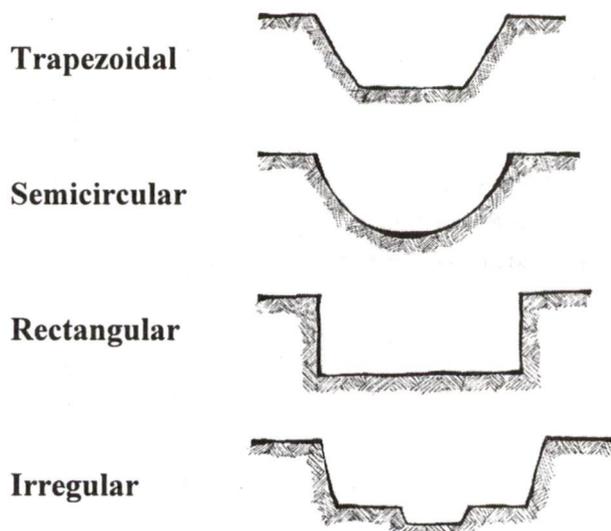
El azud es un tipo de baraje que capta y deja escapar el agua excedente que no debe ingresar al sistema. Es represa porque levanta el nivel del agua y vertedora porque deja pasar el agua no tomada.

La **presa** consiste en un muro o dique de grandes dimensiones que, además de interceptar al río, crea una elevación y da origen a un embalse aprovechable que permite almacenar el agua y manejarla de acuerdo a las necesidades. Los tipos de presas son: de gravedad, de tierra, de arco, de bóveda, múltiples, de contrafuertes y de arco-cúpula.

3.4.3 Los canales

Son estructuras por donde se transporta el agua desde los componentes de captación hasta el comienzo de la tubería forzada. Generalmente tienen pendientes de 1.5 hasta 3 por mil, con velocidades de flujo de 2 a 3 m/s. Existen diferentes tipos de canales, como son: de tierra sin revestimiento, de tierra con sello o revestimiento, de mampostería o concreto y los acueductos (hechos de planchas de acero galvanizado, madera o tubos cortados por la mitad).

Figura 3.17: Tipos de canales



Para determinar las dimensiones y la pendiente de un canal que va a transportar un determinado flujo de agua, existen tres parámetros básicos:

a) **La velocidad (v) del agua en el canal:** Debe ser lo suficientemente rápida para prevenir la sedimentación, pero lo suficientemente lenta para prevenir la erosión del canal. Para impedir que cualquier sedimento quede en suspensión, la velocidad mínima promedio en un canal deberá ser:

- 0.3 m/s para agua con sedimentos
- 0.3 a 0.5 m/s para agua arenosa

La velocidad máxima para evitar la erosión en un canal de tierra es:

- 0.3 a 0.4 m/s para agua con arena fina
- 0.4 a 0.6 m/s para lodo arenoso
- 0.6 a 0.8 m/s para lodo arcilloso
- 0.8 a 2.0 m/s para arcilla

b) **El coeficiente de rugosidad o coeficiente de Manning (n):** Es una medida empírica de la rugosidad de una superficie. El valor promedio de n está entre 0.012 y 0.023. Mientras más rugoso es el material del canal, hay más pérdidas por fricción y mayor será la pendiente o desnivel que se requerirá entre la entrada y la salida del canal.

Se deben tener en cuenta los siguientes principios básicos:

- El desnivel del canal debe ser reducido.
- El canal debe ser duradero y confiable. Los caudales de avenida pueden ser regulados mediante aliviaderos.
- Sus costos de construcción y mantenimiento deben ser mínimos.

Tabla 3.3 Coeficiente de rugosidad “n”

TIPO DE CANAL	COEFICIENTES DE RUGOSIDAD “n” Intervalos
De tierra	0.050 – 0.017
De mampostería y enladrillado	0.020 – 0.010
De metal	0.025 – 0.010
De madera	0.0145 – 0.010

Fuente: Allen R. Inversin, “Micro-hydropower Sourcebook”, Danmarks Tekniske Bibliotek

c) **Sección transversal del canal:** El material del que está construido un canal dicta la forma del perfil que se debe usar. Las secciones más comunes son: semicircular, trapezoidal, rectangular, triangular

Para calcular las dimensiones de un canal, se deben seguir los siguientes pasos:

- Calcular el área transversal del canal (A) en m^3/s , mediante la siguiente fórmula:

$$A = \frac{Q}{v} \quad (3.33)$$

Donde: Q flujo conducido por el canal (m^3/s)
 v velocidad de diseño en el canal (m/s)

- El radio hidráulico (r) dependerá solamente del perfil seleccionado y del área transversal del agua. Para hallar el valor del radio hidráulico, hay que utilizar la tabla que se presenta a continuación, en donde el valor del área (A) se tomará del resultado de la fórmula 3.34.

Tabla 3.4: *El radio hidráulico en función del perfil del canal*

PERFIL	RADIO HIDRÁULICO (r)	DIMENSIONES
Semicircular	$0.40 \sqrt{A}$	Diámetro = $4 r$
Trapezoidal	$0.50 \frac{\sqrt{\sin\theta}}{2 - \cos\theta} \times \sqrt{A}$	Profundidad = $2 r$ Ancho = $4 r / \sin\theta$
Rectangular	$0.35 \sqrt{A}$	Profundidad = $2 r$ Ancho = $4 r$
Triangular	$0.35 \sqrt{A}$	Profundidad = $2.8 r$ Ancho = $5.7 r$

- Conociendo el valor del radio hidráulico se puede hallar el valor de la pendiente (relación entre el declive vertical y horizontal del canal), usando la fórmula de Manning.

$$S = \left(\frac{n \times v}{r^{2/3}} \right)^2 \quad (3.34)$$

Ejercicio 7:

Se desea construir un canal enladrillado, de forma rectangular, para aprovechar las aguas de un río. Se sabe que la zona por donde atravesará el canal está constituido por un suelo aluvial (lodo arcilloso), el caudal del río en la zona es de $Q = 3.5 m^3/s$ y la velocidad de sus aguas es $1.2 m/s$.

- Calcular el área transversal del agua en el canal.
- ¿Qué rugosidad se elegirá?
- Hallar el radio hidráulico para el perfil elegido.
- Utilizando la fórmula de Manning, calcular el valor de la pendiente del canal.

3.4.4 Los aliviaderos

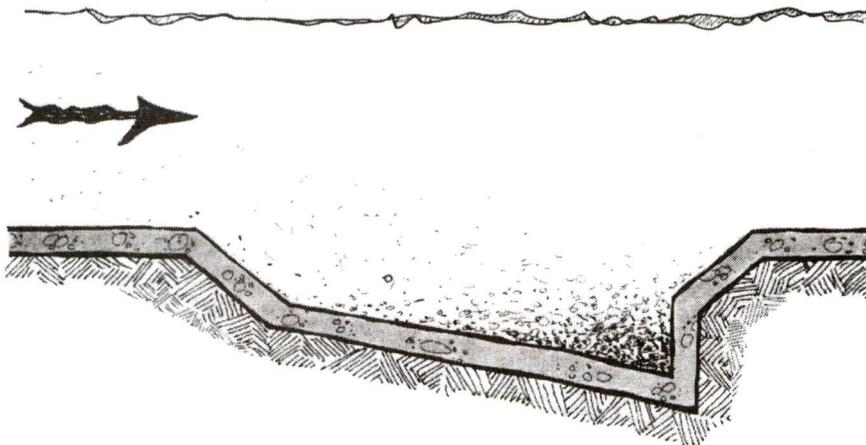
Son estructuras que permiten la evacuación de caudales de agua superiores a los que se desea captar en forma segura. Se pueden construir en varios lugares del sistema: en el dique, en la bocatoma o a lo largo del canal. Los tipos de aliviaderos más comunes son: de avenida, de pozo y de sifón.

3.4.5 Los desarenadores

Estas estructuras se utilizan cuando no existen embalses de acumulación, en donde el agua sedimenta en forma natural, y en los casos en que el agua acarrea materiales sólidos de fondo y en suspensión. En estos casos se necesita que el agua derivada sedimente rápido antes de introducirla en el canal y los desarenadores cumplen esta función.

Las partículas de diámetro superior a 0.2 mm ocasionan daños en la turbina, por lo que deberán ser retenidas y eliminadas al momento. Las pozas de decantación trabajan bajo el principio de reducir la velocidad del agua hasta 0.2 – 0.3 m/s, de tal manera que las partículas sólidas se depositen en el fondo y puedan ser evacuadas en los días de limpieza. Las pozas están precedidas de desripiadores que separan el material más grueso y antes, se colocan rejillas para evitar el ingreso de material flotante (árboles, ramas) o piedras grandes.

Figura 3.18: *Desarenador*



3.4.6 La cámara de carga

El agua conducida por el canal pasa a través de una cámara de carga antes de penetrar en la tubería forzada. A menudo tiene la forma de un reservorio excavado en el interior de un cerro. A la salida de la cámara de carga, antes del empalme con la tubería forzada, se instalan rejillas y compuertas. Esta estructura debe contar con un aliviadero para casos de emergencia y para controlar los niveles de carga.

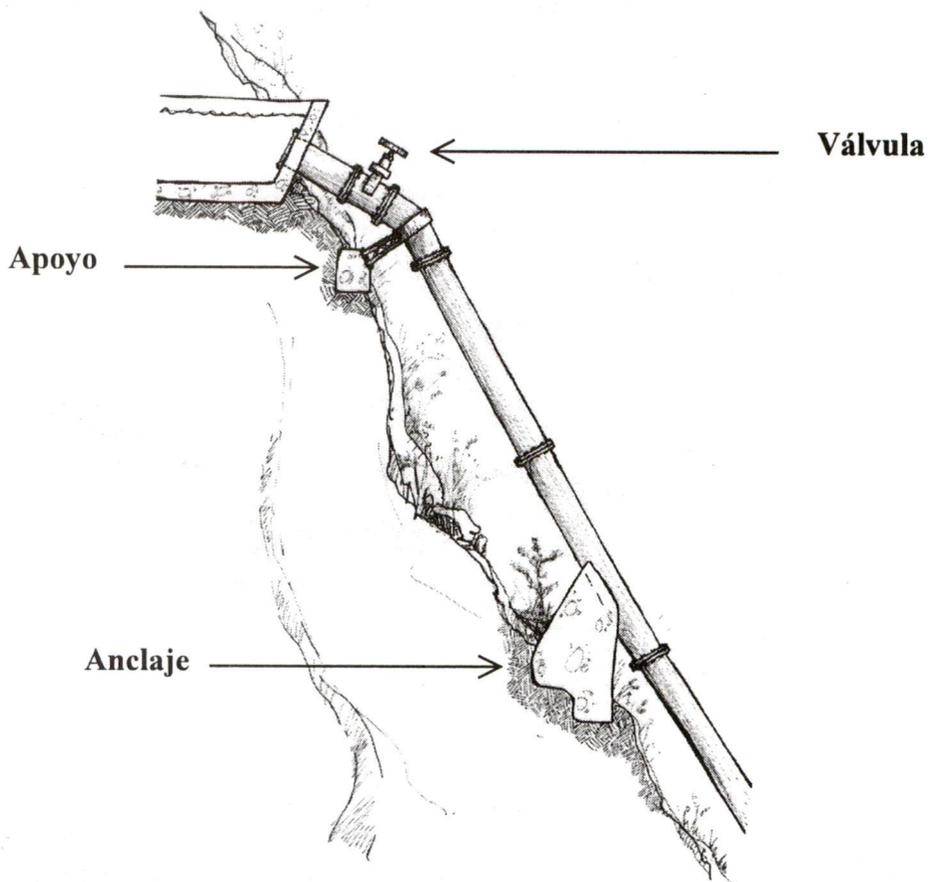
3.4.7 Las tuberías forzadas

El agua recorre una tubería forzada antes de entrar en el rodete de la turbina, dispuesta entre la cámara de carga y la sala de máquinas. Los materiales más comunes utilizados en tuberías a presión son:

- Acero comercial
- Hierro dúctil centrifugado
- Asbesto-cemento
- Policloruro de vinilo (PVC)
- Polietileno de alta densidad
- Uralita (Eternit)

Al igual que el caudal y la pérdida de carga, una sola tubería pesa y cuesta mucho menos que varias, por eso, en el diseño es conveniente conseguir que la tubería sea lo más corta posible. La figura 3.19 muestra los componentes de una estructura de tubería.

Figura 3.19: *Componentes de una tubería de presión*



Para seleccionar la tubería forzada en una instalación determinada, se deben conocer los siguientes factores:

1. La presión de operación y el diámetro requeridos.
2. El método de enganche.
3. El peso, la facilidad de manejo y la accesibilidad al lugar de la instalación.
4. La disponibilidad local de la tubería.
5. Los requerimientos de mantenimiento y su vida útil.
6. La forma del terreno que cruzará la tubería.
7. Los efectos de la calidad del agua, el clima y el suelo en la tubería.

Ejercicio 8:

Considerando las condiciones necesarias para instalar sistemas hidráulicos, piense en las regiones del Perú donde la energía hidráulica representaría una buena opción. Si pudiera escoger, ¿Dónde empezaría a elaborar un estudio de factibilidad para la instalación de un sistema hidráulico?

4 MEDICIÓN DEL POTENCIAL HIDROENERGÉTICO

4.1 Estimación del potencial de un lugar

El propósito de este capítulo es determinar el potencial energético de un lugar en particular; para esto es necesario determinar el valor del caudal y la caída disponible. Los métodos que a continuación se describen no son exactos, sin embargo, pueden ser tomados en cuenta para evaluar el potencial de generación en el lugar elegido.

4.2 Medición del caudal

En este capítulo se tratarán los diversos métodos que se utilizan para medir el caudal de un río. Los métodos descritos a continuación no precisan de equipos especiales y pueden dar resultados suficientemente exactos si se llevan a cabo cuidadosamente.

4.2.1 Método del flotador

Este método es el más fácil para determinar la velocidad de un caudal y no requiere de equipo especial. Consiste en medir la velocidad de la superficie del agua en el centro de la corriente, usando un flotador. Sin embargo, no se puede usar en ríos con cauces irregulares, debido a que el lugar de medición debe elegirse donde la sección sea uniforme. Posee una eficiencia del 80%.

Se coloca un objeto flotante en el centro del cauce, en el lugar donde se requiere evaluar la velocidad de superficie (v_s) del caudal. Se cronometra el tiempo (t) en que el objeto recorre una distancia (d) y se repite la misma medición unas cuantas veces. Luego se utiliza la siguiente fórmula:

$$v_s = \frac{d}{t} \quad (4.1)$$

Se podrá entonces calcular la velocidad media de la corriente (V_m), multiplicando el resultado de la fórmula 4.1 por un factor de corrección.

