

Universidad Nacional de Ingeniería

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



“ Microcentral Hidroeléctrica para la Comunidad de Mayorarca (Ancash) ”

T E S I S

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECANICO

BRUNO ENRICO VIANI VELARDE

PROMOCION: 1984 - 2

LIMA . PERU . 1991

INDICE

Prólogo	1
1. Introducción	3
2. Estudio de la demanda	7
2.1 Método Nozaki	7
2.2 Método usado por Tecnología Intermedia (ITDG)	10
2.3 Método de la A.I.D. para pequeñas hidroeléctricas	15
3. Recursos hídricos	26
3.1 Método de la NRECA para estudios de hidrología	29
3.1.1 características de la cuenca	30
3.1.2 cálculo del escurrimiento mensual	34
3.2 Estudio de hidrología	38
3.2.1 cálculo de la evapotranspiración potencial	42
3.2.2 cálculo del escurrimiento mensual	43
3.3 Disponibilidad de agua para la generación de energía	49
4. Obras civiles	54
4.1 Bocatoma	56
4.2 Canal	57
4.3 Desarenador	64
4.4 Cámara de carga	69
4.5 Tubería de presión	72
4.5.1 selección del diámetro de la tubería	76
4.5.2 selección del espesor de la tubería	98
4.5.3 cálculo del golpe de ariete	101

4.5.4	cálculo de los apoyos	110
4.5.5	cálculo de los anclajes	119
4.6	Casa de fuerza	133
4.7	Canal de descarga	135
5.	Equipo electromecánico	138
5.1	Turbina hidráulica	140
5.2	Generador eléctrico	158
5.2.1	generadores síncronos	160
5.2.2	generadores asíncronos	169
5.3	Regulador de velocidad	174
5.3.1	reguladores de velocidad oleomecánicos	175
5.3.2	reguladores electrónicos de carga	189
6.	Línea de transmisión y red de distribución	209
6.1	Línea de transmisión	210
6.2	Red de distribución secundaria	213
7.	Análisis de costos	224
7.1	Metrados y presupuesto	224
7.2	Análisis económico	227
7.2.1	Estimación del factor de carga	234
7.2.2	Financiamiento de la obra	237
	Conclusiones	240
	Bibliografía	243
	Apéndice A	246
	Apéndice B	252
	Apéndice C	260
	Planos	

PROLOGO

En los capítulos que componen esta tesis, se han tocado los aspectos que deben incluirse en todo proyecto de microcentral hidroeléctrica, y se han profundizado los que se refieren a nuevas tendencias o desarrollos en este campo.

En el capítulo 1, se hace una breve descripción de lo que propone la tesis y se mencionan algunos aspectos que están fuera de lo propiamente técnico, pero que deberán tomarse en cuenta para asegurar el éxito en este tipo de proyectos.

El primer paso en un proyecto de microcentral hidroeléctrica es el de tratar de estimar la demanda futura y luego cuantificar el potencial hidroenergético en la zona para cubrir esta demanda. Esto es tratado en el capítulo 2, donde se comparan 3 métodos para estimar la demanda, y luego en el capítulo 3, donde se menciona el método de la solución de sal para la medición de caudales en los rios. Este método es explicado con mayor amplitud en el apéndice A. Posteriormente en este mismo capítulo se explica un método para estimar la curva de duración de caudales de los rios en cuencas pequeñas.

El diseño de las obras civiles y la tubería de presión son tratados en el capítulo 4. En esta parte se ha puesto énfasis en el uso de diseños simples y de bajo costo.

El capítulo 5 trata sobre los equipos electromecánicos que deben usarse en una microcentral hidroeléctrica. Se hace una comparación entre los equipos disponibles tomando en cuenta aquellos que se fabrican en el Perú, adjuntando los nombres y datos de los principales fabricantes nacionales.

Luego se propone la utilización de turbinas de diseño simplificado y el uso de reguladores electrónicos de carga para la regulación de frecuencia.

En el capítulo 6 se presenta el procedimiento a seguir en el cálculo de líneas y redes en baja tensión. Además se prepara una lista con los materiales necesarios para la línea de transmisión y la red de distribución en el centro poblado.

En el capítulo 7 se realiza un estimación de los costos totales para la construcción de una microcentral hidroeléctrica en Mayorarca. Luego se hace una comparación con los costos de la energía producida por un grupo Diesel y se muestra cómo influye el factor de carga sobre este.

Posteriormente se han preparado las principales conclusiones sobre el estudio realizado.

Finalmente, quiero dejar constancia de mi agradecimiento a Intermediate Technology Development Group (ITDG) por la información y el apoyo prestado; así como al Ingeniero Federico Coz por su orientación y colaboración durante la preparación de la presente tesis.

CAPITULO 1 INTRODUCCION

Según el Instituto Nacional de Estadística (I.N.E.), aproximadamente un tercio de la población nacional vive en zonas rurales. De esta porción, sólo el 4.2% de las viviendas cuentan con servicio eléctrico/1/. Por ello, es frecuente comprobar entre los habitantes de zonas rurales una demanda permanente por contar con este servicio.

En forma general, la presente tesis propone la utilización de una microcentral hidroeléctrica para el suministro de electricidad al pueblo de Mayorarca como un alternativa técnica y económicamente favorable frente a otras opciones. Además de esto; la tesis muestra los pasos a seguir en el diseño de microcentrales hidroeléctricas rurales, en las cuales debe ponerse énfasis en el empleo de tecnología apropiada, tratando en lo posible de simplificar el diseño de las obras civiles, utilizar máquinas y equipos de fabricación nacional y maximizar el empleo de la mano de obra de la comunidad beneficiaria.

El pueblo de Mayorarca, pertenece al distrito de Pampas Chico, en la provincia de Recuay del Departamento de Ancash.

Mayorarca se encuentra en el valle del río Fortaleza, aproximadamente a 3290 m.s.n.m., a 1 Km de la carretera Pativilca-Huaraz, a la altura del Km 103 desde Pativilca(ver figura 1). La actividad económica principal

de sus habitantes es la agropecuaria, siendo el cultivo de la papa el de mayor importancia, con una producción anual de aproximadamente 600 Ton/año, siguiéndole el trigo con 15 Ton/año y otros cereales en menor cantidad./2/

En las partes altas existen zonas de pastizales para el ganado vacuno y ovino. Se calcula que la producción es en aproximadamente 60% para el autoconsumo /2/, salvo la lana de oveja que se comercializa.

El ganado existente no es abundante, se calcula en 2000 las cabezas de ganado ovino y en 800 el total de cabezas de ganado vacuno de propiedad de las familias de Mayorarca. Este ganado tiene el caracter de una especie de "dinero depositado en un banco" al cual se recurre cada vez que se tiene necesidad de él /2/.

Existen además otras actividades menores tales como una pequeña carpintería y la confección de tejidos de lana realizado principalmente por las mujeres.

En el aspecto organizativo existen dos instituciones encargadas de la organización y desarrollo de la localidad. Una de ellas es el Concejo Municipal, al cual los pobladores le atribuyen una importancia básicamente en el aspecto legal y civil. La otra, es el Concejo de Administración de la comunidad campesina, al cual se le atribuye una importancia económica, ya que es la dueña de las tierras y pasto que en gran medida usufructúan muchos de los habitantes de Mayorarca/2/.



Figura 1 : Ubicación Geográfica de Mayorarca

La metodología seguida para este estudio, fue la de recopilar de parte de una comisión de pobladores la mayor cantidad de información antes de visitar el lugar. Posteriormente fueron necesarias 2 visitas de campo. En ellas se recorrió el canal de riego existente, y se fijó el lugar apropiado para la casa de fuerza, tubería de presión, etc. Se hicieron mediciones de caída, caudal y para el trazo de la futura red de distribución en Mayorarca. Luego en la etapa de estudio y diseño se ha puesto énfasis en diseños simples de las obras civiles y en la utilización de equipos y materiales de fabricación nacional con el objeto de reducir los costos de inversión.

Algo que se acordó, fue la necesidad de la participación de los pobladores de Mayorarca en todas las etapas del proyecto tal como hasta este momento había sido. Esto es particularmente importante para asegurar el éxito del proyecto y para evitar conflictos entre el uso de agua para riego y el uso para energía.

La información que se pueda obtener de ellos sobre su régimen de riego y sobre el comportamiento del río en épocas de estiaje y avenidas es importantísima. Además esto propicia la participación de otras organizaciones tales como, clubes de madres, club de residentes en Lima, etc. que eventualmente pueden convertirse en fuente de financiamiento para este tipo de proyectos.

CAPITULO 2
ESTUDIO DE LA DEMANDA

La potencia de diseño de la microcentral hidroeléctrica está en función a la demanda estimada. Este cálculo debe hacerse tomando en cuenta si existen planes de instalar talleres o pequeñas industrias en el pueblo. Además debe estimarse cuál será el crecimiento poblacional en los próximos 10 20 años para el cálculo de la demanda doméstica.

Existen varios métodos para calcular la demanda, en el presente trabajo se muestran 3 de ellos.

2.1 Método Nozaki

Este método/3/ se basa en un supuesto que asigna una determinada demanda de potencia de acuerdo a la población existente.

Tabla 1: Demanda actual para distintas poblaciones/3/

N ^o de habitantes	Demanda de Potencia(Kw)
500 - 1000	15 - 35
1000 - 2000	35 80
2000 - 4000	80 180
4000 - 10000	180 500
10000 20000	500 - 1200

Con el dato del número de habitantes se ingresa a la tabla anterior y se calcula la demanda actual.

Seguidamente se corrige este valor hallado si existen demandas especiales tales como industrias, minas, etc.

Luego se calcula la demanda futura para un período de 5 a 10 años, asignando tasas de crecimiento anual de la demanda entre 4 y 10% anual, dependiendo del nivel de ingresos de los habitantes y de la actividad industrial existente. Para ello Nozaki propone utilizar la fórmula del interés compuesto, esto es:

$$DF = DA * (1 + i)^n \quad (1)$$

donde:

DF: demanda futura (Kw)

DA: demanda actual (Kw)

i: tasa anual de incremento de la demanda

n: N^o de años considerados

Aplicando este método para el caso de Mayorarca:

Se sabe que el número de habitantes es aproximadamente 500 /2/. Luego, de la tabla 1, se tiene una demanda actual de 15 Kw aproximadamente.

Con estos datos se realizaron estimaciones de la demanda futura en 10 años para diferentes valores de la tasa de incremento de la demanda (ver figura 2). Dada la escasa actividad comercial en Mayorarca se decide tomar la correspondiente a una tasa de 4% anual.