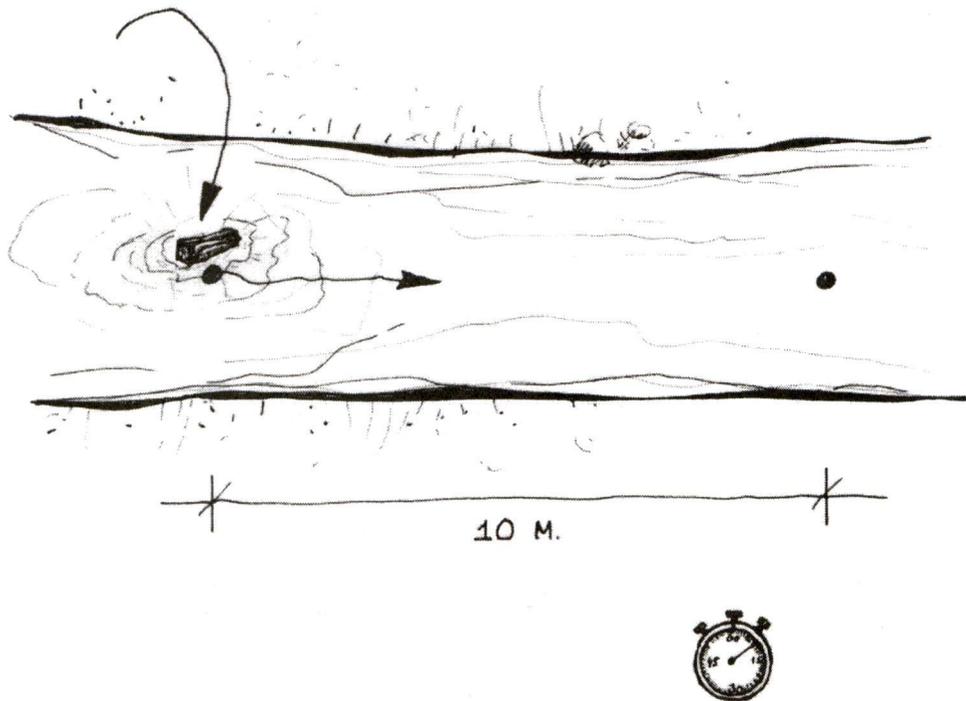
$$V_m = C \times v_s \quad (4.2)$$

Donde (C) varía desde 0.6 para caudales con cauces rocosos hasta 0.85 para cauces lisos.

El caudal es el producto de esta velocidad corregida, multiplicada por el área de la sección representativa. Normalmente va expresada en pies cúbicos por segundo, metros cúbicos por segundo o litros por segundo.

$$Q = A \times V_m \quad (4.3)$$

Figura 4.1: *Medición con el flotador*



Ejemplo:

Se desea medir la velocidad del caudal de un río de cauce rocoso y de área transversal de 1.3 m². Se coloca un objeto flotante en el centro de la corriente y se procede a cronometrar su recorrido de 10 m. El resultado es 4.7 segundos. Entonces, la velocidad de superficie en el centro del cauce es:

$$V_s = \frac{D}{T} = \frac{10 \text{ m}}{4.7 \text{ s}} = 2.13 \text{ m/s}$$

La velocidad media de la corriente es: $V = C \times v_s = (0.60) (2.13 \text{ m/s}) = 1.28 \text{ m/s}$

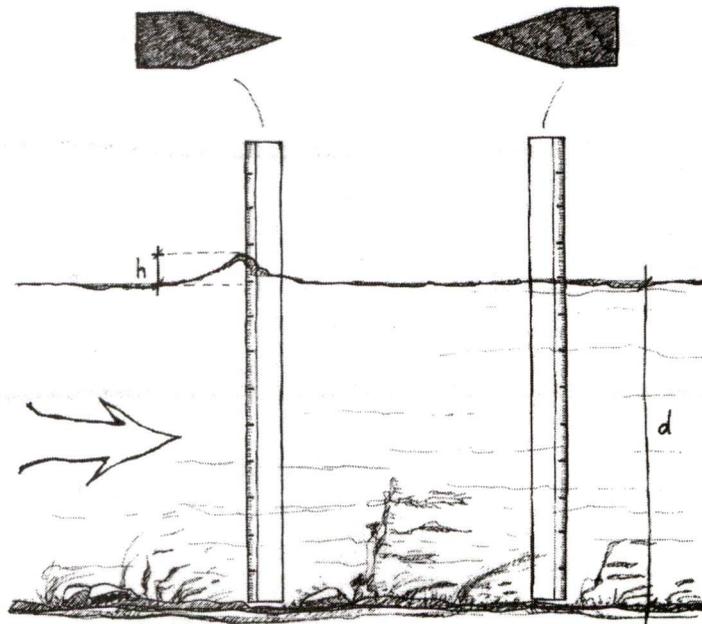
Entonces, el caudal es: $Q = A \times V = (1.3 \text{ m}^2) (1.28 \text{ m/s}) = 1.66 \text{ m}^3/\text{s}$

4.2.2 Método de la varilla graduada

Se trata de una varilla calibrada en centímetros, con una cara plana y la otra terminada en punta. La varilla se sitúa en el centro de la corriente de agua con la cara en punta enfrentando la corriente para medir la profundidad del cauce. Sin cambiar la posición vertical de la varilla, se gira 180° de modo que ahora la cara plana enfrente a la corriente. La altura de la corriente (h) sobre el nivel de la superficie del río es igual a la velocidad de la cabecera del río:

$$h = \frac{v_s^2}{2g} \tag{4.4}$$

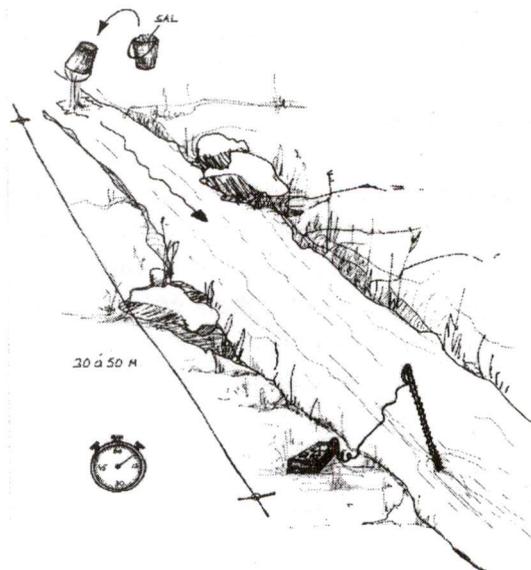
Figura 4.2: *Forma de colocar la varilla graduada en el río*



4.2.3 Método de la sal diluida

Se vierte un recipiente de agua bastante salada en el río (lo común es 0.3 kg. de sal por 0.1 m³ de agua). Esta agua tiende a dispersarse conforme va avanzando con la corriente. A una cierta distancia (entre 30 y 50 m) ya habrá abarcado toda la longitud del cauce; entonces tendrá los lados más diluidos, pero el medio estará más concentrado. En estos momentos se podrá medir la conductividad del agua (en ohm^{-1} = Siemens) con un instrumento de medida (conductivímetro), según va pasando la solución de sal por el punto de control. Puede ser usado para calcular la tasa del caudal con un error menor al 7%. Es ideal para lugares difíciles (cauces pedregosos o con maleza).

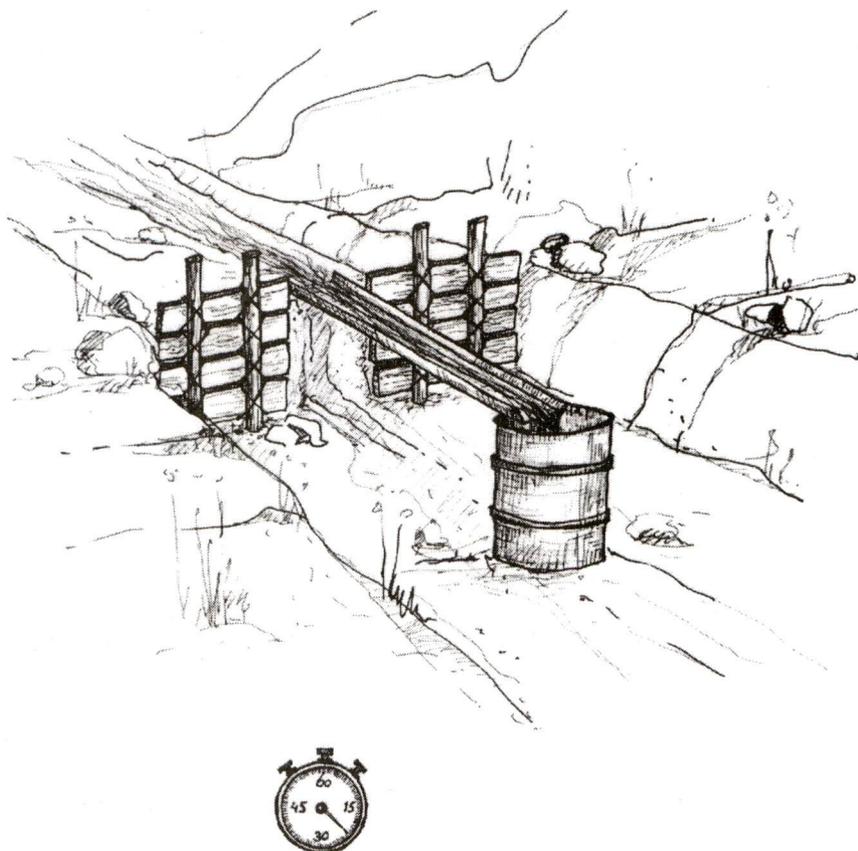
Figura 4.3: *Método de la sal diluida*



4.2.4 Método del recipiente

Consiste en cronometrar el tiempo que necesita un caudal de agua en llenar un recipiente pequeño (para caudales de hasta 4 l/s) o uno más grande (para caudales de hasta 50 l/s), por medio de un trozo de tubo de plástico insertado en una pequeña represa de barro. Se mide el tiempo varias veces y se calcula la media. La eficiencia de este método es de 80%.

Figura 4.4: *Método del recipiente*



4.2.5 Método de la represa

La construcción de una pequeña represa con un vertedero en el medio es el mejor método para calcular el caudal de un río. El valor del caudal se toma de la diferencia de alturas entre el nivel de agua del río y la parte inferior del corte del vertedero. Para obtener buenos resultados, la cresta de la represa debe mantenerse bien definida y no se debe acumular sedimentos atrás de la represa. Esto se consigue con planchas de metal que soportan la corrosión. Su eficiencia es de 95%.

La fórmula para una represa de corte rectangular es:

$$Q = 1.8 (L - 0.2h) h^{1.5} \quad (4.5)$$

Donde: Q caudal (m^3/s)
 L ancho del corte (m)
 h diferencia de alturas (m)

4.3 Medición del salto hidráulico

Cuando se elabora el estudio de prefactibilidad, se examinan diversos lugares donde pueda aprovecharse un salto hidráulico. Hay que tomar en cuenta que el salto total varía con el flujo de agua del río y esto afecta la potencia disponible, especialmente en pequeños saltos. El salto a medir será la diferencia en altura entre la entrada en la tubería de presión desde la cámara de carga y la entrada a la turbina en la casa de fuerza.

Los siguientes métodos no son exactos, por eso se recomienda realizar tres mediciones u obtener nuevas medidas en el caso que fuera necesario (por ejemplo, si las tres mediciones realizadas son demasiado discordantes).

4.3.1 Método de la manguera de nivelación

Se necesita una manguera transparente flexible y una regla graduada, aunque la altura conocida de una persona se puede utilizar como patrón de medida. Por ejemplo, se puede medir una caída como 56 Voluntarios y medio (el Voluntario es la persona que hace de altura de referencia).

El método es rápido para pequeños saltos, pero trabajoso para caídas altas. Es económico, poco propenso a errores y su eficiencia es de 95%. Es necesario realizar dos o tres pruebas separadas para estar seguros de que los resultados finales sean correctos y confiables.

Figura 4.5a: Método de la manguera de nivelación

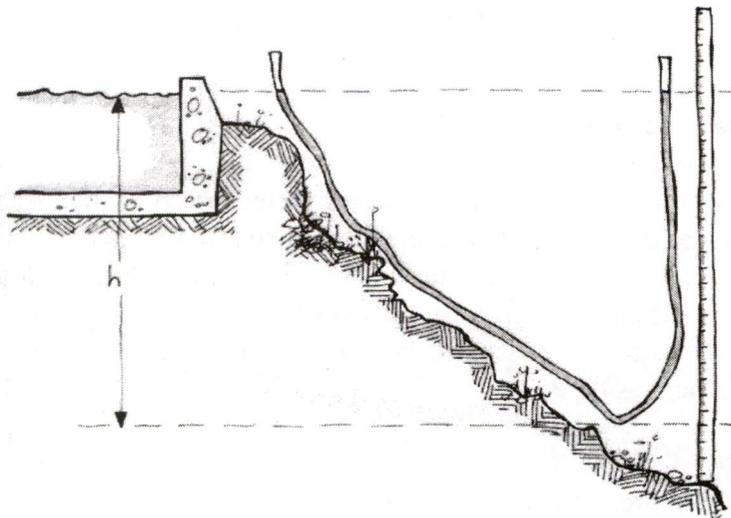
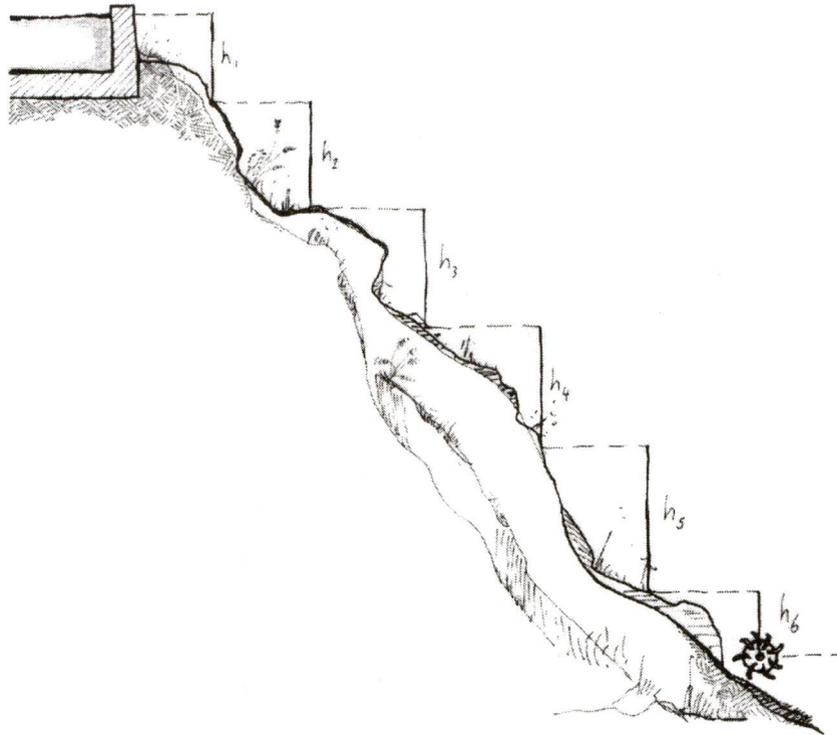


Figura 4.5b: Método de la manguera de nivelación



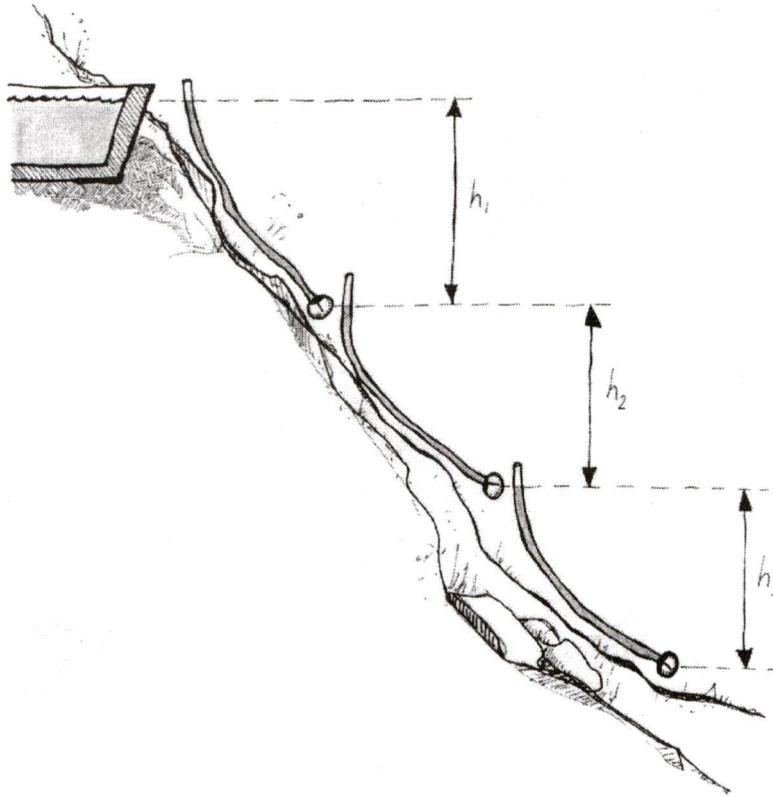
4.3.2 Método de la manguera y el manómetro

Se requiere una manguera flexible y transparente (por ejemplo, de 20 m para saltos de 60 m) y un instrumento de medición de presión (manómetro). El manómetro se coloca en uno de los extremos de la manguera y luego se llena la manguera con agua, evitando la formación de burbujas de aire. Para evitar errores de medición, se deberá calibrar el manómetro antes y después de cada prueba en el lugar.