Luego:

$$DF = 15 * (1 + 0.04)^{10}$$

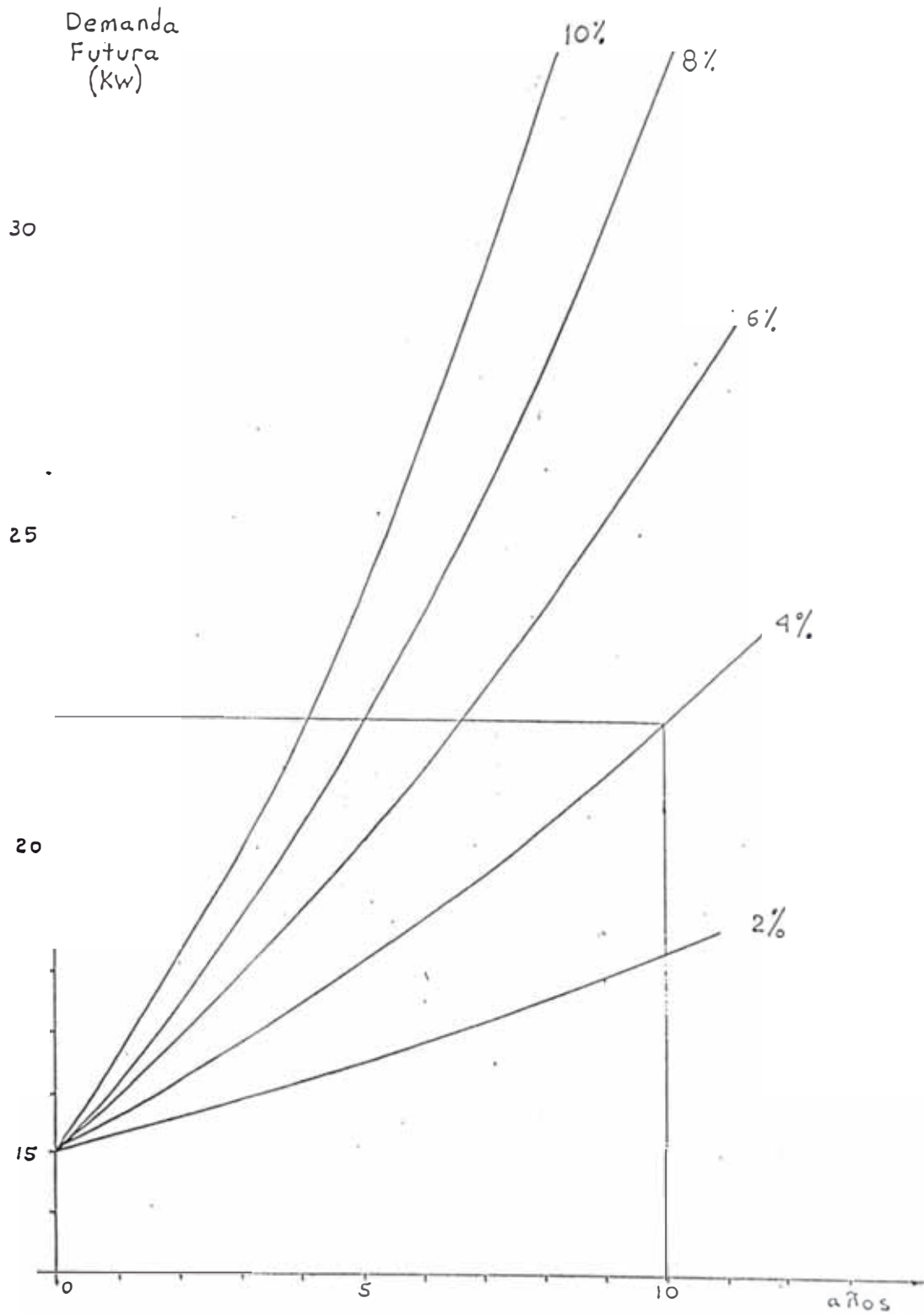


Figura 2: Proyecciones de la demanda futura con el método Nozaki para distintas tasas de incremento

Demanda futura= 22 Kw

2.2 Método usado por Tecnología Intermedia(ITDG)

Este método divide la demanda en diferentes categorías tales como: doméstica, alumbrado público, sector productivo, etc., y para cada caso se halla la demanda máxima.

Seguidamente se procede a estimar la demanda máxima media, diurna y nocturna, la cual se obtiene asignando factores de simultaneidad y de uso para cada una de las demandas máximas halladas.

a) Demanda Doméstica Máxima (d.d.):

Se cuenta el número de casas existentes, y luego se hace una proyección para los próximos 15 ó 20 años, tomándose en cuenta datos del crecimiento de la población en la zona. Esto se puede obtener del I.N.E., de estudios socio económicos de la zona o micro-región que en algunos casos existen.

Generalmente no todas las casas se conectan al servicio eléctrico, por lo que a esta cantidad se le debe afectar por un factor llamado coeficiente de electrificación(CE), que generalmente está entre 50% y 90% /4/.

Luego se asume una potencia instalada por vivienda, la cual varía por lo general entre 250 W y 450 W; el valor a considerar dependerá del nivel de ingresos, costumbres,

actividad comercial, etc.

Por lo tanto:

$$d.d. = (N^{\circ} \text{ casas}) * (CE) * (KW./\text{casa}) \quad (2)$$

b) Demanda de Alumbrado Público (d.a.): Debe considerarse la cantidad de luminarias o lámparas que se piensan destinar para el alumbrado público, y multiplicar este número por la potencia de cada una de ellas:

$$d.a. = \text{Pot. del foco} * (N^{\circ} \text{ de focos}) \quad (3)$$

c) Demanda Institucional Máxima (d.i.):

Se consideran las instituciones del pueblo a electrificar, tales como, escuela, Concejo Municipal, posta médica, iglesia, etc. Se asignan potencias instaladas para cada uno y luego se hace la suma.

d) Demanda Productiva Máxima (d.p.):

Aquí deben tomarse en cuenta las máquinas y talleres existentes en la comunidad, así como los planes futuros para la instalación de pequeñas industrias, considerando en cada caso la potencia máxima de estas. Una vez calculada la demanda máxima en cada caso, se procede a determinar la demanda media máxima, la cual servirá para determinar la potencia de diseño de la planta.

e) Demanda media máxima:

Se ha separado en dos partes: demanda media máxima diurna (DD) y demanda media máxima nocturna (DN). Además para el cálculo de cada una se deberán considerar los factores de simultaneidad (fs) y los factores de uso (fu),

los cuales deben afectar a cada una de las 4 demandas máximas calculadas con anterioridad. Estos factores se definen como:

fs: porcentaje de viviendas, instituciones, talleres, etc, que son utilizadas simultáneamente

fu: relación entre la potencia media utilizada y la potencia instalada en viviendas, talleres, etc.

Los factores mencionados son valores empíricos y pueden variar según las condiciones del proyecto. En forma práctica I.T.D.G. ha comprobado que los factores de simultaneidad y uso de 0.75 para la demanda doméstica nocturna son bastante aproximados.

Aplicando este método para el caso de Mayorarca

a) Demanda Doméstica Máxima(d.d.) Se sabe que existen 80 viviendas en Mayorarca/2/

N° de viviendas(1989)= 80

Para realizar una estimación del N° de viviendas que existirán en 20 años, no se tienen datos de la tasa de crecimiento poblacional en la localidad, pero se tiene el dato para el departamento de Ancash. Según el I.N.E. es 1.4% anual.

Asumiendo que en Mayorarca existe la misma tasa de incremento de población, y que esta es igual al incremento del N° de viviendas, entonces aplicando la fórmula del interés compuesto para un período de 20 años:

$$N^{\circ} \text{ viviendas en 20 años} = 80 * (1 + 0.014)^{20}$$

en 20 años = 106

Suponiendo que el 75% de las casas estarán conectadas al servicio eléctrico y que la potencia instalada por vivienda es de 350 W.

Aplicando la fórmula 2 para una proyección de 20 años:

$$d.d. = 106 * 0.75 * (0.350 \text{ Kw/casa})$$

$$d.d. = 27.8 \text{ Kw}$$

b) Demanda de Alumbrado Público(d.a.)

Calculando que se usarán 20 lámparas de 100 W.

$$d.a. = 20 * (0.1 \text{ Kw/foco})$$

$$d.a. = 2 \text{ Kw}$$

c) Demanda Institucional Máxima(d.i.)

Asumiendo las siguientes potencias instaladas por institución:

Iglesia 0.5 Kw

Concejo Municipal 0.5 Kw

Escuela 1 Kw

Posta Médica 1 Kw

Luego:

$$d.i. = 3 \text{ Kw}$$

d) Demanda Productiva Máxima(d.p.)

Aquí se ha tomado en cuenta los planes que tienen los pobladores de Mayorarca de instalar un molino de granos, ampliar el taller de carpintería agregando una cierra circular, y poner un taller de confección de chompas de lana.

Considerando para cada taller o máquina las siguientes necesidades de potencia:

taller de carpintería	7 Kw
molino de granos	4 Kw
taller de tejidos de lana	1 Kw

Luego, d.p. = 12 Kw

e) Demanda media máxima:

Se han separado las demandas en 2: demanda diurna (DD) y demanda nocturna (DN).

Antes de asignar valores a los factores de simultaneidad (fs) y factores de utilización (f.u.) para cada caso; se ha considerado lo siguiente:

- La demanda productiva ocurrirá principalmente durante el día.
- La demanda por alumbrado público ocurrirá sólo en las noches.
- La demanda doméstica será principalmente para la iluminación en las viviendas.

La tabla 2 muestra los factores asignados y los resultados obtenidos. En ella se aprecia que la demanda media máxima estimada es la nocturna y tiene como valor 18 Kw. Además se observa que es la demanda doméstica la que más ha influido en este valor, siendo la potencia instalada por vivienda un factor que puede hacer variar significativamente el resultado.

Tabla 2: Demanda Media Máxima(Kw)

	f.s.	f.u.	DD	f.s.	f.u.	DN
Demanda Doméstica	0.2	0.2	1.1Kw	0.75	0.75	15.60Kw
Alumbrado Público	0.0	0.0	0.0	1.00	1.00	2.00
Sector Institucional	0.5	0.5	0.7	0.20	0.75	0.40
Demanda Productiva	0.8	0.8	8.0	0.00	0.00	0.00
			9.8 Kw			18.0 Kw

2.3 Método de la A.I.D. para pequeñas hidroeléctricas

Según la AID este método/4/ es aplicable a proyectos de centrales hidroeléctricas en el rango de 100 Kw a 1000 Kw., por lo tanto cae fuera del rango de microcentrales.

Sin embargo ya que es un método bastante difundido debido al convenio AID-ELECTROPERU, y a su similitud con el propuesto por la firma Montreal Engineering Overseas(MONENCO), pasaré a describirlo.

Para el cálculo del pronóstico de la demanda máxima, este método las divide en 4 tipos. Demanda residencial y alumbrado público, demanda comercial, demanda industrial y demandas especiales.

a) Demanda residencial y de alumbrado público:

En base a datos históricos y pueblos electrificados, se han obtenido funciones matemáticas para estimar el consumo por usuario. Estas funciones dependen del tamaño de la población y del grado de actividad comercial o industrial.

La AID clasifica las localidades en 3 tipos de acuerdo

al tamaño de la población.

A: Para localidades de más de 3000 habitantes

B: De 1000 a 3000 hab.

C: Menos de 1000 hab.

Para los departamentos de la Sierra, se han elaborado las siguientes funciones para el cálculo del consumo anual por usuario:(ver figura 3)

$$\text{Localidad A: } Y = 78.3997 * X^{0.3844} \quad (4)$$

$$\text{Localidad B: } Y = 75.3152 * X^{0.3627} \quad (5)$$

$$\text{Localidad C: } Y = 74.9688 * X^{0.3293} \quad (6)$$

donde:

$$Y = \text{Kw-hr/usuario}$$

$$X = N^{\circ} \text{ de usuarios}$$

El número de usuarios o abonados, se calcula multiplicando la cantidad de viviendas por el coeficiente de electrificación(CE).(ver figura 4)

$$\text{CE} = N^{\circ} \text{ abonados} / N^{\circ} \text{ total de viviendas} \quad (7)$$

b) Demanda comercial:

El consumo de energía comercial resulta de multiplicar el consumo comercial por usuario por el número de abonados comerciales.

Para el cálculo del número de abonados comerciales la AID en base a estadísticas ha preparado la siguiente tabla. Donde:

$$r(d/c) = N^{\circ} \text{ abonados domésticos} / N^{\circ} \text{ abonados comerciales}$$

$$Y(c/d) = \text{consumo comercial por usuario} / \text{consumo doméstico}$$

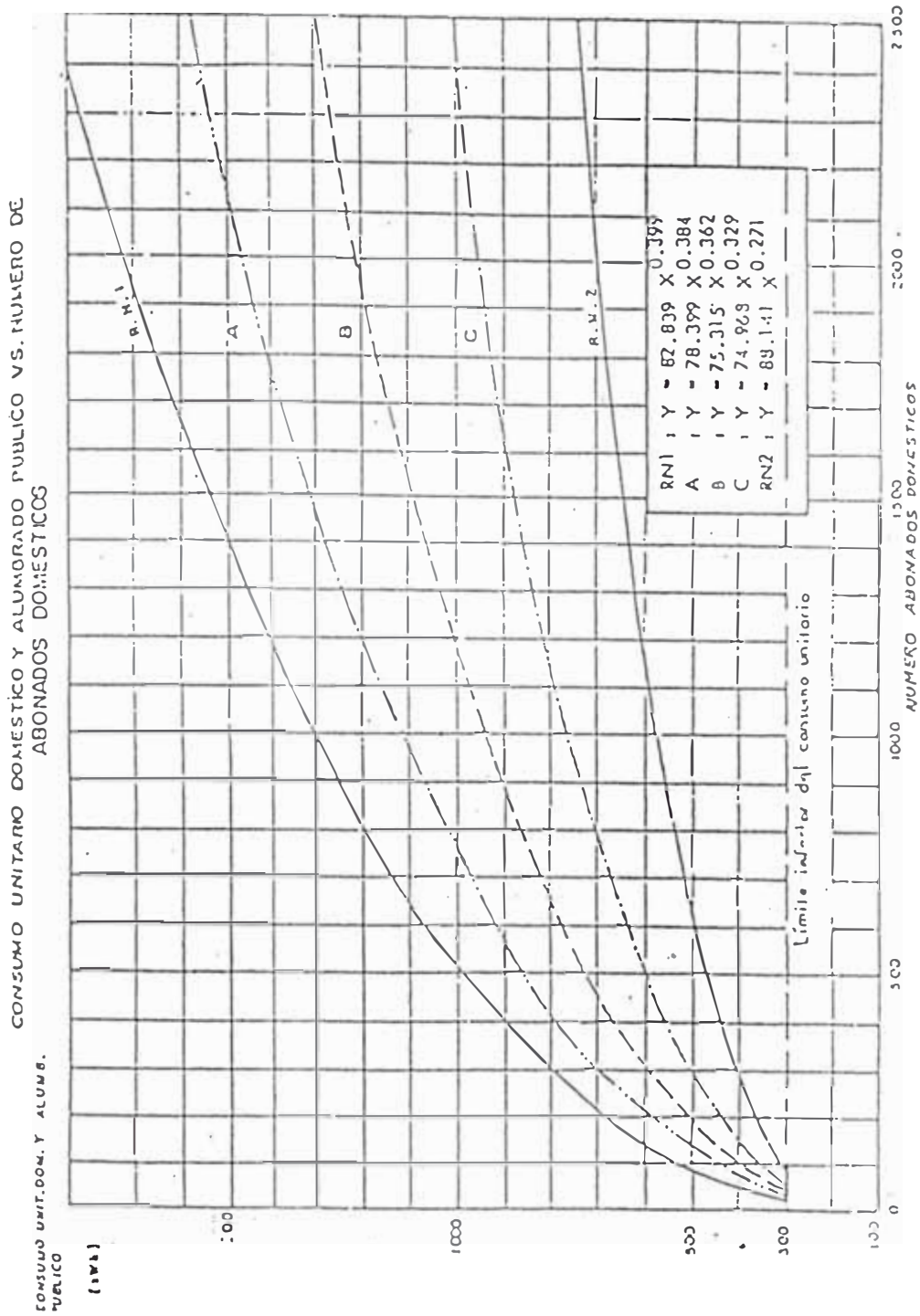
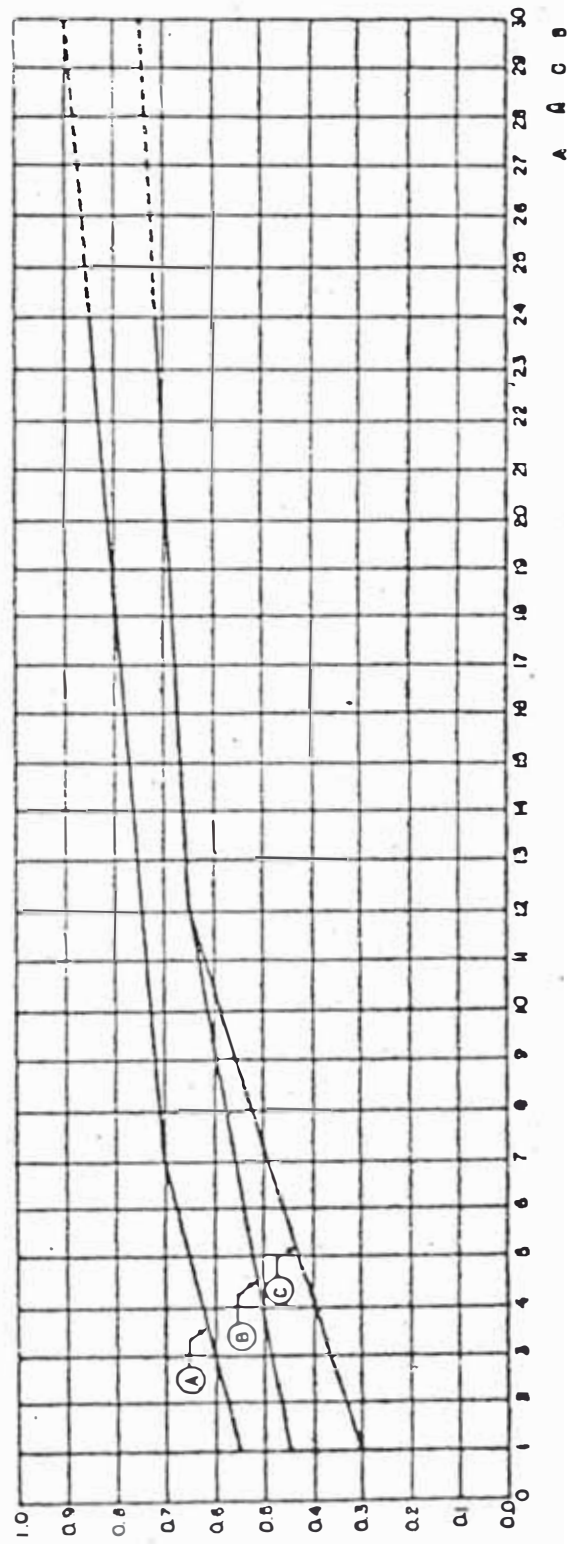


Figura 3: Proyección de la demanda residencial y de alumbrado público

· PRONOSTICO DE COEFICIENTE DE ELECTRIFICACION

REGION SIERRA



CE = Nº de Abonados
 Nº de Viviendas

Figura 4 : Pronóstico del Coeficiente de Electrificación

por usuario.

Tabla 3: Estimación del consumo comercial

Localidad	r(d/c)	Y(c/d)
A	5	1.25
B	6	1.10
C	7	1.05

c) Demanda Industrial:

Se debe calcular de la información recogida de las encuestas, y luego hacer una proyección de las cargas industriales potenciales y existentes a un ritmo de crecimiento entre 18% y 30% para los primeros 5 años, y del 8% a 15% para los 15 años siguientes.

d) Demandas especiales:

Aquí debe considerarse la demanda correspondiente a los colegios, hospitales, iglesias, puestos policiales, etc. Generalmente no representa más del 3% de la demanda residencial y comercial.

Cálculo de la Demanda Máxima:

Se suman los pronósticos de las demandas y se agrega entre 10% y 15%, dependiendo si se trata de localidad tipo C o tipo A respectivamente.

Posteriormente con ayuda de la figura 6 se puede estimar la potencia máxima necesaria que se necesitaría luego de un número determinado de años. La tabla 4 muestra los valores extremos para cada tipo de localidad.