El método se basa en el hecho de que, por cada metro de caída vertical en el agua, su presión aumenta con 0.84 kPa (1.43 psi), independientemente de la forma del cauce del río. Entonces, la altura (h) entre la superficie de agua y el manómetro será:

$$h = \frac{p}{9.8} \quad (4.7)$$

Figura 4.6: Método de la manguera y el manómetro



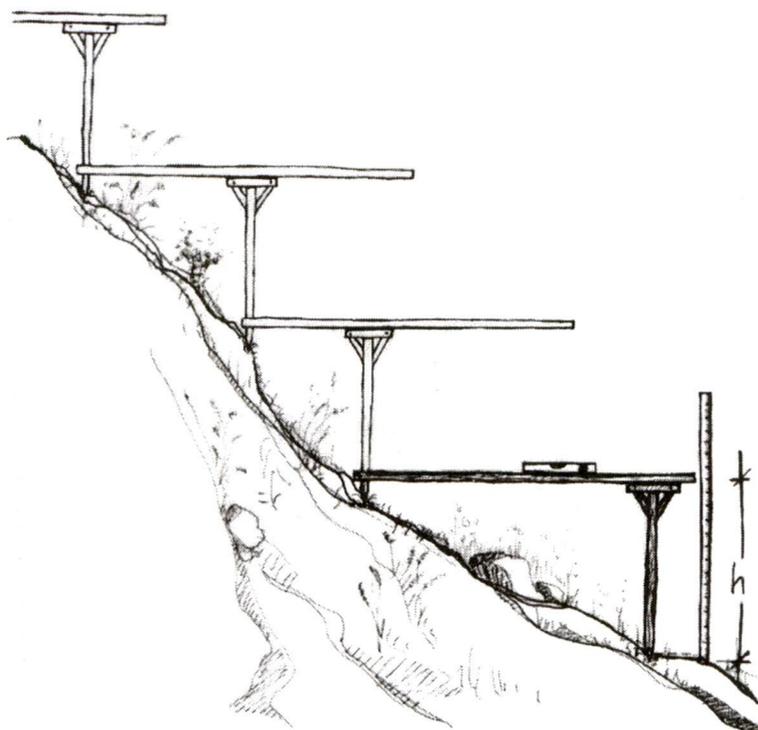
4.3.3 Método del nivel de carpintero

Consiste en realizar mediciones sucesivas con un nivel de carpintero o de burbuja colocado sobre una tabla de madera. Inapropiado para pendientes suaves y largas. Su eficiencia es de 95% en pendientes pronunciadas y 80 – 90% en pendientes suaves (1:10).

Se comienza la medición en la parte inferior del salto (A), en donde se piensa construir la casa de fuerza. Un nivel de carpintero se coloca sobre una tabla graduada de altura conocida que está apoyada sobre el punto A. Se observa una línea horizontal a través del extremo superior del nivel hasta un punto A_1 sobre el terreno. Entonces, la diferencia de altura del salto entre el punto A y A_1 es “h”, igual a la longitud de la tabla más el ancho del nivel. Luego, se sitúa el nivel en el punto A_1 para observar el siguiente punto A_2 . Se continúa hasta el punto B, en donde se situará la cámara de carga y comenzará la tubería forzada. La altura final h_f posiblemente sea menor a h, entonces el salto total (H_g) será:

$$H_g = nh + h_f \quad (4.8)$$

Figura 4.7: *Método del nivel de carpintero y tablas*

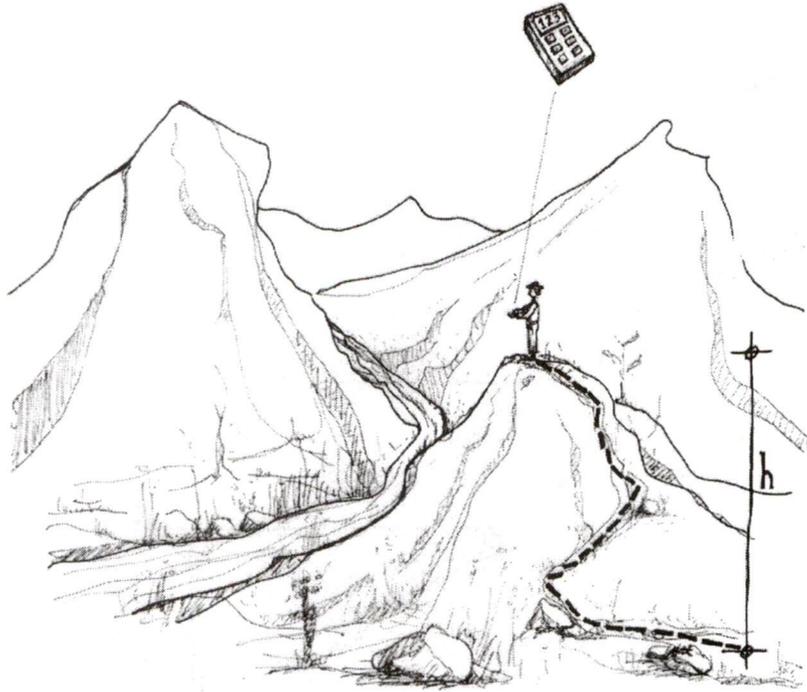


4.3.4 Método del altímetro

El altímetro mide la presión atmosférica, la cual está relacionada directamente con la altura sobre el nivel del mar. Por cada 100 m de elevación, la presión atmosférica se reduce con 9 mm de mercurio. El altímetro es, pues, un barómetro calibrado en metros, es fácil de usar pero relativamente costoso. Si se cuenta con mucha experiencia y las mediciones se realizan con cuidado, los resultados serán buenos y válidos para efectuar cálculos de ingeniería.

Como estas variaciones pueden ser muy significativas para la evaluación del salto, a fin de obtener resultados aceptables es necesario tomar varias lecturas durante el día y luego estimar el valor final.

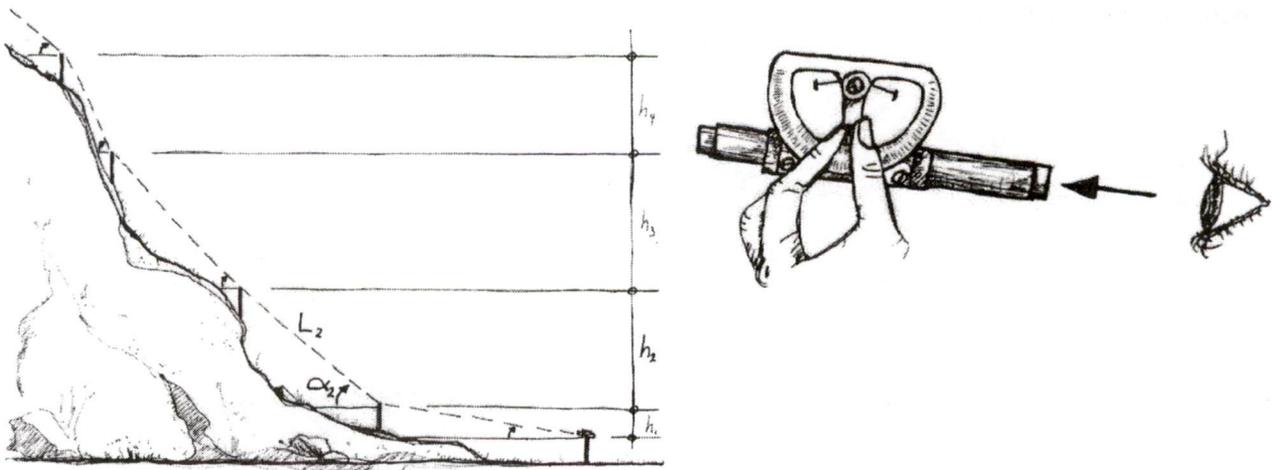
Figura 4.8: El altímetro y su lectura



4.3.5 Método del eclímetro

Se requieren dos personas: Una persona A utilizará el eclímetro y una persona B lo apoyará. Una vez definidas las personas A y B, A tomará el eclímetro en la posición indicada en la figura 4.9, dirigiendo la línea de mira a los ojos de B. En esta posición deberá graduarse cuidadosamente el ángulo del eclímetro. Luego, hay que registrar la distancia L_1 , midiendo la distancia entre A y B con una wincha, y el ángulo α_1 . Hecha la primera medición, a se desplazará al lugar donde estuvo B en la primera medición, mientras que B se desplazará a una nueva posición para tomar los datos L_2 y α_2 y registrarlos. Después se repite el procedimiento cuantas veces sea necesario.

Figura 4.9: ¿Cómo medir con el eclímetro?



El cálculo de las alturas parciales se obtiene usando la relación.

$$H_1 = L_1 \times \text{sen } \alpha_1$$

Para calcular la altura total o salto, se sumarán las alturas parciales obtenidas previamente.

$$H = H_1 + H_2 + H_3 + \dots + H_n$$

4.3.6 Método del nivel de ingeniero

El nivel de ingeniero es caro, pesado y requiere operadores diestros. Por lo general, los errores se producen por las largas series de cálculos que hay que efectuar.

Debido a que es un método común, los equipos que emplean se alquilan fácilmente y a precios aceptables. Con él, las distancias pueden ser medidas simultáneamente, pero no es apropiado para lugares escarpados o con muchos árboles.

5 OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE UN SISTEMA HIDRO-ENERGÉTICO

5.1 Operación de un sistema hidroenergético

El régimen de operación de un sistema hidroenergético para producir energía eléctrica será diferente al de una microcentral para uso directo de la fuerza motriz. Para fines de electrificación será óptimo que funcione las 24 horas, en cambio para su uso directo, solamente trabajará cuando haya demanda.

Para operar en buenas condiciones una microcentral, se deberán tener en cuenta los siguientes requerimientos:

- ***Tener en la casa de fuerza un Libro de Ocurrencias***

Se debe consignar lo sucedido a diario, como: lo ocurrido a lo largo del día, la hora de la ocurrencia, las acciones que se tomaron para contrarrestarla, el personal que participó, los materiales o repuestos que se utilizaron, la próxima fecha de mantenimiento, entre otros.

También se debe consignar las horas de funcionamiento y se deberá leer diariamente el contador en kWh, de tal manera que se pueda calcular el factor de carga con facilidad.

- ***Mantener en la casa de fuerza manuales del contratista, documentos del fabricante y del instalador***

Estos documentos deberán contener información acerca de la operación y mantenimiento de los componentes y sugerir la frecuencia del mantenimiento que se le debe hacer a la planta.

- ***Recibir capacitación en operación y mantenimiento***

El contratista está obligado de capacitar a una o más personas en operar y dar mantenimiento a la microcentral. La persona o grupo de personas adiestradas, deberá ser capaz de cumplir cabalmente con las siguientes funciones básicas:

- Poner en marcha y parar la turbina
- Escribir las ocurrencias y parámetros necesarios en el libro de registro
- Operar el suministro y reparto de la energía eléctrica
- En caso de mal funcionamiento, detectar la causa y tratar de superarla en lo posible
- Dominar el funcionamiento de los sistemas de protección y de desbloqueo de la turbina después de la reparación
- Vigilar el correcto llenado de la tubería forzada
- Poder regular el llenado de la bocatoma y de la cámara de carga
- Realizar un recorrido periódico para detectar fallas o posibles problemas
- Ser capaz de ejecutar pequeñas reparaciones eléctricas en la casa de fuerza
- Estar capacitado para proporcionar primeros auxilios en casos de accidentes

5.2 Mantenimiento de un sistema hidroenergético

Es necesario poner énfasis en el mantenimiento preventivo en la gestión de una microcentral hidroeléctrica. La viabilidad económica del diseño depende de su efectividad y cualquier tardanza en obtener ahorros debe tener un efecto significativo en las ganancias.

El estado de muchas plantas en el país demuestra que no se ha realizado mantenimiento preventivo. En muchos casos, las principales causas por las cuales los propietarios ignoran este mantenimiento es por falta de recursos financieros, de conocimientos básicos para la ejecución del mantenimiento o por la inexistencia de programas de mantenimiento.

Este capítulo enumera las acciones de mantenimiento más comunes en función de cada parte de las MCH. Asimismo, se darán recomendaciones prácticas para el efectivo cumplimiento de los programas de mantenimiento, basándose en lineamientos generales para la realización de diagnósticos de fallas.

5.2.1 Mantenimiento en bocatomas

Así como se vio en el capítulo 3, las bocatomas sirven como un área de transición entre un caudal que se puede convertir en un torrente y una corriente de agua que debe ser controlado en cantidad y calidad.

Generalmente en la época de avenidas, los ríos traen consigo grandes piedras, vegetación y arena que se deposita en la parte previa a la bocatoma; estos materiales podrían ocasionalmente bloquear la entrada del agua al canal, por lo que será necesario retirarlos.

Las rajaduras o filtraciones en la bocatoma y en sus componentes se pueden observar mejor en época de estiaje. Durante esta temporada se debe realizar los trabajos de resane; si ello no fuera posible, se puede impermeabilizar temporalmente las filtraciones con sacos de arena.

La ventana de captación es el punto donde el agua deja el río para irse por el canal. En épocas de avenida es probable que algunos materiales flotantes queden atrapados en las rejillas y bloqueen el paso del agua. Por eso se implementan rejillas a la entrada de las bocatomas para evitar la entrada de malezas o troncos, las cuales deberán ser limpiadas a diario, para prevenir atoros; también se usan pozas de decantación para que los sedimentos queden en el suelo antes de entrar a la bocatoma.