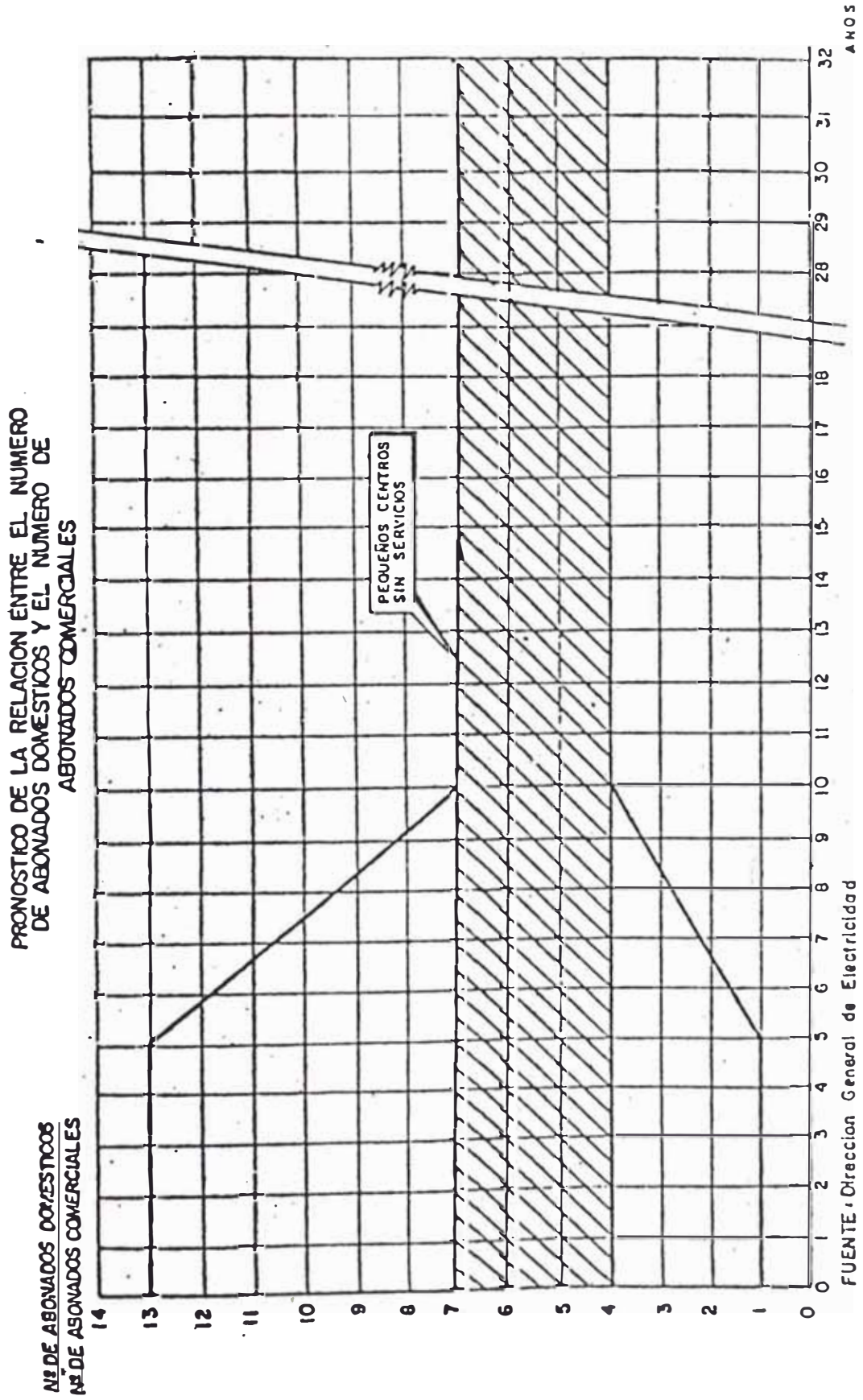


Figura 5 : Relación entre el número de abonados domésticos y comerciales

Tabla 4: Horas de utilización al año

Localidad	Año 1	Año 30
A	2740	3900
B	2430	3300
C	2125	2850

Aplicando este método para el caso de Mayorarca:

a) Demanda residencial y alumbrado público:

Nuestro caso pertenece a la localidad tipo C.

De igual modo que en el método anterior, se hace una proyección del # de viviendas que existirán en 20 años.

De la figura 4 se halla un CE = 0.7

Luego:

$$X = N^{\circ} \text{ viviendas} * CE$$

$$X = 74$$

Utilizando la función correspondiente se halla:

$$Y = 309.3 \text{ Kw-hr/año}$$

Como existen 74 abonados, la demanda total será:

$$22,888.2 \text{ Kw-hr/año}$$

b) Demanda comercial:

De la tabla 3, para localidades tipo C, tenemos:

$$N^{\circ} \text{ abonados domésticos} / N^{\circ} \text{ abonados comercial} = 7$$

Despejando se obtiene:

$$N^{\circ} \text{ abonados comerciales} = 11$$

Además de la misma tabla se tiene:

$$\text{consumo comercial/abonado} = 1.05 * \text{consumo domest/abonado}$$

Luego:

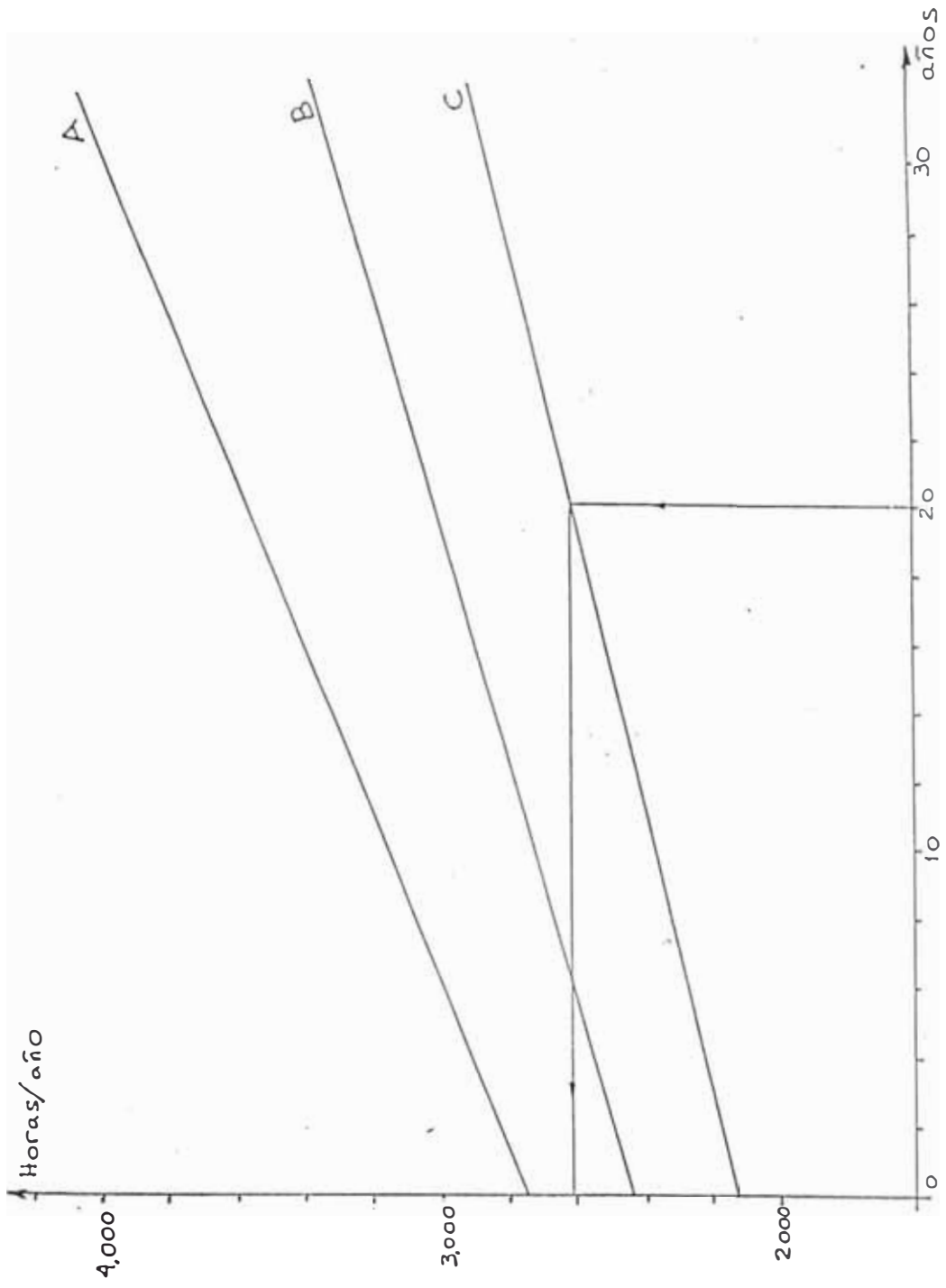


Figura 6: Estimación del número de horas de utilización al año según el tipo de localidad

consumo comercial/abonado= 324.8 Kw-hr

Para 11 abonados:

demanda comercial - 3572.8 Kw-hr

c) Demanda industrial:

Aqui se consideraron los planes que tiene la comunidad para instalar un molino de granos(4 Kw), un taller de confección de chompas(1 Kw), y una carpintería(7 Kw).

Asumiendo que estos se implementen el primer año, y considerando que un molino pequeño de 4 Kw tiene una capacidad de molienda de 60 Kg/hr; entonces para moler las 15 Ton. de trigo al año, se necesitarán 250 horas. Agregando 40% por molienda de otros productos o de productos de otras comunidades, y asumiendo el siguiente consumo de energía en cada caso:

molino: $4 \text{ Kw} * 350 \text{ hrs/año} = 1400 \text{ Kw-hr}$

carpintería: $7 \text{ Kw} * 4 \text{ hr/día} * 30 \text{ días/año} = 840 \text{ Kw-hr}$

taller de confecciones: $1 \text{ Kw} * 40 \text{ hrs/año} = 40 \text{ Kw-hr}$

2280 Kw-hr

Considerando una tasa de crecimiento del consumo de 18%

los primeros 5 años y de 8% los siguientes 15 años:

Demanda Industrial= 14,022 Kw-hr

d) Demandas Especiales:

Son 4: Iglesia, Concejo, escuela y posta médica.

Se asumirá que la carga representa el 3% del consumo residencial y comercial. Esto es: 793.8 Kw-hr

e) Demanda Máxima:

La suma de las demandas anteriormente calculadas es:

Demanda neta= 41,276.8Kw-hr/año

Agregando 10% por pérdidas en la distribución, se tiene:

Demanda máxima - 45,404 Kw-hr

De la figura 6, para localidades tipo C, luego de 20 años, se tiene: 2608 hrs de utilización al año.

Esto es,

Potencia máxima = 17.4 Kw

De los 3 métodos utilizados para la estimación de la demanda, se tienen los siguientes resultados:

- | | |
|------------------------------|---------|
| a) Método Nozaki: | 22 Kw |
| b) Método usado por I.T.D.G: | 18 Kw |
| c) Método usado por la AID: | 17.4 Kw |

Como se puede apreciar, los resultados están bastante próximos, siendo el obtenido por el método de Nozaki cerca de 25% más elevado que el resultado obtenido por los otros 2 métodos. Sin embargo por su mayor simplicidad es de utilidad para una primera aproximación burda.