5.2.2 Mantenimiento en canales

Se deberá prever alguna forma de drenaje en canales que poseen pendiente, puesto que, en caso de lluvias torrenciales, es posible que deslizamientos de agua y tierra entren al canal e interfieran con su operación.

El encargado deberá revisar regularmente el canal; si está parcialmente obstruido por malezas, piedras o sedimentos, éstos deberán ser removidos.

Si en algún canal el agua se traslada a una velocidad mayor que la velocidad designada, podría erosionarse, y si el agua se traslada a una velocidad menor, el canal tiende a sedimentar los sólidos suspendidos en el agua. Por tanto, es conveniente intentar mantener la velocidad entre los límites designados. Esta consideración debe tomarse en cuenta cuando se reparan canales sin revestimiento.

Las acciones de mantenimiento en el canal deben estar orientadas a prevenir fugas y repararlas tan pronto como ellas aparezcan. Los acueductos también deben ser inspeccionados en sus soportes y estructura en general, cualquiera que sea el material del que están fabricados.

5.2.3 Mantenimiento en desarenadores

El desarenador determina el deterioro por erosión del rodete de la turbina, mucho más en las de tipo Francis. En el desarenador la velocidad del agua es disminuida, permitiendo que las partículas en suspensión caigan al fondo.

Los sedimentos recolectados deben ser expulsados con cierta periodicidad mediante la apertura de una compuerta de purga, de lo contrario se seguirán acumulando hasta que algún exceso pase a la turbina. Durante la temporada de lluvia la frecuencia de vaciado del desarenador deberá ser mayor.

Aparte de la limpieza de sedimentos, el desarenador requiere poco mantenimiento, como la ocasional reparación de la mampostería que podría ejecutarse durante los periodos secos del año. Las guías y accesorios de la compuerta de purga podrían requerir lubricación cada cierto tiempo, dependiendo de su diseño.

5.2.4 Mantenimiento en cámaras de carga

La cámara de carga es el punto donde se conecta la tubería forzada al canal de conducción. En algunas MCHs junto a la cámara de carga hay un desarenador. La cámara de carga está compuesta por una rejilla, un rebosadero y, en ocasiones, una válvula para controlar el paso de agua a la turbina.

La rejilla necesita limpieza. La frecuencia dependerá de la cantidad de materiales flotantes que el agua traiga consigo. Debe cuidarse que el único elemento que pase a la turbina sea el agua, cualquier otro objeto, podría causar la disminución de la potencia si se queda atorado en un intersticio de la turbina.

Los desfuegos y rebosaderos que forman parte de la cámara de carga también deben ser inspeccionados en sus soportes y estructura para detectar daños que podrían ocurrir con el tiempo, como es el caso de las rajaduras o deslizamientos de la cimentación.

5.2.5 Mantenimiento en tuberías

Las tuberías de acero requieren poco mantenimiento, no obstante algunas veces las uniones de los tubos pueden gotear. Tratándose de uniones espiga-campana, éstos pueden

solucionarse rápidamente con soldadura de plomo; y en el caso de bridas empernadas, sólo se ajustarán los pernos, y si persistiera la fuga, se revisará el estado de la empaquetadura, así como las juntas de dilatación.

La corrosión es un problema común en las tuberías de acero que se puede presentar en forma generalizada o localizada. En ambos casos se debe hacer una minuciosa limpieza de la superficie con cepillos de cerdas de acero, solventes químicos o arenado. Una capa de pintura anticorrosiva sobre el metal puede ayudar a extender el tiempo de vida de la tubería.

En tuberías viejas no es recomendable retirar las formaciones calcáreas del interior de los tubos debido a que se puede reducir sustancialmente el espesor y provocar el consecuente debilitamiento del material.

Las tuberías de plástico PVC no deben exponerse a los rayos solares debido al prematuro envejecimiento que los rayos ultravioleta provocan en el PVC. Se recomienda que las tuberías se instalen en zanjas cubierta en su totalidad con tierra que las protege de golpes que podrían romperlas con facilidad.

Es sumamente importante inspeccionar el estado de los anclajes y soportes, considerando la presencia de drenajes laterales para conducir aguas de lluvia que de otro modo podrían socavar el terreno provocando inestabilidad y, en casos extremos, deformación y hasta rotura de la tubería.

5.2.6 Mantenimiento en válvulas

Al final de la tubería se instalan las válvulas, en la mayoría de los casos en la casa de fuerza. Estas tienden a presentar fugas de agua por la prensaestopa, lo cual no significa mayor problema, porque bastará ajustar el sello o cambiar la empaquetadura del mismo. El ajuste del sello debe realizarse hasta que el agua deje de salir, un ajuste mayor dificulta el libre accionamiento y lo que es peor, provoca desgaste localizado del eje o vástago de accionamiento.

Estas válvulas están diseñadas para trabajar en una posición determinada, puede ser cerrada o abierta, pero nunca en posición intermedia debido al desgaste prematuro del elemento obturador y las fuertes pérdidas de carga que producen en esta posición.

Si la válvula no cierra herméticamente, es debido a que los asientos del obturador y el asiento se han desgastado (erosionado) por lo que se debe desmontar para que en el taller se proceda a realizar la recuperación de forma, mediante soldadura de relleno y torneado correspondiente.

5.2.7 Mantenimiento en turbinas hidráulicas

En nuestro medio los tipos de turbinas que se encuentran con frecuencia son: Pelton, Francis y Michell Banki.

Si el agua se mantiene limpia, las turbinas necesitarán poco mantenimiento. Si se incrustara en el interior de la turbina algún objeto, será necesario desmontar los inyectores de la turbina Pelton o retirar la tapa de inspección de las turbinas Francis o Michel y extraer el objeto, como ocasionalmente ocurre en las turbinas Francis con lo cual se recuperará la potencia de la turbina.

Otro punto de especial cuidado son los rodamientos o apoyos del eje se debe estar alerta ante la ocurrencia de ruidos extraños o sobrecalentamiento, pues estos son indicadores que algo está mal.

De otro lado, el desgaste de los rodets y elementos directrices del agua ocurren a lo largo del tiempo, por lo que será necesario realizar una inspección anual rigurosa que proporcione información acerca de cuál es el avance del desgaste. Esta es la forma más adecuada de controlar el desgaste y tener suficientes criterios para programar una reparación general.

Si la turbina se encuentra equipada con algún elemento de parada automática o protección por sobretensión en los cojinetes, falta de agua de refrigeración en los mismo, sobre velocidad, rotura de la faja de transmisión al péndulo del regulador, bajo nivel de aceite o por alguna otra causa, se debe realizar una prueba de funcionamiento anual, para lo que habrá que simular la ocurrencia de la falla y verificar el correcto funcionamiento del sistema.

5.2.8 Mantenimiento en acoplamientos, rodamientos y fajas

Los acoplamientos están conformados por ejes, poleas, fajas y rodamientos. Este tipo de acoplamiento conocido como acoplamiento indirecto requiere ser inspeccionado con frecuencia, con el fin de detectar vibraciones a causa de desalineamiento, tensiones excesivas de fajas y ajuste de pernos de sujeción del templador.

La faja debe ser tensada de acuerdo a las recomendaciones del fabricante, el que recomienda una máxima flecha de deformación al ser aplicada una fuerza determinada que a su vez depende del tipo de faja.

El alternador está acoplado directamente a la turbina en algunos casos, por lo que lleva el nombre de acoplamiento directo. Este tipo requiere muy poca atención, siendo conveniente la realización de inspecciones periódicas con el fin de revisar el ajuste de los pernos de acople.

Existen dos tipos de rodamientos, los antideslizantes y los de rodadura. Los primeros se pueden observar con frecuencia en máquinas antiguas y están conformados por una pista de material antideslizante (conocido comercialmente como *babbit*) en la que gira el propio eje; estos rodamientos trabajan en baño de aceite y los de grandes dimensiones están provistos de sistemas de refrigeración y lubricación forzada.

Los rodamientos antideslizantes requieren una inspección con regular frecuencia, para verificar que el área de asentamiento en la pista sea la mayor posibilidad.

5.2.9 Mantenimiento en reguladores

La función del gobernador o regulador de velocidad es mantener la velocidad constante de la turbina a pesar de las fluctuaciones de potencia. Mediante dispositivos mecánicos estos reguladores abren o cierran una válvula o distribuidor de la turbina, variando así el caudal de ingreso.

Los reguladores deben ser inspeccionados diariamente para verificar el estado y tensión de las fajas, y que los mecanismos de mando como articulaciones, levas, bielas, etc, se mantengan adecuadamente lubricados.

Los reguladores tienen varios puntos de ajuste en su interior, que no deben ser modificados sin contar con la literatura del fabricante o bajo la participación de una persona competente en el tema. Cualquier modificación en su ajuste podría derivarse en un funcionamiento inestable o en diferencias en la velocidad de marcha de la turbina.

Los reguladores tienen varios puntos de ajuste en su interior, que no deben modificarse sino se cuenta con la literatura del fabricante o bajo la participación de una persona competente en el tema.

La mayoría de estos reguladores trabajan con presión de aceite, por cuanto es necesario inspeccionar el nivel del mismo y el estado para programar su cambio, cuidando de usar el tipo de aceite recomendado por el fabricante del equipo.

Los reguladores de velocidad, al igual que los de carga tienen por objeto mantener constante la frecuencia del alternador. Estos reguladores son conectados eléctricamente al alternador y mantienen una carga constante (manteniéndose igual potencia en la turbina), derivando la parte de la carga del alternador que no es consumida por la carga principal hacia un tanque de resistencias.

Este tipo de regulador requiere muy poco mantenimiento. Habrá que verificar la adecuada circulación de agua por el tanque de resistencias también que la ventilación al interior del regulador no sea bloqueada. Dependiendo del ambiente, cada cierto tiempo habrá que limpiar de polvo el interior del regulador revisar el ajuste de los pernos y tuercas de los puntos de conexión.

5.2.10 Mantenimiento en el alternador, equipamiento eléctrico y línea de transmisión

La energía eléctrica se produce en el alternador, también conocido como generador, en el cual podemos distinguir básicamente dos partes: rotor y estator.

Es necesario realizar frecuentes inspecciones del alternador, debiendo poner especial atención en detectar la presencia de polvo, humedad o grasa en su interior, por los efectos perjudiciales que pueden tener sobre las bobinas del estator y del rotor. Igual atención requiere el estado de las escobillas o carbones del colector, el desgaste del mismo y la limpieza del polvo que dejan los carbones al desgastarse. Estas escobillas deben ser limpiadas y asentadas con papel lija fino aproximadamente cada 1,000 horas de funcionamiento.

En los alternadores modernos autorregulados y sin escobillas la excitatriz trifásica se encuentra dispuesta directamente dentro del armazón del rotor, unos diodos rectificadores se encargan de transformar la corriente alterna en corriente continua de excitación. Un regulador de voltaje de estado sólido se encarga de que, cuando varíe la carga, la tensión de salida no varíe en más del 2%.

La limpieza de los bobinados puede realizarse introduciendo a presión un solvente dieléctrico. Esta maniobra debe ser realizada por una persona capacitada en este tipo de acciones.

Hay que tener en cuenta que cuando no se indica el tiempo de recambio de los rodamientos, se puede considerar como una referencia límite entre 30,000 y 50,000 horas de funcionamiento.

El engrase se puede realizar cada 300 horas y el recambio de grasa cada 3,000 horas. Se recomienda no exceder estos límites. Un borne flojo se convierte en una alta resistencia lo que puede ser causa de un quemado del bobinado de fase.

Cuando se tenga bajos niveles de aislamiento por humedad, en el estator de los alternadores autorregulados se hará circular una corriente igual al 20% de la corriente nominal del bobinado estático (resistencia del bobinado $\approx 0.5 \Omega$), para lo cual habrá que conectar una batería por el lapso de una hora y una resistencia de 2 ohmios en serie, como se muestra en la siguiente figura:

Es importante que el interruptor de salida del alternador esté dimensionado para la corriente nominal del alternador. En el caso de que el interruptor esté equipado de bobinas de disparo, se debe verificar que estas bobinas estén graduadas para actuar a la corriente nominal del alternador, y así evitar sobrecargas.

La verificación del desbalance de cargas, es otra acción importante de mantenimiento. Los alternadores autorregulados permiten un desbalance de carga del 25%, por lo que periódicamente habrá que medir la corriente de fase en el alternado. Ejemplo: si se trata de un alternador de corriente nominal de 100 amperios, entonces las corrientes de fase podrían mostrar los siguiente valores

Tabla 5.2: Valores de corriente de cada fase

Fase 1 (A)	Fase 2 (A)	Fase 3 (A)	
100	75	100	OK !
75	100	75	OK !
125	100	100	NO !
100	50	70	NO !

En caso de obtener valores como los de las dos últimas filas del ejercicio, habrá que proceder a realizar una redistribución o reconexión de cargas por fase hasta conseguir valores aproximados a los recomendados.

En antiguas microcentrales es común ver que el alternador esté conectado eléctricamente con un tablero de control, en el que se encuentra una serie de instrumentos de medición, mando, señalización y protección, que sirven precisamente para controlar la marcha del equipo electromecánico.

Así, en el tablero podemos distinguir en primer lugar el interruptor principal, que requiere poca atención: bastará con retirar el polvo de acuerdo a las condiciones del ambiente, asentar los contactos fijos y móviles y verificar la actuación correcta del mecanismo de sobrecorriente si lo hubiera.

También se pueden apreciar una serie de instrumentos de medición de una sola vida, los cuales no requieren ningún tipo de mantenimiento, pues cuando se malogran deben cambiarse.

El calentamiento en la línea de transmisión debe ser minuciosamente inspeccionado, asimismo, si algunas ramas de árboles tocarán las líneas, deben ser cortadas periódicamente.

En el caso de los transformadores, es necesario verificar el nivel de aceite y el estado de los deshumedecedores (filtros con silicagel). También es importante verificar la existencia de avisos que adviertan sobre la presencia de alta tensión.

5.3 Repuestos y herramientas para mantenimiento

Muy bien, hasta aquí hemos descrito muchas acciones de mantenimiento y algunos criterios para su mejor ejecución; sin embargo, no se llevaría a cabo sin la existencia de un stock mínimo de repuestos y herramientas en la microcentral.

Todos los repuestos y herramientas necesarios, deben ser especificados desde el comienzo del proyecto por el ingeniero encargado del diseño de la planta y suministrados por el fabricante de los equipos el contratista encargado de la ejecución de la obra.

La tabla 5.3 nos muestra los repuestos y herramientas mínimos indispensables en una microcentral para generación de energía eléctrica:

Tabla 5.3: *Relación de repuestos y herramientas indispensables en una MCH*

REPUESTOS	HERRAMIENTAS
✓ Aceite o grasa lubricante	✓ Destornilladores y alicates
✓ Fajas en V	✓ Juego de llaves diversas
✓ Cojinetes de rodillos	✓ Extractor de rodamientos
✓ Cojinetes de bolas	✓ Aceitera
✓ Regulador automático de tensión (AVR)	✓ Sierras y martillos
✓ Diodos rectificadores diversos	✓ Utiles de limpieza de rejillas
✓ Fusibles diversos	✓ Utiles de excavación
✓ Pedazos de tubería	✓ Probador de tensión
✓ Pintura para tubería	✓ Linterna de mano
✓ Aceite multigrado	
✓ Empaquetaduras diversas	

Ejercicio 9:

Una tarea importante de los técnicos es explicar al usuario acerca de un sistema hidráulico, cómo debe operarlo y darle mantenimiento. Practique esta tarea. Divida la clase en grupos de 4 personas. En cada grupo deberá contar con 2 “usuarios” y 2 “técnicos”. Los usuarios desconocen el tema y no saben nada acerca de asuntos técnicos. Los técnicos deberán explicarles cómo opera el sistema y qué es lo que tienen que hacer. Para este ejercicio se puede usar el primer manual de mantenimiento. *Duración: 10 a 15 minutos.*

6 LAS BOMBAS DE ARIETE HIDRÁULICO

6.1 Introducción

La bomba de ariete hidráulico (BAH) aprovecha una caída de agua para producir, por medio del cierre de válvulas, el fenómeno del golpe de ariete. Así, un caudal de agua es impulsado a niveles mayores al de partida. Este tipo de bomba se adapta a las condiciones morfológicas e hidrológicas del Perú. Es de bajo costo de fabricación, no tiene costos de operación y trabaja con buena eficiencia gracias a su fácil regulación.

Estas bombas son máquinas sencillas, que no necesitan otro tipo de suministro adicional de energía que una caída de agua con que es alimentada, y cuyo funcionamiento es completamente automático y continuo, ya que pueden trabajar día y noche sin interrupción.

Sus aplicaciones varían conforme a las instalaciones individuales, pudiendo usarse para:

- Provisión de agua a casas y pequeñas poblaciones
- Elevación de agua a casas con niveles mayores a un piso y edificios
- Bebederos de ganado
- Riego de plantaciones
- Prevención de sequías
- Criadero de peces
- Lombricultura, etc.

Si se desea mayor cantidad de agua, puede utilizarse una batería de arietes, es decir, arietes en paralelo con su respectiva tubería de alimentación y con una sola tubería de descarga. También puede utilizarse bombas en serie para elevar el agua a alturas mayores que la máxima permitida por una sola bombas.

6.2 Dimensiones

Las dimensiones de las BAH están estandarizadas y se consideran once tamaños. La dimensión característica que permite distinguir entre modelos, corresponde al *diámetro nominal en pulgadas de la tubería de alimentación*. La tabla 6.1 muestra algunas de estas dimensiones.

Tabla 6.1: Dimensiones estandarizadas de la bomba de ariete (BAH)

TAMAÑO DE LA BOMBA (pulg)	ϕ EXTERIOR TUB. ALIMENTACION (mm)	ϕ CUERPO DE LA BOMBA (pulg)	ϕ TUBERIA DE DESCARGA (pulg)
BAH 1 ¼	42	2	1/2
BAH 1 ½	48	2 ½	3/4
BAH 2	60	3	1
BAH 2 ½	73	4	1
BAH 3	88.5	6	1 ½
BAH 4	114	8	2
BAH 6	168	10	3
BAH 8	219	12	3
BAH 10	273	14	4
BAH 12	323	16	5
BAH 20	403	20	10

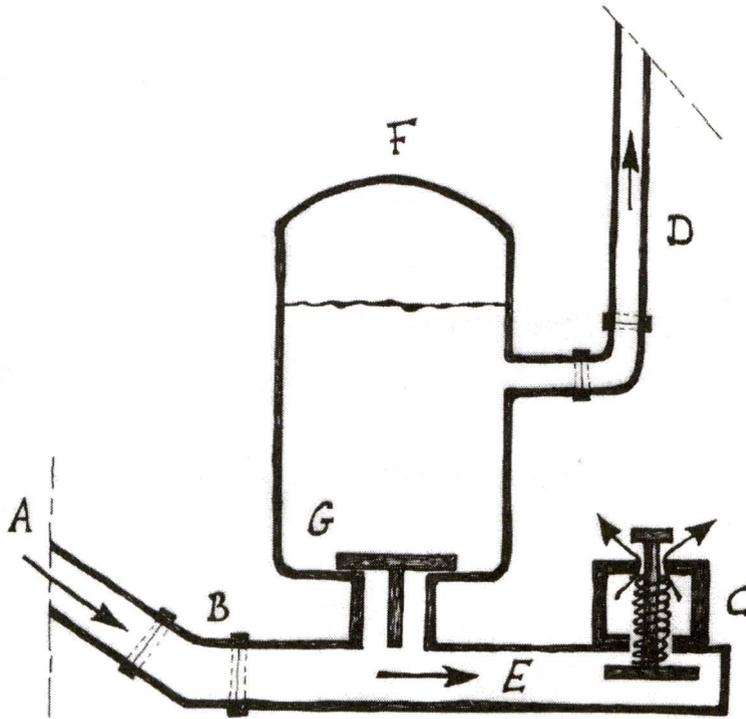
6.3 Componentes

Un sistema de bombeo por golpe de ariete tiene los siguientes componentes básicos (ver figura 6.1):

- *Fuente de alimentación (U)*: embalse o depósito que suministra un caudal de agua a la bomba.
- *Tubería de alimentación (A – B)*: conectada en su extremo superior a la fuente de alimentación.
- *Caja de válvulas (E)*: conectada al extremo inferior de la tubería de alimentación, que contiene dos válvulas automáticas.
- *Válvula de derrame (C)*: que se abre hacia abajo y está provista de un resorte helicoidal.
- *Válvula de descarga (G)*: que se abre hacia arriba.
- *Acumulador (F)*: ubicado sobre la válvula G.
- *Tubería de descarga (D)*: unida a la parte inferior del acumulador F.
- *Válvula de aire (J)*: ubicada entre la caja de válvulas E y el acumulador F, pero siempre por debajo de la válvula de descarga.
- *Dispositivos de conexión y sujeción*: como válvulas, pernos, anclajes y otros.

Para entender correctamente el funcionamiento de una BAH, se deben estudiar tres componentes básicos: la válvula de derrame **C**, la válvula de descarga **D** y el acumulador **F**.

Figura 6.1: Componentes de la Bomba de Ariete



6.3.1 La válvula de derrame (C)

Es el componente más importante de una BAH. Proporciona el golpe de ariete necesario para bombear el agua y permite regular la capacidad de la bomba, modificando la carrera de su vástago y las fuerzas que actúan sobre ella.

6.3.2 La válvula de descarga (G)

Esta válvula evita que el agua bombeada regrese a la bomba después de cada ciclo de trabajo. El caudal que circula por ella es menor al de alimentación y, en el mejor de los casos, será la mitad. Por esto el área de la válvula de descarga es menor que el de la válvula de derrame.

6.3.3 El acumulador (F)

Es una cámara de aire en cuyo interior un volumen de aire se comprime y amortigua la onda de presión que genera el golpe de ariete. Si el acumulador se llena totalmente con agua, el ariete golpeará fuertemente, pudiendo producirse su rotura.

El nivel de agua en el acumulador desciende y asciende a lo largo del ciclo de trabajo, variando entre valores V_{\min} y V_{\max} . La diferencia de estos valores representa la cantidad fluctuante de agua en el acumulador. La compresión y dilatación se producen de forma casi isotérmica. Debido a lo cíclico del trabajo del acumulador, pueden ocurrir fenómenos de resonancia.

El volumen del acumulador se obtiene de:

$$V_{ac} = V_m + \frac{U}{2} \quad (6.1)$$

Donde: V_{ac} volumen del acumulador, m^3
 V_m volumen medio del acumulador, m^3
 U cantidad fluctuante de agua en el acumulador, m^3

Además:

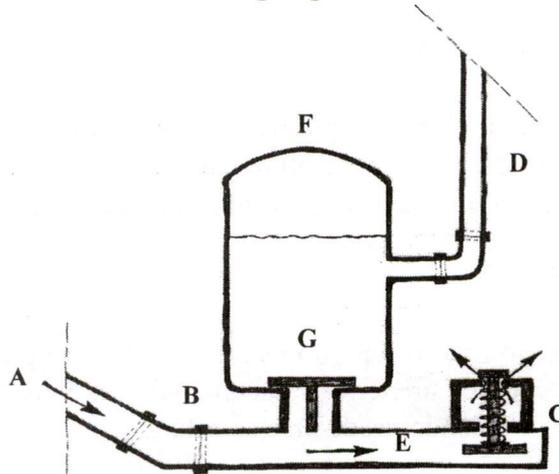
$$U = 60 \frac{q}{\text{gpm}} \quad (6.2)$$

Donde: q caudal de descarga, m^3/s
 gpm número de golpes por minuto en la bomba

6.4 Funcionamiento de la BAH

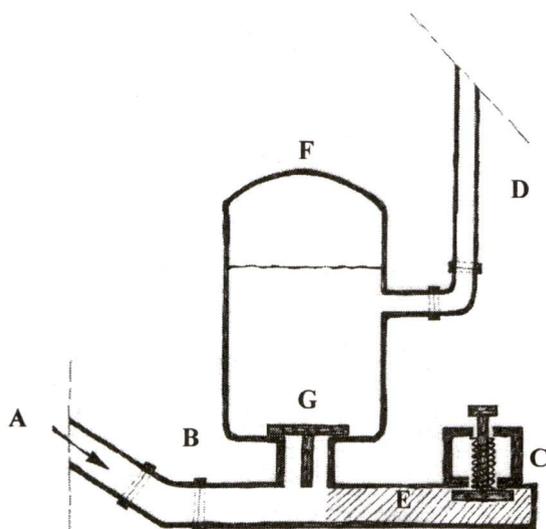
El ciclo se inicia cuando el agua de alimentación U penetra en la caja de válvulas E (figura 6.1) por medio de la tubería de alimentación $A - B$. Las válvulas de derrame C y de descarga G están en esos momentos cerradas por la presión del agua en C debido a la altura H y en G debido a la altura h . Si se abre la válvula C , el agua llega alrededor del disco de la misma y se derrama por ella (figura 6.2).

Figura 6.2: *Entrada de agua por tubería de alimentación*



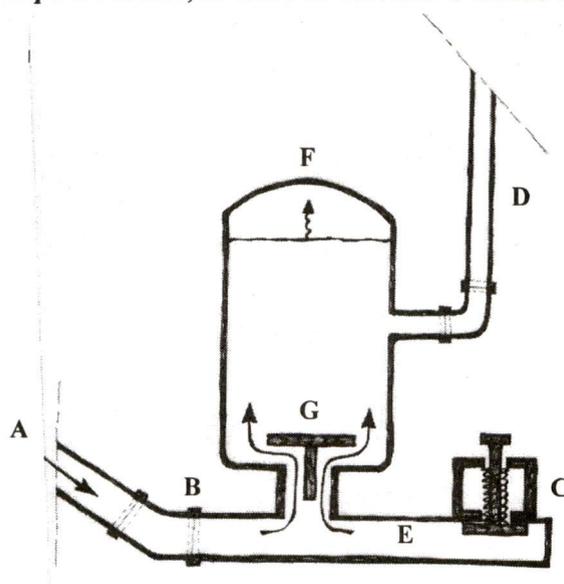
El agua empieza a acelerarse haciendo que la presión dinámica aumente rápido, hasta que, por efecto de la fuerza de arrastre, la válvula de derrame C se cierra casi instantáneamente (figura 6.3) y se mantiene así por todo el resto del ciclo, debido a la presión en la caja de válvulas E .

Figura 6.3: *Golpe de ariete, se cierra la válvula de derrame*



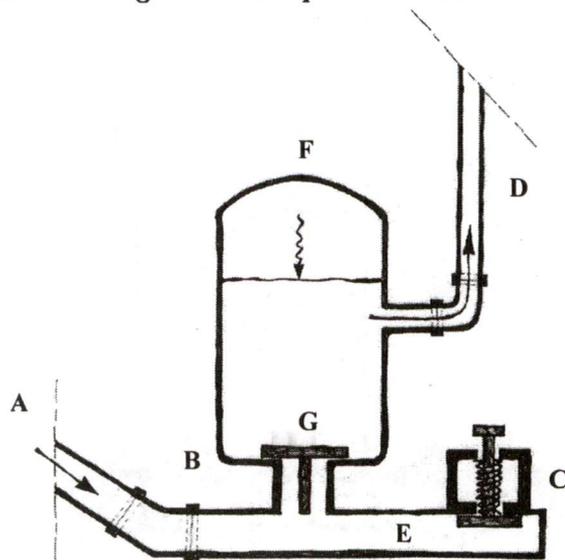
Como el agua que entra en la caja tiene una velocidad considerable, se produce una percusión o *golpe de ariete hidráulico* que origina una presión alta sobre el disco de la válvula **G**, la cual se abre y se produce un alivio (figura 6.4). Esto permite que una parte del agua pase al acumulador, donde comprime el aire ahí contenido. El agua sigue fluyendo en su interior hasta que la presión reduzca la velocidad a cero. Entonces la válvula **G** se cierra aprisionando el volumen de agua que penetró y que por efecto de la elasticidad del aire, es impulsada a través de la tubería de descarga **D** hacia el reservorio.

Figura 6.4: *Golpe de ariete, se abre la válvula G hacia el acumulador*



Cerrada la válvula **G**, la depresión oscilatoria (velocidad negativa) del golpe de ariete hace descender la válvula **C**, la cual se abre y permite que el agua se derrame fuera de la caja de válvulas. En este instante, la válvula **C** empieza a cerrarse por efecto del arrastre del líquido, con lo que se repite el ciclo de trabajo (figura 6.5).

Figura 6.5: *El agua se eleva por la tubería de descarga*

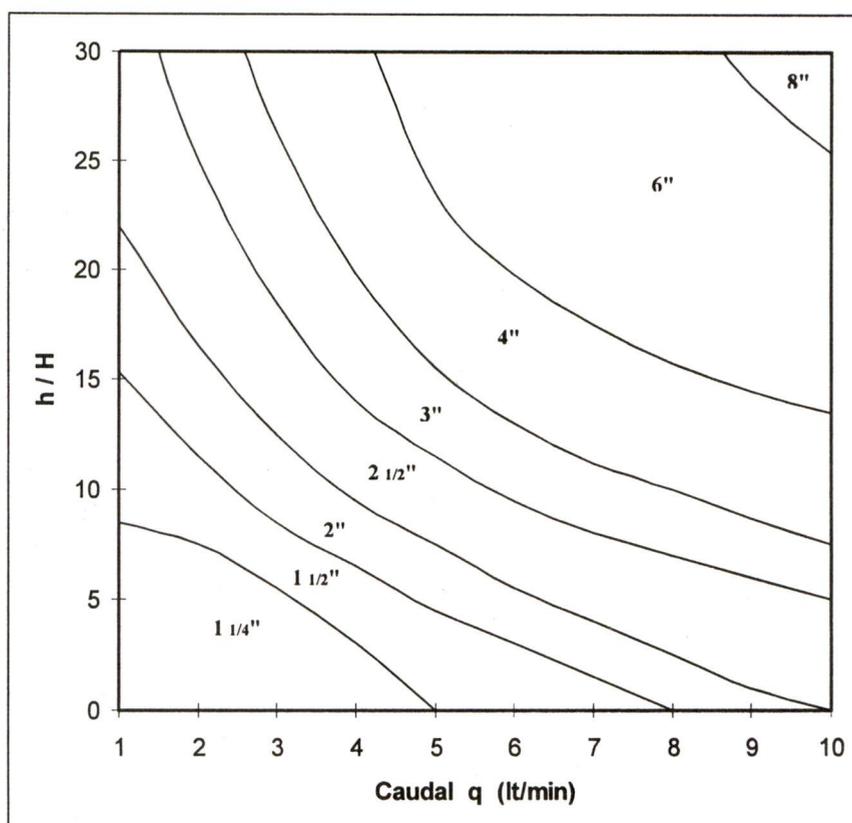


El aire del acumulador **F**, que permite elevar el agua y regularizar su velocidad en la tubería de descarga **D**, se va disolviendo en el agua, y para evitar que, por su desaparición, el ariete deje de funcionar, es necesario renovarlo, manteniendo un cierto volumen. Este es el papel de la válvula de aire **J**, que está cerrada durante todo el ciclo, excepto en el instante en que aparece la presión negativa en el fluido. En ese momento se abre para admitir una pequeña cantidad de aire.