Los otros 2 métodos toman en cuenta de modo mas explícito, características particulares de la localidad en estudio tales como: actividad comercial, industrias, niveles de ingreso de la población, etc; lo cual los hace mas apropiados para utilizarlos en aquellos proyectos que tengan una elevada demanda para uso industrial tal como en minas, plantas agroindustriales, etc.

Algo que se observa claramente en los métodos usados por ITDG y la AID, es que la demanda doméstica o residencial (nocturna) es la que más influye sobre la demanda máxima, la que en última instancia es la que determinará el tamaño de la planta hidroeléctrica a utilizar. Es por ello que en algunos proyectos de electrificación, se han probado diversos dispositivos tales como fusibles, interruptores termomagnéticos, etc, con el propósito de limitar la potencia consumida en las viviendas, pero estos no han dado los resultados esperados cuando el usuario ha tenido acceso a ellos; y han ocasionado molestias, cuando estos se han colocado bajo llave y se ha producido el corte del fluido eléctrico por una sobrecarga en la vivienda/5/.

Unos dispositivos limitadores de corriente, llamados termistores, se han venido probando con éxito en Nepal /1/. La ventaja de ellos es que una vez quitado el exceso de carga, automáticamente restituye el servicio; además su costo es muy reducido.

Tomando en cuenta los resultados obtenidos con los métodos (b) y (c); se ha decidido tomar el valor de 18 Kw como la demanda máxima. Por lo tanto se decidió fijar la potencia de diseño de la planta en 20 Kw; utilizando para ello un solo grupo generador, ya que de otro modo resultaría antieconómico.

Potencia de la central = 20 Kw

CAPITULO 3 RECURSOS HIDRICOS

Una de las dificultades que se encuentra al trabajar en proyectos de microcentrales hidroeléctricas es la escases de registros de aforo del rio en estudio, debido a que generalmente, estos se ubican en pequeñas cuencas, las cuales no cuentan con estaciones de aforos, tal como en el caso de Mayorarca.

En este caso el método más usado es el de realizar mediciones puntuales del caudal en la zona de la futura bocatoma, durante los meses de estiaje. Existen varios métodos para ello tales como: el método del flotador, del vertedero, del correntómetro, etc. Para Mayorarca se tomaron mediciones en el mes de Noviembre utilizando el método de la solución de sal (Apéndice A). Una de cuyas mediciones realizadas en un dia se puede ver en la tabla 5. El resultado obtenido fue de 54 Lt/s.

Según los habitantes de la zona, ese año fue un año más seco que lo normal, y ese era el nivel mínimo alcanzado en el año.

En los casos en que los caudales aforados en estiaje fueran bastante mayores a los necesitados por la microcentral, este tipo de mediciones sería suficiente. Pero si existieran dudas sobre la exactitud de los aforos obtenidos, o de la disponibilidad de agua en época de estiaje, entonces es preferible realizar un estudio de

Tabla 5: Mediciones de la conductividad en el método de la solución de sal para el cálculo de caudales

SAL:	100 gm	LECTURA CADA:	5 seg ^o
TEMP	19 ° C	RANGÓ:-	0-144 μ S:
BASE	20		

No.	seg ^o	μ S
BASE	0	20
1	5	20
2	10	20
3	15	20
4	20	20
5	25	21
6	30	26
7	35	30
8	40	36
9	45	47
10	50	75
11	55	85
12	1 MIN	95
13	1.05	96
14	10	96
15	15	94
16	20	90
17	25	60
18	30	50
19	35	47
20	40	37
21	45	34
22	50	32
23	55	28
24	2 MINS	26
25	2.05	25
26	10	24

No.	seg ^o	μ S
27	15	23
28	20	22
29	25	21
30	30	20
	35	
	40	
	45	
	50	
	55	
	3 MINS	
	3.05	
	10	
	15	
	20	
	25	
	30	
	35	
	40	
	45	
	50	
	55	
	4 MINS	
	4.05	
	10	
	15	
	20	
	25	

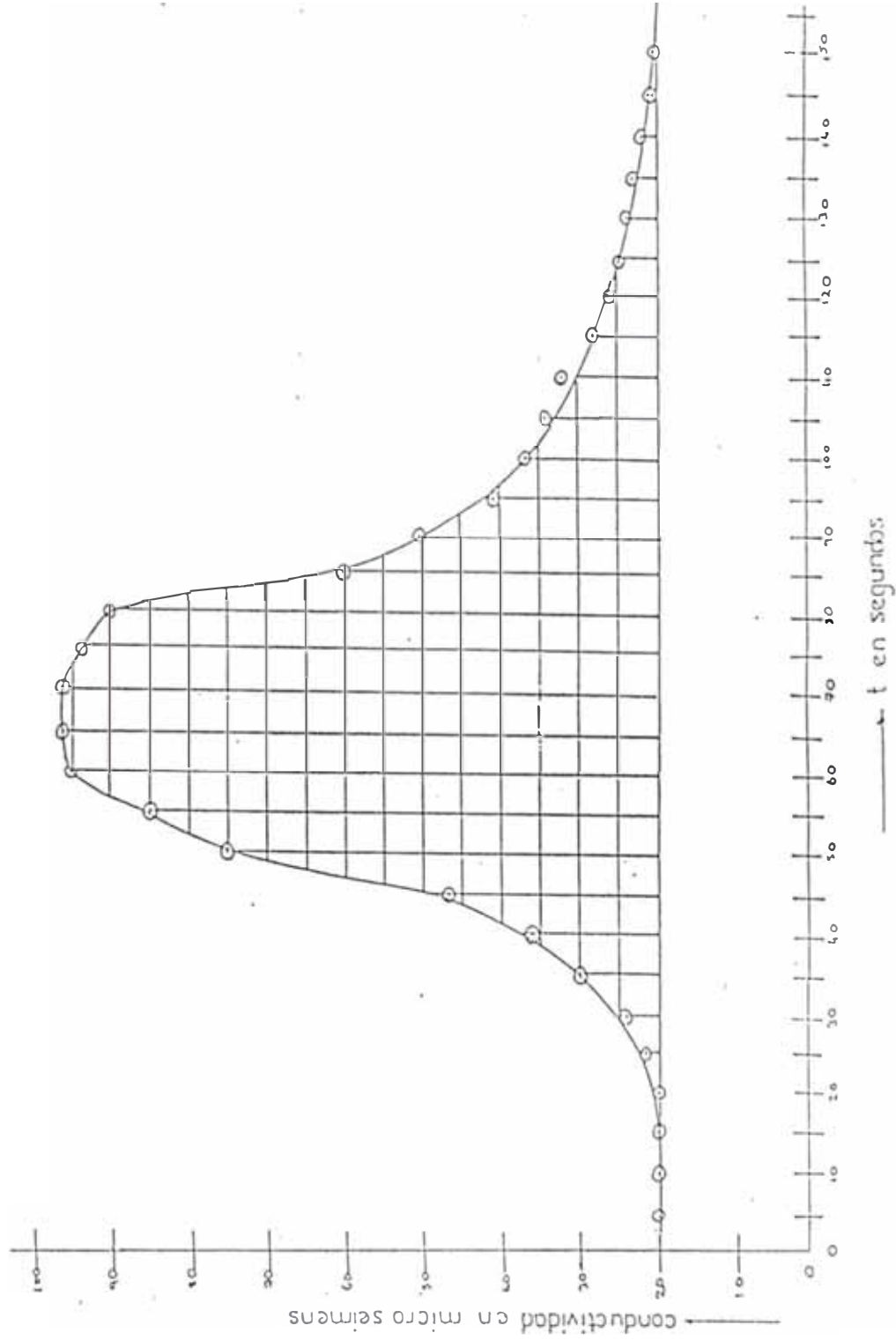


Figura 7: Gráfico de la conductividad del agua versus el tiempo

hidrología.

Sin embargo esto debe tomarse con cierta cautela, ya que algunos métodos utilizan fórmulas para hallar el caudal promedio, en función de la precipitación media de la región y en la estimación de la evapotranspiración media, y no toman en cuenta factores como el almacenamiento del agua en el terreno y subsuelo, ni los diferentes factores que afectan la evapotranspiración en la cuenca. Por ello en algunos casos pueden dar resultados muy alejados de la realidad, en especial si se está trabajando con cuencas pequeñas.

La National Rural Electric Cooperative Association de los EEUU (NRECA), propone un método /7/ para el cálculo de la curva de duración de caudales basado en datos meteorológicos de estaciones en la cuenca de estudio o en cuencas vecinas. Este método es aplicable a cuencas menores de $1,000 \text{ Km}^2$, donde no exista una acumulación significativa de nieve y donde el caudal de los ríos no sea regulado por grandes lagos o reservorios.

3.1 Método de la NRECA para estudios de hidrología

Este método propone que, en ríos donde no existan datos de aforos, se puede estimar la curva de duración de caudales a partir de datos de precipitación y evapotranspiración potencial mensual; la cual se define, como la cantidad de agua que se evaporaría si es que

existiera abundante disponibilidad de agua en el terreno. En ausencia de este dato, se puede usar el método de Penman (Apéndice B) para estimar su valor promedio mensual, a partir de información climatológica de la cuenca tal como: humedad relativa media, horas de sol, velocidad del viento, temperatura media y radiación solar.

El razonamiento que hacen los autores de este método, es el que el agua de los rios proviene de las lluvias, y que durante e inmediatamente después de fuertes precipitaciones, al estar el terreno saturado de agua, la mayor parte de la lluvia se mueve como escurrimiento superficial hacia los rios, creando caudales de avenidas. Posteriormente, el agua absorbida por el terreno durante las lluvias, se mueve como flujo subterráneo hacia los rios o canales, y los provee de agua en períodos donde no se presentan lluvias.

3.1.1 Características de las cuencas

Este método define 3 parámetros característicos de las cuencas:

- a) Nominal: Nos da un índice de la capacidad del terreno para almacenar agua. Se expresa en mm.
- b) Psub: Es la fracción del escurrimiento que se mueve como flujo subterráneo. Los terrenos poco permeables, que tienen poca capacidad de infiltración, tienen mayor escurrimiento superficial y por lo tanto presentan mayores

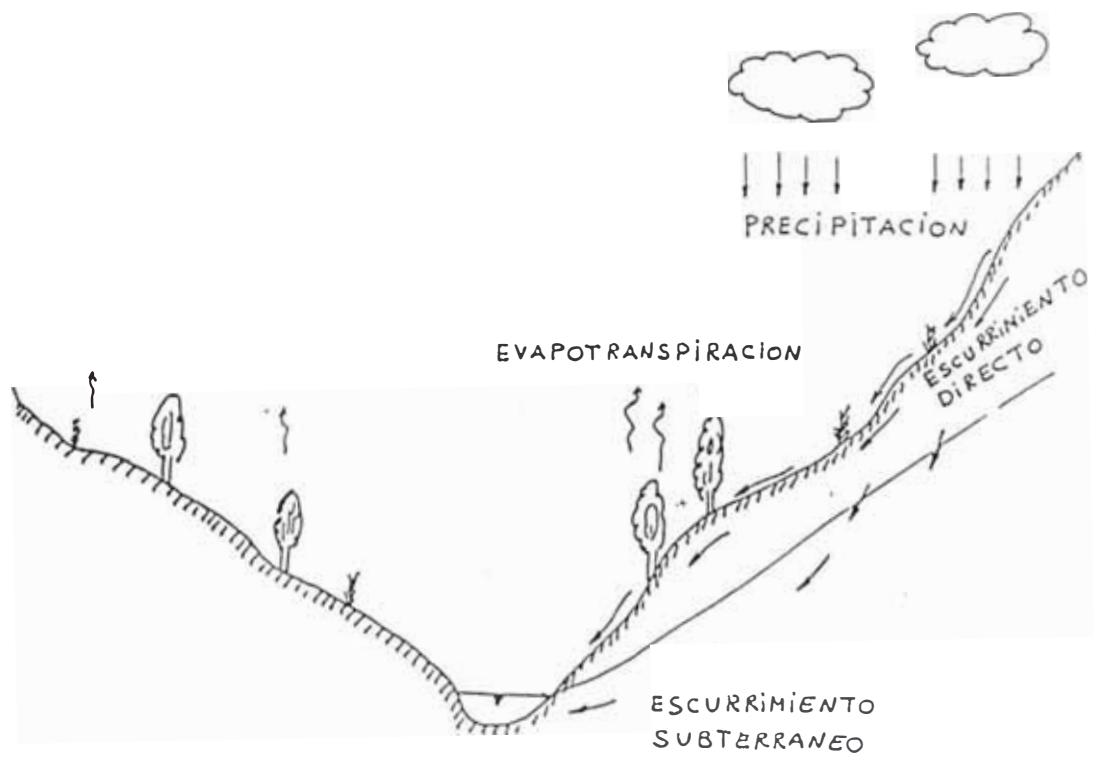


Figura 8 : El ciclo hidrológico

variaciones estacionales en el caudal de los rios; mientras que, terrenos con alta capacidad de infiltración poseen caudales mas consistentes a lo largo del año. P_{sub} es adimensional.

c) GWF: Es la fracción del volumen total de agua almacenada en el subsuelo que llegará al rio como escurrimiento subterráneo durante el mes en estudio. GWF es adimensional.

Estimación de los parámetros:

Para estimar los valores de Nominal, P_{sub} y GWF se pueden seguir las siguientes pautas:

$$a) \text{ Nominal} = 100 + C1 * \bar{P} \quad (8)$$

donde:

$C1$: es una constante empírica y puede tomarse entre 0.2 y 0.25

\bar{P} : es la precipitación media anual (mm)

Seguidamente el valor de Nominal puede reducirse hasta en 25% si se trata de cuencas con poca vegetación y suelo de poco espesor.

b) $P_{sub} = 0.6$ es el valor promedio. Este puede incrementarse hasta 0.8 si el terreno tiene alta permeabilidad y reducirse hasta 0.3 en terrenos de poca permeabilidad.

c) $GWF = 0.5$ es el valor medio. Este puede incrementarse hasta 0.9 en cuencas con caudales poco consistentes, y puede reducirse hasta 0.2 en cuencas con caudales bastante

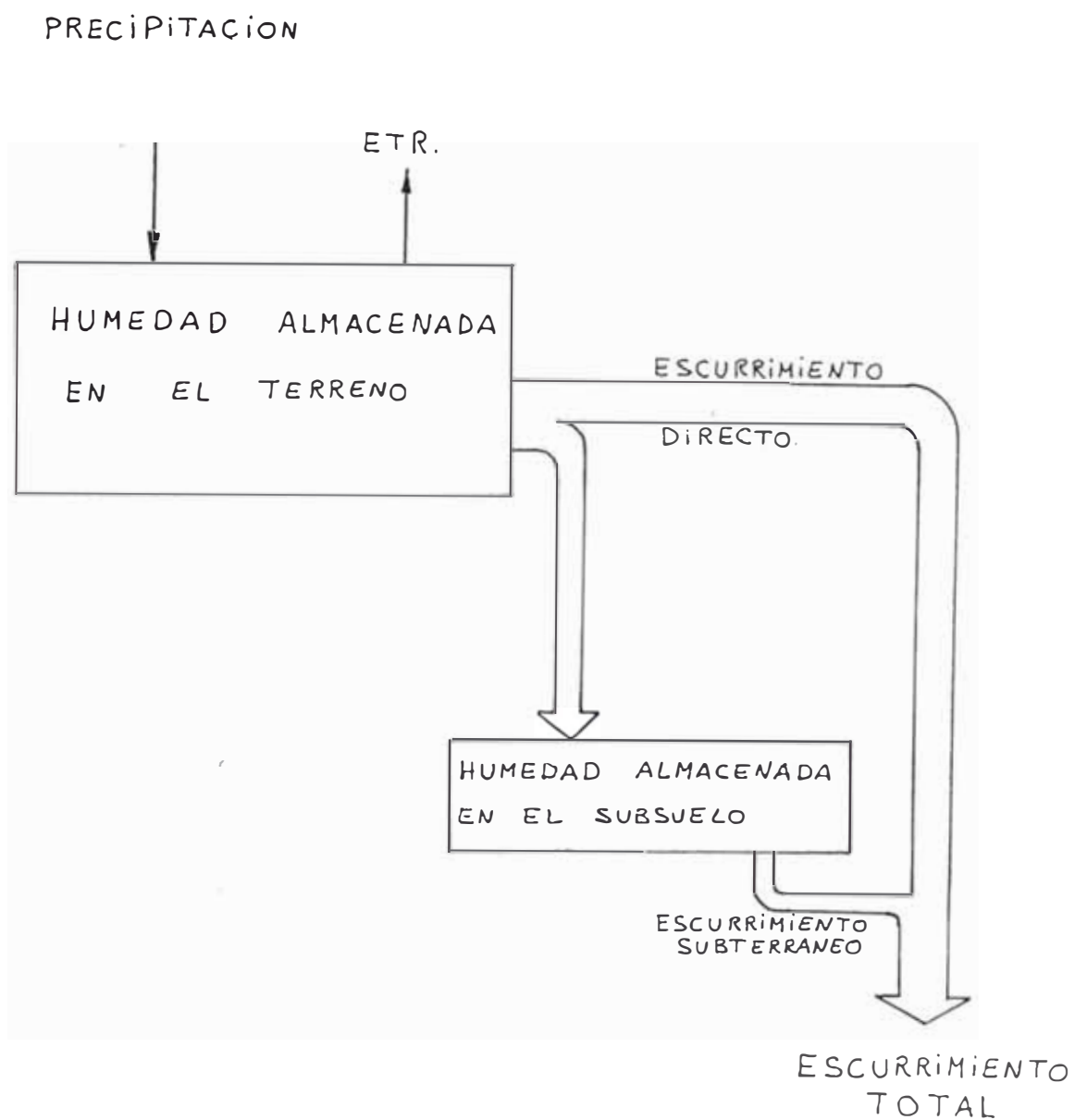


Figura 9 : Balance Hidrológico de la cuenca

consistentes.

Si es que se tuvieran mediciones de caudales en la cuenca durante algunos mese donde no hubiesen existido precipitaciones, el valor de GWF se puede estimar con:

$$\text{GWF} - 1 - (\text{caudal hoy/caudal 1 mes antes}) \quad (9)$$

Si es que hay varios meses con poca o sin precipitación, generalmente se toma el menor valor de GWF.

3.1.2 Cálculo del escurrimiento mensual

Una vez que se tienen los datos de precipitación y evapotranspiración potencial para cada mes y por un período de varios años, se procede a determinar los valores de Nominal, Psub y GWF. Además se deben asumir condiciones iniciales del nivel de humedad en el suelo(HT) y el nivel de humedad en el subsuelo(HS).

Si la secuencia de cálculo se inicia en el mes mas seco(estiaje), entonces los niveles de humedad seran bajos. Valores típicos son:

$$\text{HT} = 0.10 * \text{Nominal} \quad (10)$$

$$\text{HS} = 0.05 * \text{Nominal} \quad (11)$$

En cuencas con precipitación uniforme durante todo el ano:

$$\text{HT} = \text{Nominal} \quad (12)$$

$$\text{HS} = 0.20 * \text{Nominal} \quad (13)$$

Si el cálculo se inicia en el mes mas lluvioso, entonces se puede asumir:

$$HT= 1.25 * \text{Nominal} \quad (14)$$

$$HS= 0.40 * \text{Nominal} \quad (15)$$

El efecto de asumir arbitrariamente estos valores practicamente desaparece luego de 6 meses, por ello se recomienda desechar los resultados del primer ano para trazar la curva de duración de caudales.