Para conseguir que el aparato funcione automáticamente, sólo se tiene que accionar el vástago de la válvula **C** abriéndola y cerrándola varias veces. Luego de breves instantes, la bomba operará automáticamente. Para interrumpir su trabajo, es suficiente detener el vástago de la válvula de descarga **C**, durante un momento, al cabo del cual la bomba se habrá detenido.

Las curvas características que aparecen a continuación, son el resultado de pruebas experimentales realizadas en la Universidad Católica del Perú, en su Laboratorio de Energía. Corresponden a los seis tamaños más pequeños: 1 ¼" y 4". El caudal de descarga q está en relación al cociente h/H (altura de descarga/altura de alimentación).

Figura 6.6: *Curvas características de BAH pequeños*



6.5 Condiciones de operación y capacidad

6.5.1 Altura de alimentación (H)

Es la diferencia de nivel entre la fuente de alimentación U y el nivel del asiento de la válvula de derrame C . Esta altura permite el golpe de ariete. Existen valores máximos y mínimos que limitan esta altura:

$$1 \text{ m} \leq H \leq 30 \text{ m}$$

6.5.2 Caudal de alimentación (Q) y caudal de descarga (q)

El caudal mínimo que se requiere para producir el golpe de ariete será de 5 l/min.

$$Q \geq 5 \text{ l/min}$$
$$q \leq 450 \text{ l/min}$$

En la actualidad se pueden impulsar caudales hasta de 600 m³/día y llegar hasta alturas de descarga mayores que 300 m.

6.6 Mantenimiento

Todo el conjunto tiene un total de tres elementos móviles:

- La válvula de derrame
- La válvula de descarga
- La válvula de aire

La posibilidad de que algunas de estas partes se malogre es muy reducida. Sin embargo, existen algunas fallas y sus respectivas soluciones detalladas a continuación:

Tabla 6.2: *Lista de solución de posibles fallas*

POSIBLES FALLAS	CAUSA	SOLUCIÓN
No se logra arrancar la bomba, debido a que no se autogeneran los golpes después del primero	El problema radica en la carencia de contrapresión en el acumulador.	Cerrar completamente la tubería de descarga. Luego, en forma manual, se debe provocar unos 5 a 10 golpes, al cabo de los cuales la máquina funcionará en forma automática.
A pesar de que la bomba funciona correctamente, la presión y el caudal de agua son mucho menores a lo normal	Una cantidad de aire se ha acumulado en la cámara hidráulica. Este se comprime y descomprime consumiendo potencia que se podría aprovechar para el bombeo.	Se debe abrir el conducto de purga de la cámara hidráulica hasta que no quede nada de aire.
Partículas extrañas ingresan a la bomba		Se intenta extraerlas por los conductos de purga o por la válvula de descarga. Si no es posible, se desmontan las uniones roscadas o embridadas

6.7 Elementos para el estudio de factibilidad

Seguidamente se presenta un ejemplo de cartilla que servirá como guía para futuras construcciones de BAHs. Aquí se han previsto todos los rubros que se deben tener en cuenta.

Tabla 6.3: Cartilla para presupuesta de Bombas de Ariete de 4 pulgadas

A	¿Cuál es la caída?	H_{alim} (m)
B	¿A qué altura se desea bombear?	H_{desc} (m)
C	¿A qué distancia se desea bombear?	I_{desc} (m)
D	Relación de alturas = B/A	h / H
E	Longitud de alimentación: Si $h/H < 6$, $L_{alim} = 3 H_{alim}$ ($E = 3A$) Si $10 < h/H < 6$, $L_{alim} = 4 H_{alim}$ ($E = 4A$) Si $h/H > 10$, $L_{alim} = 5 H_{alim}$ ($E = 5A$)	L_{alim} (m)
F	Longitud de descarga = C	I_{desc} (m)
G	Precios unitarios material: Bomba BAH de 4"	US\$
H	Tubería de alimentación $d = 4''$ Std	US\$/m
I	Tubería de descarga $d = 2''$ PVC \times 5mt	US\$/Tub
J	Costo de tuberías del sistema: Tubería alimentación = $H \times E$	US\$
K	Tubería de descarga = $I \times F$	
L	Cálculo costo de instalación: Bomba = $0.1 \times G$	US\$
M	Tubería alimentación =	
N	Tubería de descarga = $0.1 \times K$	
O	Costo total de instalación = $L + M + N$	US\$
P	Costo total del sistema: De bombeo = $G + J + K + O$	US\$

Ejercicio 10:

Se tiene una altura de caída de $H = 3$ m y se desea elevar 7 l/min hasta una altura de $h = 25$ m. Calcule el tamaño necesario de la bomba.

Ejercicio 11:

Se desea bombear 200 l/min de agua desde una altura de 6 m hasta 68 m sobre el nivel de la fuente de alimentación. Calcule el tamaño necesario de la bomba.

7 RIOGENERADORES

7.1 Introducción

Hasta el momento no se han encontrado saltos o cascadas importantes en nuestra Selva Baja. Tampoco reconocimientos aerofotogramétricos permitirían revelar pequeñas cascadas, debido al alto follaje que aplana el relevamiento e impide notar los saltos existentes.

Se debe tener en cuenta que los saltos que pudieran descubrirse, estarían lejos de los centros poblados y, por consiguiente, se necesitarían grandes inversiones. La única tecnología aplicable en esta zona, aún en etapa de desarrollo tecnológico, es la de las turbinas flotantes, con anclaje en el río, que utilizan la energía cinética de las aguas. Necesitan tan solo de una caída mínima de agua. Respecto a sus componentes, se puede utilizar material local para sustituir a las piezas más delicadas (aspas).

7.2 Explotación de las aguas fluviales

Los cursos de los ríos sin mucha caída permiten producir potencias algo moderadas, no comparables con las grandes hidroeléctricas o las corrientes marinas, debido a las pequeñas dimensiones de los equipos de generación que se pueden instalar en el cauce de los ríos.

Por eso es necesario desarrollar sistemas simples y no muy caros, con la finalidad de hacer frente a pequeñas demandas de energía en áreas aisladas o lejanas de la red interconectada; también para utilizar su energía directamente como fuerza motriz al eje de la máquina. El parámetro determinante para la eficiencia de la planta será la velocidad de la corriente.

En general, las corrientes presentan valores moderados (mayores de 1 m/s). Hay que evaluar la posibilidad de instalar, a lo largo del río, obras civiles de obstrucción para acrecentar la velocidad de la corriente y poder aprovechar más eficientemente la carga hidrostática útil.

Los programas realizados en este campo se deben principalmente a la "Aero Viroment Inc." (EE.UU.) y a la "Nova Energy Ltd." (Canadá), que se interesan en general a sistemas de producción de energía eléctrica, y a la ITDG (Gran Bretaña), que ha concentrado su interés en soluciones que prevén el empleo directo de la energía mecánica disponible al eje del rotor de la máquina.

7.3 Tipos de maquinaria y principio de funcionamiento

A continuación se exponen los tipos más importante de posibles instalaciones de maquinarias para explotación de corrientes de agua fluviales. Nuestro interés se concentra en los dos tipos siguientes:

- máquinas de bulbo con eje del rotor paralelo a la dirección de la corriente fluida (figura 7.1)

- máquinas con paletas de perfil alar y eje del rotor perpendicular a la dirección de la corriente fluida (figura 7.2 a, b)

Las primeras, más elaboradas y de construcción compleja, trabajan con valores de rendimiento comparables con los rendimientos de sistemas térmicos y permiten obtener potencias de salida y producción de energía eléctrica significativas.

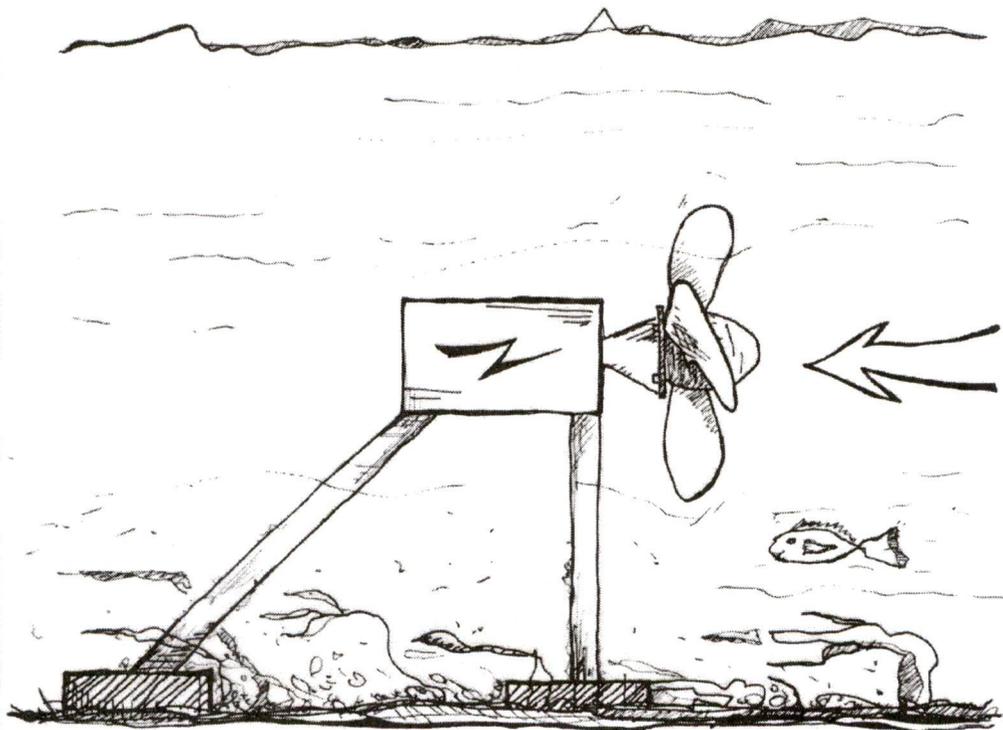
Las otras, más simples bajo el punto de vista técnico, presentan menores costos de producción, pero, debido a que funcionan con menores rendimientos, permiten obtener potencias más moderadas. Debido a su simple construcción y a su bajo costo, tanto de la maquinaria como de instalación, puede acoplarse directamente al usuario.

7.3.1 Maquinas de bulbo

El sistema básico ha sido elaborado según los conocimientos alcanzados en la etapa de realización de las plantas de gran tamaño estudiadas en el ámbito del Proyecto Coriolis americano².

La máquina (vea la figura 7.1) consiste en una turbina dispuesta dentro de un conducto y en una envuelta de bulbo que contiene el dispositivo de transmisión del movimiento y el generador eléctrico.

Figura 7.1: *Turbina de bulbo*



² El Programa Coriolis fue ejecutado en 1973, con el objeto fundamental de estudiar y realizar un sistema para producir energía eléctrica de las corrientes marinas, por medio de un grupo de turbinas de amplio conducto de entrada ancladas en alta mar.

El conducto es del tipo Venturi y sirve para acrecentar la velocidad axial del flujo de aguas arriba del rotor (con consiguiente aumento del caudal y de la potencia a obtener) así como para reducir la velocidad del flujo mismo de aguas abajo de la turbina. Sobre las paredes internas, a la boca de salida, se forma un gradiente opuesto de presión (aumento) con fuerzas hidrodinámicas localizadas tan solo sobre la estructura pasiva; sobre las palas en ménsula disminuye la carga por unidad de caudal.

La localización de las fuerzas sobre la parte pasiva es muy importante en las aplicaciones de baja carga hidrostática que necesitarían palas en ménsula de grandes dimensiones y muy cargadas.

La presión sobre las paredes internas del conducto aguas abajo, tiende además a desprender la capa límite de las paredes mismas. Tal desprendimiento se evita por medio de hendiduras anulares que introducen fluido externo a presión más elevada restableciendo y suministrando energía al fluido retardado dentro de la superficie de la capa límite.

El rotor está constituido por un equipo de dos palas con perfil alar; se prevén palas estáticas que soportan el bulbo y permiten también eliminar en parte la vorticidad.

7.3.2 Máquinas de eje perpendicular a la dirección de la corriente

En estas máquinas, el eje del rotor puede ser tanto vertical como horizontal, pero siempre perpendicular al flujo de la corriente (vea la figura 7.2 a y b). Note que sobre el cuerpo del rotor se encuentran montadas 3 ó 4 palas de perfil alar.

El principio de las turbinas de eje vertical ya aplicado en las turbinas eólicas Darrieus (consulte también el Módulo de Energía Eólica) y en las hélices marinas de la Voith Schneider, ha sido ya estudiado y desarrollado por la Intermediate Technology Development Group (ITDG) de Gran Bretaña.