Secuencia de cálculo

a) Asignar valores a las características de la cuenca: Nominal, Psub y GWF.

b) Asignar valores a las condiciones iniciales del terreno; HT y HS.

c) Ingresar datos mes a mes: precipitación(P), evapotranspiración potencial(ETP).

d) Hallar la razón entre el nivel de humedad en el suelo y el valor de Nominal:

$$R1 = HT/\text{Nominal} \quad (16)$$

e) Calcular la relación P/ETP

f) De la figura 10 se halla el valor de la relación ETR/ETP. Si $P/ETP > 1$, entonces $ETR/ETP = 1$.

g) Hallar ETR

h) Calcular el balance de agua para el mes en estudio:

$$WB= P-ETR \quad (17)$$

i) Si $WB > 0$, de la figura 11 con el valor de R1, se halla la razón del exceso de humedad(R4)

Si $WB < 0$ entonces $R4=0$

j) Calcular el valor de humedad en exceso(HE):

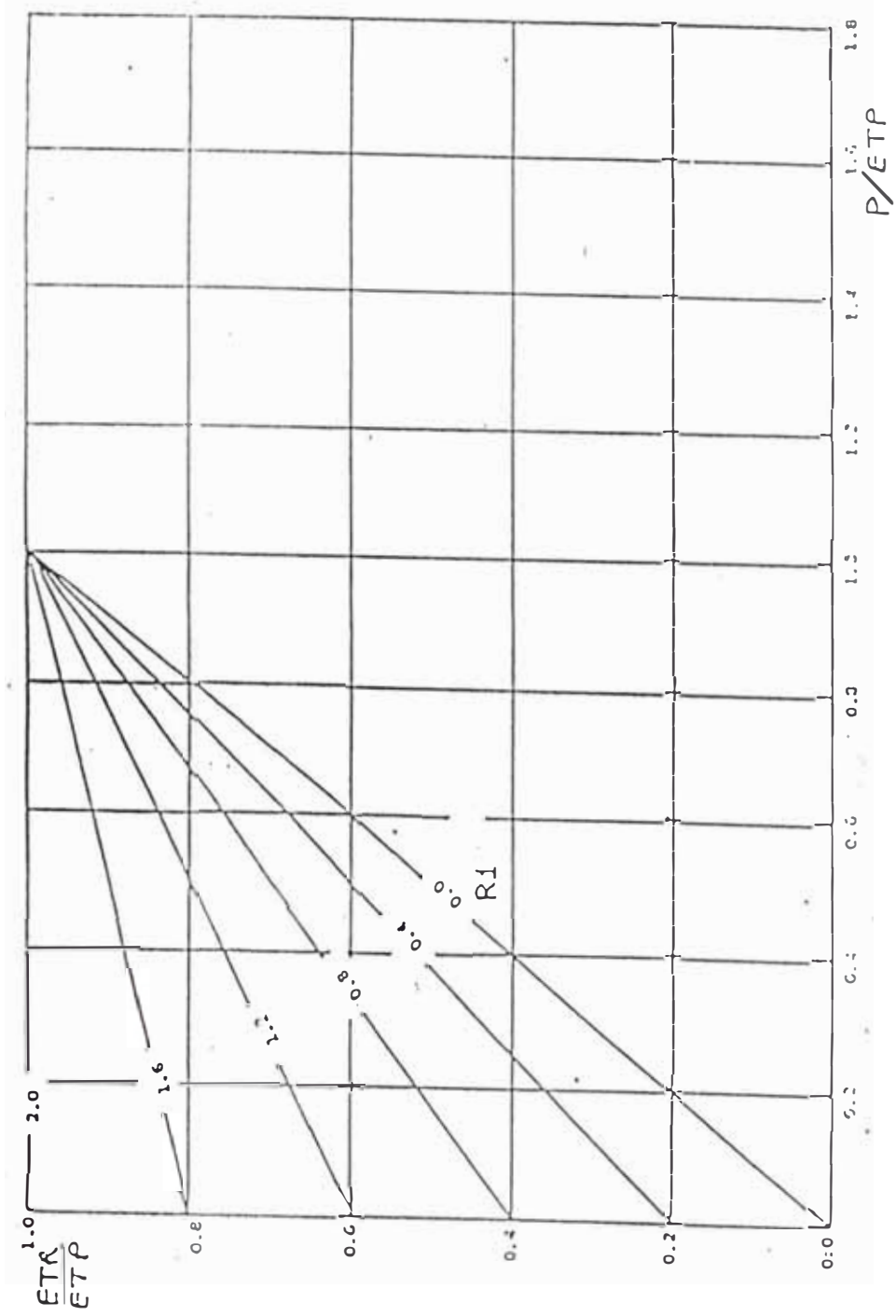


Figura 10 : Gráfico de la relación entre la evapotranspiración real y potencial

Fuente /7/

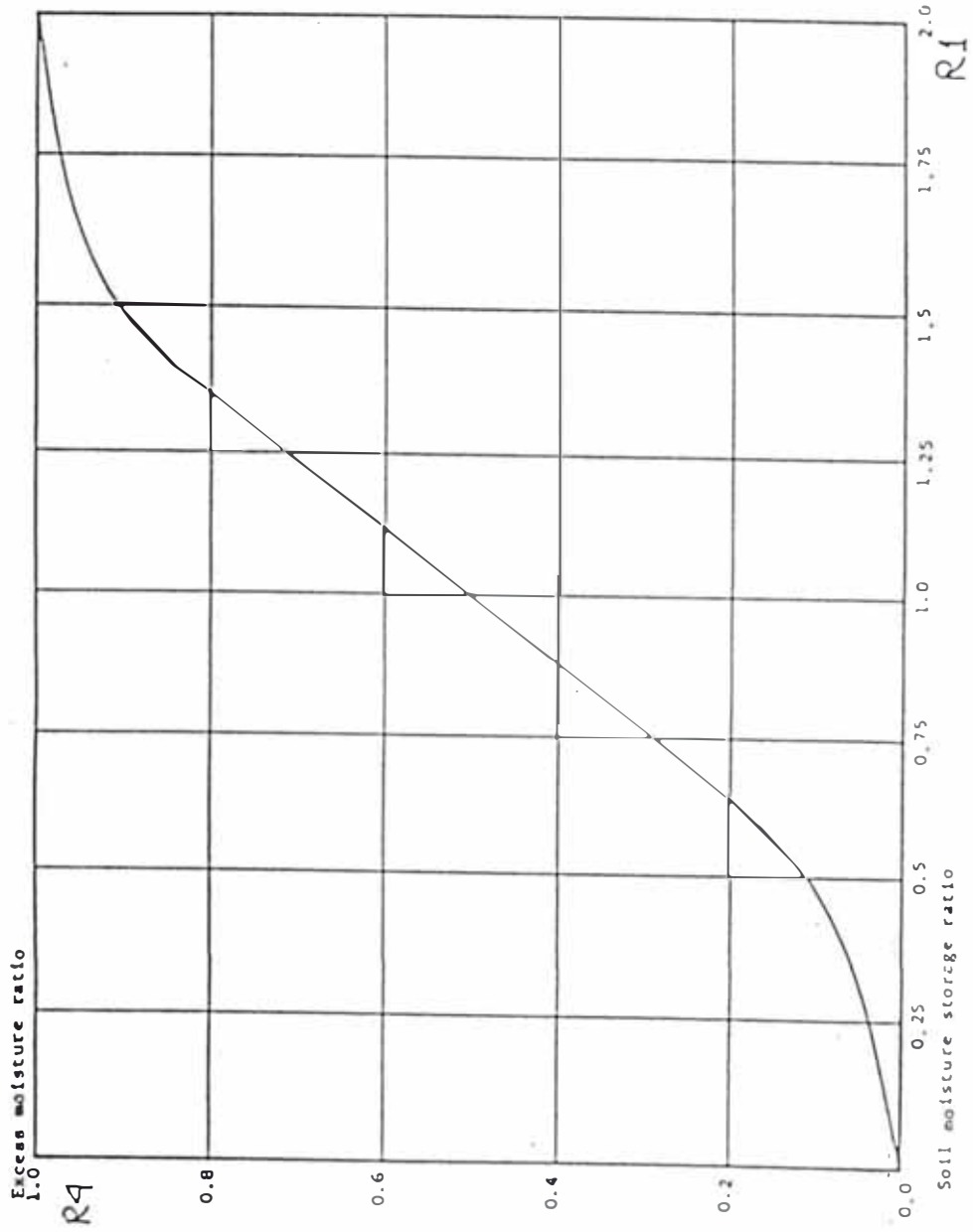


Figura 11 : Gráfico de la razón del exceso de humedad

Fuente /7/

$$HE=R4 * WB \quad (18)$$

k) Calcular el cambio en el nivel de humedad en el suelo:

$$\Delta HT= WB - HE \quad (19)$$

l) Calcular la cantidad de agua que se infiltra hacia el subsuelo:

$$R= Psub * HE \quad (20)$$

m) Calcular el nuevo valor de la humedad almacenada en el subsuelo:

$$AF= HS + R \quad (21)$$

n) Calcular el escurrimiento subterráneo hacia el río:

$$ES= GWF * AF \quad (22)$$

o) Calcular el escurrimiento directo hacia el río:

$$ED= HE - R \quad (23)$$

p) Calcular el escurrimiento total en mm:

$$E= ED + ES \quad (24)$$

Repetir la secuencia usando ahora los nuevos valores de HT y HS o AF. El caudal estimado se halla multiplicando el escurrimiento total (E) por el área de la cuenca.

3.2 Estudio de Hidrología

Utilizando el método descrito anteriormente, se procederá a realizar un estudio de hidrología para determinar la curva de duración de caudales en el río Fortaleza a la altura de Mayorarca.

El primer paso fue el de calcular el área de la cuenca. Para ello se utilizó los mapas del Instituto Geográfico

Militar a escala 1:100,000, los cuales presentan la topografía del terreno con curvas de altitud. Una vez ubicado en el mapa el lugar de la bocatoma, se traza el contorno de la cuenca, y con ayuda de papel milimetrado se calcula el area, que para este caso es 108 Km^2 .

Del mismo mapa utilizado, se observa que aproximadamente el 60% de la cuenca está entre 4,800 y 4,400 m.s.n.m.; 30% entre 4,400 y 4,000 m.s.n.m. y el 10% entre 4,000 y 3,500 m.s.n.m.

En la figura 13 se se ha dividido la cuenca en 3 zonas:

Zona A: 4,800 - 4,400 m.s.n.m.

Zona B: 4,400 - 4,000 m.s.n.m.

Zona C: 4,000 - 3,500 m.s.n.m.