Figura 7.2a: *Rotor de eje vertical, 13.5 r.p.m. en una corriente de 1 m/s*

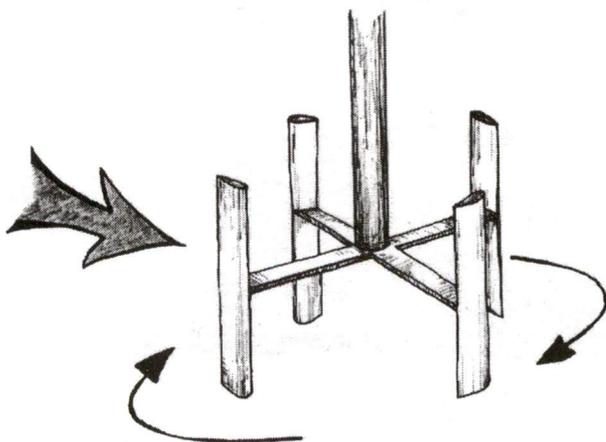
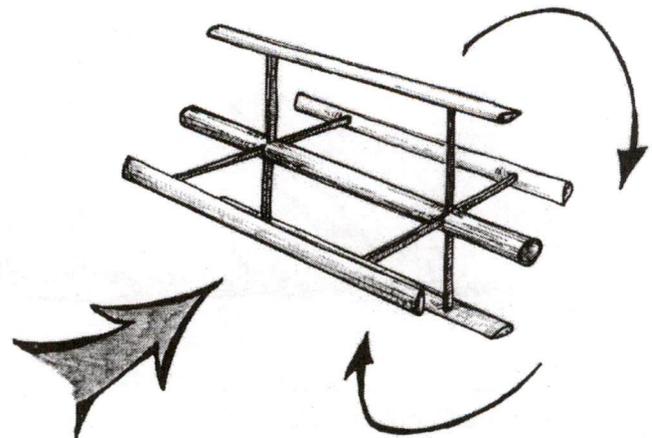


Figura 7.2b: *Rotor de eje horizontal, 32 r.p.m. en una corriente de 1 m/s*

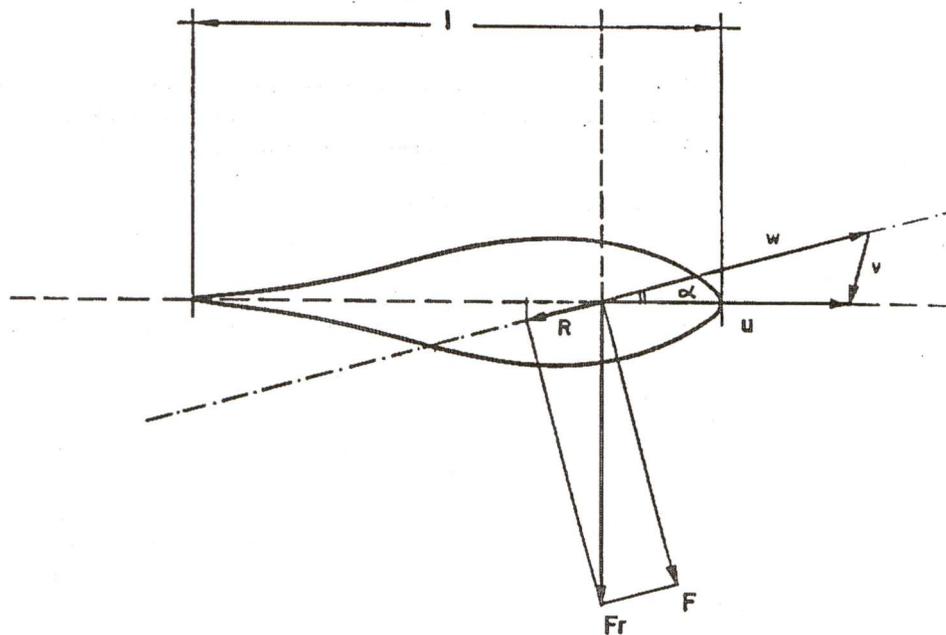


En la figura 7.3 se indican aproximadamente las velocidades y la fuerza que actúa sobre un perfil general.

Valores elevados de la longitud de las palas mejoran, en su conjunto, las características de las alas debido a que protegen la zona central del influjo de los vórtices que se encuentran en las secciones extremas.

La posición del centro de presión que se define como la intersección de la línea de acción de la resultante con la cuerda, es más adelantada con ángulos de incidencia entre 12° y 16° , y tiene tendencia a retroceder con ángulos de menor tamaño. Una apropiada localización del rayo que conecta la pala al eje determina el momento necesario para la rotación.

Figura 7.3: Fuerzas sobre un perfil general

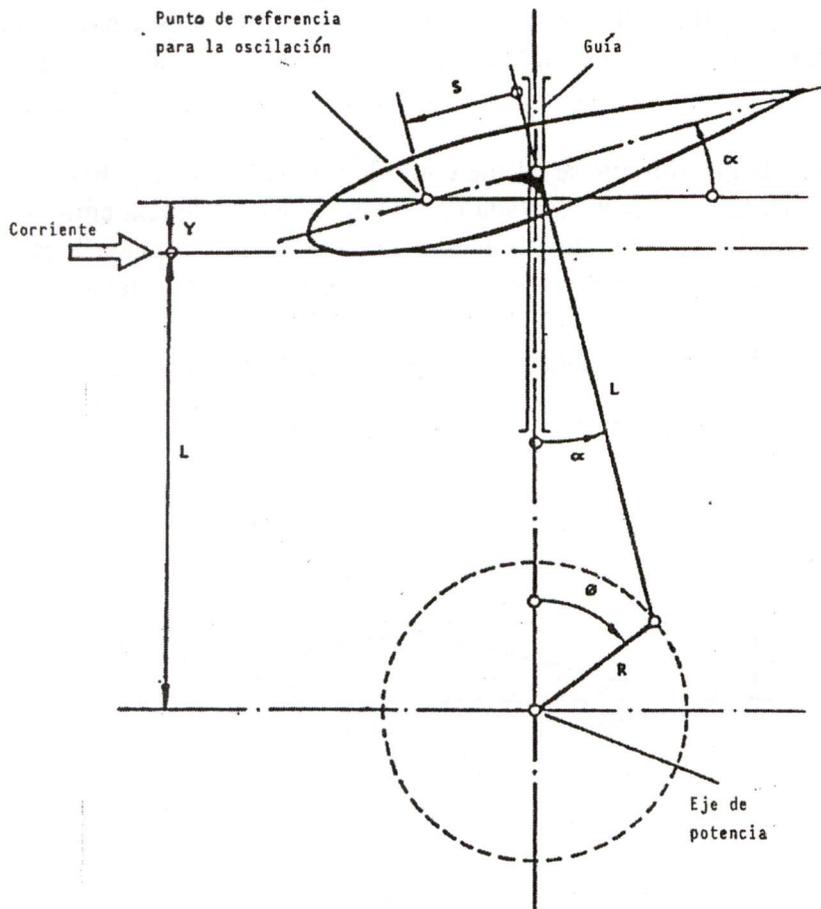


U	Velocidad periférica de rotación
V	Velocidad absoluta de la corriente
W	Velocidad relativa
α	Ángulo de ataque (incidencia)
F	Fuerza de levantamiento = sustentación
F_r	Resultante debida a la acción del agua
R	Resistencia al movimiento
l	Cuerda del perfil

7.3.3 Convertidores oscilantes de energía hidráulica (OHEC – Oscillating Hydro Energy Converter)

El principio de funcionamiento se origina de unos estudios efectuados en Inglaterra en 1923 por W. J. Duncan, el primero en realizar un dispositivo biela/manivela para explotar la fuerza cedida por un flujo de aire sobre un perfil alar oscilante (vea la figura 7.4).

Figura 7.4: Esquema del mecanismo biela/manivela para extraer energía de los perfiles oscilantes



El concepto fundamental consiste en el hecho que en las corrientes existen flujos con dirección principal y flujos superpuestos con componentes oscilantes regulares, a veces de considerable intensidad.

La energía obtenida depende de la amplitud del movimiento oscilatorio, así como de las dimensiones del perfil y de la densidad del fluido.

Como en los perfiles alares antes mencionados, existen componentes de velocidad transversal oscilantes que levantan y bajan el perfil que se encuentra vinculado por un sistema de transmisión y transforma su movimiento alternado en un movimiento rotativo. Con una serie de perfiles en cascada concentrados a una misma biela vertical, se puede aprovechar mejor, amplificándolos, los empujes dinámicos de la corriente fluida.

BIBLIOGRAFIA

1. Balance Energético 1997, Ministerio de Energía y Minas.
2. “Guía para la elaboración de pequeñas centrales hidroeléctricas”, Tsuguo Nosaki, Lima, Junio 1980.
3. “Handbook of Applied Hydraulic”, Victor D. Calvin (editor), Mc Graw–Hill Book Co., New York, 1942.
4. “Desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas–Convenio AID”, Gerencia de coordinación empresarial y electrificación provincial, distrital y rural, ELECTROPERU, Lima 1982.
5. “Micro–hydro Power, A guide for development workers”, ITDG–Stockholm Environment Institute, 1991.
6. “Mecánica de fluidos y máquinas hidráulicas”, Claudio Mataix, Harla Harper Row Latinoamericana, México 1982.
7. “Centrales Hidroeléctricas”, Grupo Formación de Empresas Eléctricas, Madrid, 1994.
8. “The Power Guide”, Wim Hulscher y Peter Fraenkel, Amsterdam, 1992.
9. “Minicentral Hidroeléctrica de Pullo y Anexos” (Tesis), Jesús D. Montoya Espinoza, UNI, Lima, 1991.
10. “Small and Mini Hydropower Systems: Resource, Assesment, and Project Feasibility”, Jack Fritz (editor), Mc Graw–Hill Book Co., New York, 1984.
11. “Micro–hydropower Sourcebook”, Allen R. Inversin, NRECA International Foundation, 1986.
12. “Diseño y construcción de Bombas de Ariete”, Grupo de Apoyo al Sector Rural (PUCP), 1996.
13. “A Manual on the Hydraulic Ram for Pumping Water” – Watt, S. B., IT Publications, 1975.
14. “Evaluación de alternativas energéticas en la Selva Baja”, Convenio Italo–Peruano, Informe Final, 1987.
15. “Water Power & Dam Construction Handbook”, 1996.
16. Convenio FONAVI–PRONAMACHCS, Ministerio de Agricultura.

ANEXO A

**DIRECTORIO DE EMPRESAS E INSTITUCIONES EN
EL CAMPO DE LA MICROHIDRÁULICA**

DIRECTORIO DE EMPRESAS E INSTITUCIONES EN EL CAMPO DE LA MICROHIDRÁULICA

PROVEEDORES DE EQUIPOS DE MICROHIDROGENERACIÓN

TECNOLOGÍA ELÉCTRICA PARA LA MINERÍA E INDUSTRIA S.A. – TEKMIN
Bartolomé Trujillo 143 – San Antonio
Tel: 445-3478, 447-4147

SERVICIOS TECNOLÓGICOS DE INGENIERÍA (S. T. I.)
Av. Manco Capac 1020 – A Wanchac – Cusco
Tel: 084-240 251

HIDROENERGÍA Y DESARROLLO ENERGÉTICO – PROMIHDEC S.A.
Luis Vallejos Santoni Z – 22 – Cusco
Tel: 084-232 381

KUTI S.A.
Parque Industrial G – 1 – Cusco
Tel: 084-239 610

HIDRO IMPORT
Av. Parra 227 – Arequipa
Tel: 054-228 072, 226-208

HIDRÁULICA Y SERVICIOS E.I.R.L. – HIDROSERVIS
Jr. Chachacomayoc 102 Of. 4 – Cusco
Tel: 084-224 367

HEUSER S.R.L.
Jr. Lampa 535 – Puno
Tel: 054-352 911, 354 965

ELECSUR INDUSTRIAL S.R.L.
E. López de Romaña 409 – Parque Industrial – Arequipa
Tel: 054-232 839, 211 063

ECOTECNIA S.R.L.
Urb. Mariscal Gamarra 12-C – 1ª. Etapa – Cusco
Tel: 084-221163, 223 702

ANEXO B

PROYECTOS DE MINI Y MICROCENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN EL PERÚ

PROYECTOS DE MINI Y MICROCENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN EL PERÚ

A escala nacional existen proyectos de implementación de mini y microcentrales hidroeléctricas. Las siguientes instituciones han realizado proyectos que están en proceso de construcción:

1. Ministerio de Energía y Minas - Dirección Ejecutiva de Proyectos

El año 1998 hubo once (11) minicentrales en proceso de construcción, de las cuales cinco (5) están ubicadas en el departamento de Cajamarca. La más grande es la de Quanda con 1,050 kW de potencia instalada. Los avances de obra de estas minicentrales fluctúan entre 28% para la minicentral de Lonya Grande, hasta el 100% para la minicentral de Pomahuaca y la minicentral Frías.

2. Empresas eléctricas de distribución

En la empresa de distribución Hidrandina S.A. se tiene información de tres (3) minicentrales en proceso de construcción.

- Se repotenciará la C. H. de Pacarenca, se instalará otro grupo de 400 kW.
- En la C. H. de Maria Jiray se instalará otro grupo de las mismas características al existente de 1500 kW de capacidad instalada.
- En la C. H. de Pomabamba hay construcciones para instalar un grupo de 700 kW.

Las demás concesionarias no reportan mini o microcentrales en proceso de construcción.

3. Programa Nacional de Manejo de Cuencas Hidrográficas y Conservación de Suelos

En el programa del convenio FONAVI-PRONAMACHCS se recopiló información de 41 microcentrales en proceso de construcción, de las cuales 14 se encuentran en el departamento de Cajamarca. Los avances de obra de estas microcentrales fluctúan entre 46 y 100%.

De todas estas microcentrales que actualmente se están construyendo, solo la MCH de Shipilco ubicada en el distrito de Namora, provincia de Cajamarca, va a pasar a formar parte del sistema de Hidrandina. Las demás microcentrales van a ser administradas directamente por los municipios de estas localidades.

MICROCENTRALES IMPLEMENTADAS MEDIANTE EL CONVENIO FONAVI-

N°	PROYECTOS	DISTRITO	PROVINCIA	DEPTO.	POT. (kW)	AVANCE FISICO (%)	N° FAMILIAS BENEFICIADAS
1	CONSTRUCCION DE LA M.C.H. DE CHUQUIBAMBA	CHUQUIBAMBA	CHACHAPOYAS	AMAZONAS	80	97	212
2	REHABILITACION DE LA C.H. DE POMABAMBA	POMABAMBA	POMABAMBA	ANCASH	785	100	980
3	CONSTRUCCION GRUPO HIDROELECTRICO TAMBOBAMBA	TAMBOBAMBA	COTABAMBAS	APURIMAC	100	100	300
4	AMPLIACION DE LA M.C.H. DE CHIVAY	CHIVAY	CAYLLOMA	AREQUIPA	100	100	780
5	REHABILITACION DE LA M.C.H. DE CAYLLOMA RED 1°(2.6 km)	CAYLLOMA	CAYLLOMA	AREQUIPA	150	97	150
6	CONSTRUCC. DE LA M.C.H. DE HUAMBO	HUAMBO	CAYLLOMA	AREQUIPA	120	97	320
7	CONSTRUCC. DE LA M.C.H. TUTI	TUTI	CAYLLOMA	AREQUIPA	65	100	200
8	CONSTRUCC. M.C.H. RED 1° Y O.CIVILES CC. LUCANAS.	LUCANAS	LUCANAS	AYACUCHO	250	70	300
9	CONSTRUCC. DE LA M.C.H. DE SORAS	SORAS	SUCRE	AYACUCHO	150	97	150
10	CONSTRUCC. DE LA M.C.H. DE PACCHA Y RED 1° Y 2°	PACCHA	CHOTA	CAJAMARCA	100	100	160
11	REHABILITAC. DE LA M.C.H. DE SHIPILCO	NAMORA	CAJAMARCA	CAJAMARCA	600	100	1000
12	CONSTRUCC. DE LA M.C.H. DE SAYAMUD.	SAN MIGUEL	SAN MIGUEL	CAJAMARCA	300	100	589
13	CONSTRUCC. DE LA M.C.H. DE CHADIN-CHOTA.	CHADIN	CHOTA	CAJAMARCA	100	100	193
14	CONSTRUCC. DE LA M.C.H. DE YUNGAPATA (SUCRE)	SUCRE	CELENDIN	CAJAMARCA	100	100	250
15	CONSTRUCCION DE LA M. CH. DE CONCHAN Y RED 1° Y 2°	CONCHAN	CHOTA	CAJAMARCA	100	100	140
16	CONSTRUCC. DE LA M.C.H. DE COLASAY.	COLASAY	JAEN	CAJAMARCA	100	100	260
17	CONSTRUCC. DE LA M.C.H. DE HUALGAYOC.	HUALGAYOC	HUALGAYOC	CAJAMARCA	100	100	217
18	REHABILITAC. DE LA M.C.H. DE YURACYACU-CABRACANCHA	CHOTA	CHOTA	CAJAMARCA	80	100	200
19	CONSTRUCC. DE LA M.C.H. DE CAUDAY.	CONDEBAMBA	CAJABAMBA	CAJAMARCA	70	97	210
20	CONSTRUCC. DE LA M.C.H. EL VERDE.	PACCHA	CHOTA	CAJAMARCA	60	100	115
21	CONSTRUCC. DE LA M.C.H. DE TRES CRUCES.	LAJAS	CHOTA	CAJAMARCA	250	46	634
22	CONSTRUCC. DE LA M.C.H. DE SANTO TOMAS.	SANTO TOMAS	CUTERVO	CAJAMARCA	185	92	650
23	CONSTRUCC. DE LA M.C.H. DE CHONTALI.	CHONTALI	JAEN	CAJAMARCA	270	78	700
24	CONSTRUCC. DE LA M.C.H. MONTAÑEZA.	KCOSÑIPATA	PAUCARTAMBO	CUZCO	300	98	550
25	CONSTRUCC. DE LA M.C.H. SAN RAFAEL.	SAN RAFAEL	AMBO	HUANUCO	60	100	80
26	CONSTRUCC. DE LA M.C.H. SOLEDAD HUACRACHUCO.	HUACRACHUCO	MARAÑON	HUANUCO	270	96	720
27	CONSTRUCC. DE LA M.C.H. DE PANGOA.	S.M. DE PANGOA	SATIPO	JUNIN	300	100	800
28	CONSTRUCC. DE LA M.C.H. DE PATAZ.	PATAZ	PATAZ	LA LIBERTAD	300	92	480
29	CONSTRUCC. DE LA M.C.H. DE BOLIVAR.	BOLIVAR	BOLIVAR	LA LIBERTAD	150	86	391
30	CONSTRUCC. DE LA M.C.H. OMATE.	OMATE	G.S.CERRO	MOQUEGUA	150	100	400
31	CONSTRUCC. DE LA M.C.H. CALACOA.	SAN CRISTOBAL	MCAL. NIETO	MOQUEGUA	120	100	400
32	CONSTRUCC. DE LA M.C.H. DE PUQUINA.	PUQUINA	G.S.CERRO	MOQUEGUA	200	100	600
33	CONSTRUCC. DE LA M.C.H. DE HUACHON.	HUACHON	PASCO	PASCO	168	87	515
34	CONSTRUCC. DE LA M.C.H. DE PHARA.	PHARA	SANDIA	PUNO	150	100	400
	CONSTRUCC. DE LA M.C.H. DE CUYO-CUYO.	CUYO CUYO	SANDIA	PUNO	350	98	804
36	CONSTRUCC. DE LA M.C.H. DE YANAHUAYA.	YANAHUAYA	SANDIA	PUNO	284	95	455
37	CONSTRUCC. DE LA M.C.H. DE UNTUCA-QUIACA.	UNTUCA	SANDIA	PUNO	100	95	344
38	CONSTRUCC. DE LA M.C.H. DE LIMBANI.	LIMBANI	SANDIA	PUNO	200	95	500
39	CONSTRUCC. DE LA M.C.H. DE AYAPATA.	AYAPATA	CARABAYA	PUNO	100	100	1000
40	CONSTRUCC. DE LA M.C.H. DE OLLACHEA.	OLLACHEA	CARABAYA	PUNO	200	85	260
41	CONSTRUCC. DE LA M.C.H. DE NARANJOS.	PARDO MIGUEL	RIOJA	SAN MARTIN	250	97	844

4. Intermediate Technology Development Group (ITDG)

El Programa de Energía viene trabajando desde 1985 en la promoción de los pequeños sistemas de generación de energía para las localidades aisladas del medio rural, especialmente aquellos basados en fuentes renovables. Este programa manejó 15 proyectos de minicentrales y microcentrales, de las cuales 10 se encuentran en el departamento de Cajamarca.

Se ha hecho entrega de 15 créditos por un monto total de US\$ 465,418 para la instalación de un número igual de MCHs en pequeños centros poblados rurales de Apurímac, Amazonas, Cajamarca y Lambayeque. En el cuadro siguiente se muestran los datos generales de las microcentrales hidráulicas alcanzado por la ITDG.

MICROCENTRALES BENEFICIADAS CON EL CREDITO DEL FONDO DE PROMOCION DE MICROCENTRALES

N°	NOMBRE DE LA MICROCENTRAL	POT. (kW)	TIPO DE TURBINA	UBICACIÓN			PUESTA EN SERVICIO
				DISTRITO/CASERIO	PROVINCIA	DEPARTAMENTO	
1	Chalán	25	PELTON 3 INY	Chalán	Celendín	Cajamarca	Abr-95
2	El Tinte	14	MICHEL BANKI	Cajamarca	Cajamarca	Cajamarca	Sep-96
3	Yumahual	11	PELTON 3 INY	Magdalena	Cajamarca	Cajamarca	Ago-97
4	Trinidad	4	PELTON 3 INY	Trinidad	Contumaza	Cajamarca	Jul-97
5	Incahuasi	50	PELTON 3 INY	Incahuasi	Ferreñafe	Lambayeque	Abr-99
6	Chugur	75	PELTON	Chugur	Hualgayoc	Cajamarca	Abr-99
7	Toraya	25	MICHEL BANKI	Toraya	Aymaraes	Apurímac	Sep-96
8	Kañaris	40	PELTON 3 INY	Kañaris	Ferreñafe	Lambayeque	Indefinido
9	La Peca	175	FRANCIS	La Peca	Bagua	Amazonas	May-97
10	S.R. de Congona	3	MICHEL BANKI	Colasay	Jaen	Cajamarca	Dic-98
11	El Tingo	10	MICHEL BANKI	Paclas	Luya	Amazonas	Jun-98
12	Combayo	50	PELTON	Encañada	Cajamarca	Cajamarca	Indefinido
13	Tamborapa Pueb.	40	PELTON	Tabaconas	San Ignacio	Cajamarca	Nov-98
14	Cortegana	30		Cortegana	Celendín	Cajamarca	Indefinido
15	Huarango	50	MICHEL BANKI	Huarango	San Ignacio	Cajamarca	Indefinido

Todas estas minicentrales han sido financiadas por el Banco Interamericano de Desarrollo, para conceder créditos supervisados, acompañados de capacitación y asistencia técnica a poblaciones rurales aisladas.

NUEVAS MINICENTRALES HIDROELÉCTRICAS

En los cuadros de las páginas siguientes se detallan las características de las nuevas centrales que el Gobierno construirá en el periodo 1999 – 2003, según su Plan Nacional de Electrificación

PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN: PERIODO 1999 - 2003

N°	OBRA	UBICACION		POTENCIA SOLICITADA KW
		PROVINCIA	DEPARTAMENTO	
1	C.H. SARTIMBAMBA	Sanchez Carrión	La Libertad	100
2	C.H. SAPALACHE	Huancabamba	Piura	60
3	C.H. SAN BALVIN	Huancayo	Junín	100
4	C.H. SALLIQUE	Jaén	Cajamarca	120
5	C.H. PUERTO INCA	Puerto Inca	Huanuco	200
6	C.H. PONGO CAYNARACHI	Lamas	San Martín	100
7	C.H. NUEVO SEASME	Condorcanqui	Amazonas	210
8	C.H. HUANCA	Caylloma	Arequipa	100
9	C.H. GORGOR	Cajatambo	Lima	600
10	C.H. CHIMBAN	Chota	Cajamarca	100
11	C.H. CATILLUC	San Miguel	Cajamarca	70

OBRA	CARACTERISTICAS				FABRICANT	TIPO TURBIN	CARACTERISTICAS				POTENCIA SOLICITADA KW
	CAUDA Qn	SALTO Hn	POTENCI (kW)	UNIDAD			CAUDA Qn	SALTO Hn	POTENCI (kW)	UNIDAD	
C.H.	0.18	200	100	1	Wasserkraf	Pelton	0.062	200	100	1	100
C.H.	0.14	65	60	1	Dependabl	Turgo	0.164	54	59	1	59
C.H. SAN	0.6	48	100	1	Kubota	Bomba	0.313	48	100	1	100
C.H.	0.12	117.5	100	1	Microturbin	Francis	0.33	48	120	1	120
C.H. PUERTO	1.2	25	100	2	Wasserkraf	Cross	0.556	25	100	2	200
C.H. PONGO	1	30	100	1	Kubota	Bomba	0.476	30	100	1	100
C.H. NUEVO	0.8	70	210	1	Kubota	Bomba	0.42	70	210	1	210
C.H.	0.28	50	100	1	Kubota	Bomba	0.278	50	100	1	100
C.H.	0.8	174.04	300	2	Microturbin	Pelton	0.254	174	300	2	600
C.H.	0.115	145	50	2	Dependabl	Pelton	0.115	145	50	2	100
C.H.	0.7	33.6	70	1	Kubota	Bomba	0.303	34	70	1	70

PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION: PERIODO 1999-2003

N°	OBRA	UBICACION		POTENCIA SOLICITADA(kw)
		PROVINCIA	DEPARTAMENTO	
1	C.H	Antonio	Ancash	544
2	C.H MARIA	Huari	Ancash	1512
3	C.H	Bolognes	Ancash	1564
4	C.H	Pomabamb	Ancash	1112

OBRA	CARACTERISTICAS SOLICITADAS				FABRICANTE	TIPO TURBINA	CARACTERISTICAS SOLICITADAS				POTENCIA TOTAL(KW)
	CAUDAL Qn (m³/seg)	SALTO NETO Hh	POTENCIA (KW)	UNIDAD			CAUDAL Qn (m³/seg)	SALTO NETO Hh	POTENCIA (KW)	UNIDAD	
CHCACCHO	1	70.28	295	2	Sulzer	Cross Flow	0.5	70	272	2	544
CHMARIAJIRAY	0.4	451.2	1513	1	Sulzer	Pelton	0.4	451	1512	1	1512
CHPACARENCA	1.11	167.5	779	2	Sulzer	Pelton	0.555	168	782	2	1564
CHPOMABAMBA	1	130	545	2	GCZ	Pelton	0.5	128	556	2	1113

PROYECTOS EVALUADOS POR EL PROGRAMA ESMAP – BANCO MUNDIAL

En 1995, el Ministerio de Energía y Minas encargó a CENERGIA la ejecución del estudio “Electrificación rural de pueblos aislados”. Entre noviembre y diciembre de 1995, el Programa de Minicentrales Hidroeléctricas y Desarrollo Energético en el Departamento del Cusco (PROMIHDEC) realizó una serie de visitas a algunos proyectos elegidos, con la finalidad de evaluarlos después de algunos años de haberse ejecutado.

A continuación se describe en forma sucinta las principales características de las plantas, con el objeto de que los usuarios del presente manual, puedan ubicar fácilmente estos proyectos y ofrecer servicios de mantenimiento.

1. Minicentral Hidroeléctrica COCLA

Propietario	: Central de Cooperativas Agrarias Cafetaleras de La Convención y Lares
Potencia eléctrica	: 120 kWe
Fuente hídrica	: Río Chuyapi
Ubicación	: Distrito de Santa Ana – Quillabamba, Provincia de La Convención, Subregión Cusco, Región Inka
Fecha de evaluación	: Diciembre 1995
Año de Construcción	: 1986 – 1987
Contratista	: PROMIHDEC
Modalidad de Ejecución	: Llave en mano

2. Minicentral Hidroeléctrica LA RAYA

Propietario	: Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco – UNSAAC
Potencia eléctrica	: 40 kWe
Fuente hídrica	: Río Yanamayo y origen río Vilcanota
Ubicación	: Distrito Marangani (70 km. de Cusco), Provincia de Canchis, Subregión Cusco, Región Inka
Fecha de evaluación	: Diciembre 1995
Año de Construcción	: 1987 – 1988
Contratista	: PROMIHDEC
Modalidad de Ejecución	: Mejoramiento de una MCH ya existente. Suma alzada

3. Minicentral Hidroeléctrica LIMATAMBO

Propietario	: Empresa Eléctrica de Interés Local de Limatambo – EEILL
Potencia eléctrica	: 60 kWe
Fuente hídrica	: Río Yuracmayo
Ubicación	: Distrito Limatambo (82 km. de Cusco), Provincia de Anta, Subregión Cusco, Región Inka
Fecha de evaluación	: Diciembre 1995
Año de Construcción	: 1990
Contratista	: PROMIHDEC
Modalidad de Ejecución	: Rehabilitación. Suma alzada

4. Minicentral Hidroeléctrica CUYO CUYO

Propietario	: Municipalidad Distrital de Cuyo Cuyo
Potencia eléctrica	: 100 kWe
Fuente hídrica	: Río Jatun Putina
Ubicación	: Distrito Cuyo Cuyo, Provincia de Sandia (200 km. de Juliaca), Subregión Puno, Región José Carlos Mariátegui
Fecha de evaluación	: Diciembre 1995
Año de Construcción	: 1992
Contratista	: PROMIHDEC
Modalidad de Ejecución	: Rehabilitación. Suma alzada

5. Minicentral Hidroeléctrica LAYAPAMPA

Propietario	: Parroquia Distrito de Marcapata
Potencia eléctrica	: 20 kWe
Fuente hídrica	: Río Tillpa
Ubicación	: Comunidad a 3 horas a pie del Distrito de Marcapata, Provincia Quispicanchis (230 km. de Cusco), Subregión Cusco, Región Inka
Fecha de evaluación	: Diciembre 1995
Año de Construcción	: Abril 1994
Contratista	: PROMIHDEC
Modalidad de Ejecución	: Dirección Técnica y Suministro tubería forzada y equipo electromecánico. Suma alzada

6. Minicentral Hidroeléctrica HUAMA

Propietario	: Comunidad de Huama
Potencia eléctrica	: 2.5 kWe
Fuente hídrica	: Riachuelo Huama

Ubicación : Comunidad a 15 km. del Distrito de Lamay, Provincia de Calca (50 km. de Cusco), Subregión Cusco, Región Inka
Fecha de evaluación : Diciembre 1995
Año de Construcción : Febrero 1992
Contratista : PROMIHDEC
Modalidad de Ejecución : Dirección Técnica y Suministro tubería forzada y equipo electromecánico. Suma alzada

7. Minicentral Hidroeléctrica PHARA

Propietario : Empresa eléctrica de Interes Local de Phara – Sandia – EEILP
Potencia eléctrica : 150 kWe
Fuente hídrica : Riachuelo Huama
Ubicación : Distrito de Phara, Provincia de Sandia, Puno, Región José Carlos Mariátegui
Fecha de evaluación : Noviembre 1995
Año de Construcción : 1996
Contratista : PROMIHDEC
Modalidad de Ejecución : Dirección Técnica y Suministro tubería forzada y equipo electromecánico. Suma alzada

Impreso en los talleres de
GOVI - 4 E.I.R.L
R.U.C. 11080871
Av. Petit Thouars 1887 - Lince
Telefax: 265-6273
Lima - Perú