Lo ideal sería tener datos de precipitación representativos para cada una de estas zonas, luego afectar estos datos por el % del area de la cuenca asociada a esta zona y finalmente hacer la sumatoria de las 3 precipitaciones, con lo cual tendríamos la precipitación promedio en la cuenca en forma mensual. Pero en nuestro caso esto no es posible ya que sólo existe información pluviométrica confiable en las estaciones meteorológicas de Lampas Alto, Conococha, Lampas Bajo y Congas/8/; de las cuales, las 3 primeras se ubican entre los 4,100 y 4,000 m.s.n.m., y Congas está a 3,100 m.s.n.m. Como en esta zona la precipitación aumenta con la altitud, se debe tener mucho cuidado al elegir de dónde se van a

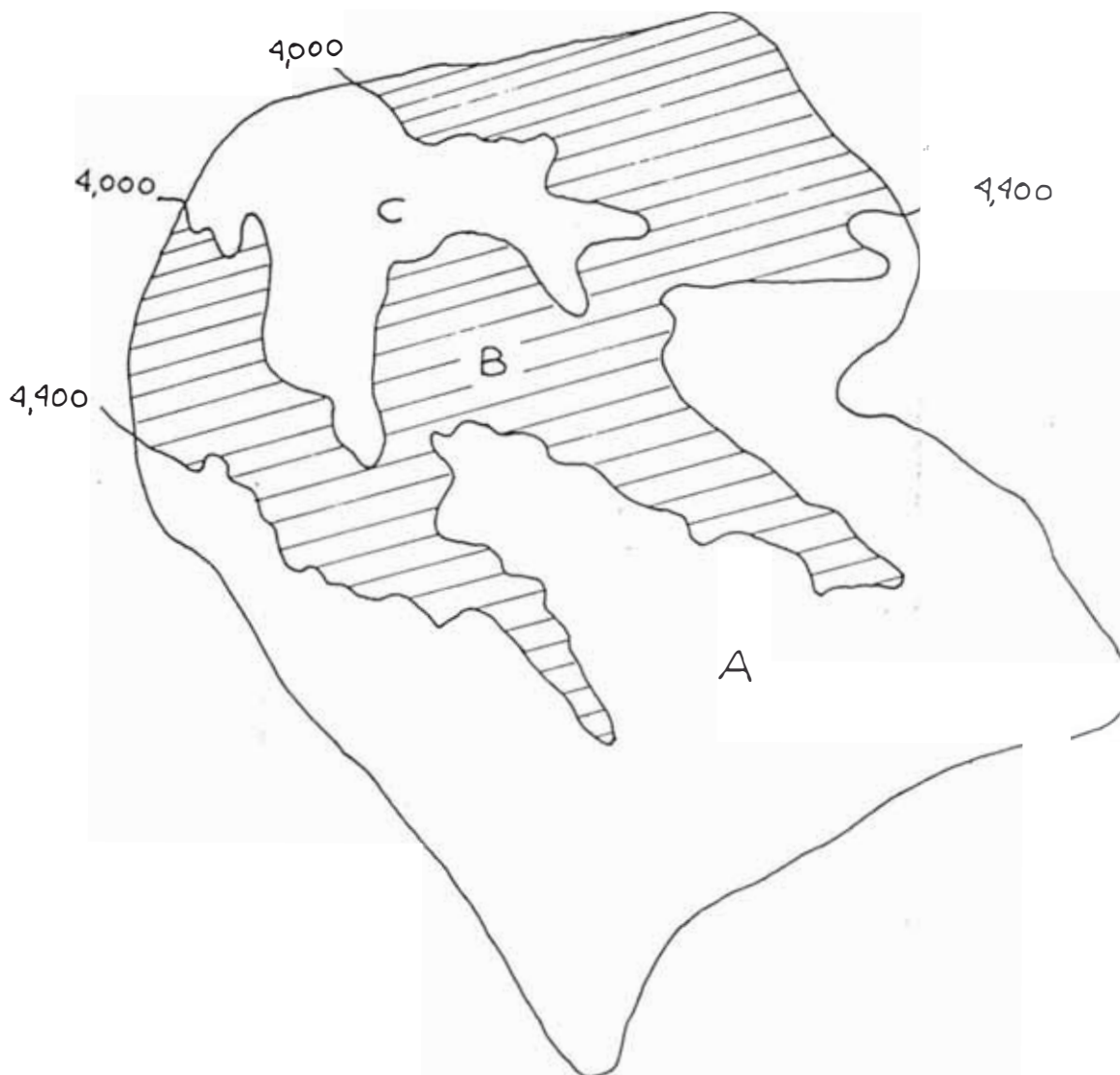


Figura 13 : División de la cuenca en 3 zonas en función de la altitud

tomar los datos de precipitación.

Estando Lampas Alto a mayor altitud que las otras estaciones(4,100 m.s.n.m.) se ha decidido tomar los datos de precipitación mensual como los representativos de la cuenca (ver tabla 6).

Seguidamente, ya que no se tienen datos de la evapotranspiración potencial en la cuenca, se procede a calcularla siguiendo el método de Penman (ver apéndice B).

3.2.1 Cálculo de la evapotranspiración potencial

Para el cálculo de la evapotranspiración potencial, se utilizó primero el método de Penman para estimar la evaporación potencial (Et) en base a datos de la estación climatológica de Lampas Alto /8/, la cual se ha asumido que tiene los datos climatológicos representativos de la cuenca.

Los datos utilizados fueron: temperatura media mensual(t), humedad relativa media mensual(h), horas de sol al mes(n), y la velocidad media del viento a 2m de la superficie(u). La temperatura está en $^{\circ}\text{C}$ y la velocidad del viento en m/s.

Para el cálculo del valor de Angot (Ra) de la radiación, se utilizó la tabla mostrada en el apéndice B.

Siguiendo los pasos descritos en el apéndice y utilizando el nomograma elaborado por P. J. Rijkoort/9/, se procedió a calcular la evaporación potencial en cada

mes. La tabla 7 muestra los datos y resultados.

Luego para obtener la evapotranspiración potencial (ETP) se multiplican estos valores por un factor menor que 1, el cual puede variar debido a múltiples factores entre ellos el tipo de vegetación existente y la humedad en el suelo./9/

Una vez que se tienen los datos de precipitación y evapotranspiración potencial en forma mensual y por varios años, se sigue la secuencia de cálculo del escurrimiento mensual descrita anteriormente.

3.2.2 Cálculo del escurrimiento mensual

El cálculo se hizo empezando en el mes más lluvioso y se hicieron las siguientes suposiciones:

$$ETP = 0.80 * ET$$

$$Nominal = 0.75 * (100 + C1 * P)$$

$$C1 = 0.25$$

$$HT = 1.25 * Nominal$$

$$HS = 0.40 * Nominal$$

$$P_{sub} = 0.6$$

$$P = 668 \text{ mm}$$

$$GWF = 0.115$$

Este valor de GWF se ha obtenido a partir de datos de la estación de aforos de Recreta, en el río Santa/8/, en donde en el año 1966 los aforos en los meses de Julio y Agosto fueron de 0.61 y 0.54 m³/seg respectivamente, y no

Tabla 6: Precipitación mensual (mm.)
Estación: Lampas Alto /8/

año	Mar	Ab	M	Jn	Jl	Ag	Se	Oct	Nov	Dic	En	Feb	
1964	197.5	73.4	40.5	0.0	0.6	3.5	10.5	34.4	75.5	34.8	42.2	120.1	633.0
1965	191.6	70.6	18.1	0.1	8.6	0.0	18.0	53.4	35.8	63.5	151.3	68.1	679.1
1966	93.4	60.0	10.5	1.2	0.0	0.0	29.7	112.8	35.7	44.1	119.2	243.5	750.1
1967	162.0	43.0	23.5	5.5	19.8	7.3	22.0	108.4	27.6	61.5	110.1	45.6	636.3
1968	129.1	19.8	26.2	1.5	0.0	17.1	21.1	43.4	46.7	40.9	66.7	88.7	501.2
1969	145.7	75.3	4.0	0.0	2.5	3.4	17.5	39.9	89.0	173.2	178.3	77.9	806.7

Tabla 7 : Resultados del cálculo de la evaporación potencial de Penman(mm/mes). Estación: Lampas Alto

Año: 1964

mes	t	h	n	D	n/D	u	Ra	dias	Et
Mar	7.2	0.72	100	372	0.27	3.6	855	31	74.4
Ab	7.0	0.68	157	348	0.45	3.6	806	30	81
Ma	5.7	0.60	216	351	0.62	3.6	705	31	83.7
Ju	4.5	0.54	235	330	0.71	3.9	691	30	87
Ju	3.9	0.57	274	351	0.78	4.2	690	30	87
Ag	5.0	0.55	219	361	0.61	4.2	750	31	96.1
Set	5.5	0.56	206	360	0.57	4.2	855	30	105
Oct	5.5	0.63	168	382	0.44	4.2	879	31	96.1
Nov	5.5	0.65	188	379	0.50	4.2	929	30	99
Dic	4.8	0.67	196	403	0.49	4.2	903	31	96.1
En	5.7	0.73	153	392	0.39	3.9	907	31	83.7
Feb	6.6	0.76	111	357	0.31	3.6	991	28	75.6

t: temperatura media ($^{\circ}\text{C}$)

h: humedad relativa media (%)

n: número de horas de sol al mes

D: horas de sol posibles

u: velocidad media del viento (m/s)

Ra: radiación de Angot ($\text{gCal/cm}^2/\text{dia}$)

Et: evaporación potencial (mm)

Tabla 7: (continuación)

Año: 1965

mes	t	h	n	D	n/\bar{D}	u	Ra	dias	Et
Mar	6.6	0.76	157	372	0.42	3.6	855	31	80.6
Ab	6.0	0.72	159	348	0.46	3.6	806	30	78
Ma	5.7	0.56	237	351	0.67	3.6	705	31	89.9
Jun	5.0	0.54	240	330	0.73	3.9	691	30	90
Jul	4.6	0.61	213	351	0.61	4.2	690	30	81
Ag	5.0	0.63	229	361	0.63	4.2	750	31	89.9
Set	6.2	0.68	160	360	0.44	4.2	855	30	87
Oct	7.0	0.70	165	382	0.42	4.2	879	31	93
Nov	6.2	0.66	190	379	0.50	4.2	929	30	102
Dic	6.7	0.71	173	403	0.43	4.2	903	31	93
En	7.1	0.77	189	392	0.48	3.9	907	31	93
Feb	7.4	0.75	163	357	0.46	3.6	991	28	92.4

Tabla 7: (continuación)

Año: 1966

mes	t	h	n	D	n/\bar{D}	u	Ra	dias	Et
Mar	6.7	0.64	188	372	0.50	3.6	855	31	96.1
Ab	6.5	0.75	193	348	0.55	3.6	806	30	81
Ma	5.6	0.89	240	351	0.68	3.6	705	31	65.1
Jun	3.8	0.59	290	330	0.88	3.9	691	30	87
Jul	4.2	0.57	296	351	0.84	4.2	690	30	93
Ag	4.8	0.60	271	361	0.75	4.2	750	31	99.2
Set	6.0	0.64	207	360	0.57	4.2	855	30	99
Oct	6.8	0.78	121	382	0.32	4.2	879	31	77.5
Nov	6.6	0.68	145	379	0.38	4.2	929	30	93
Dic	6.2	0.72	107	403	0.27	4.2	903	31	77.5
En	7	0.77	102	392	0.26	3.9	907	31	74.4
Feb	6.6	0.82	129	357	0.36	3.6	991	28	75.6

Tabla 7: (continuación)

Año: 1967

mes	t	h	n	D	n/\bar{D}	u	Ra	dias	Et
Mar	6.7	0.79	113	372	0.30	3.6	855	31	68.2
Ab	6.9	0.69	164	348	0.47	3.6	806	30	81
May	6.4	0.68	182	351	0.52	3.6	705	31	77.5
Jun	5.0	0.60	221	330	0.67	3.9	691	30	84
Jul	4.7	0.62	169	351	0.48	4.2	690	30	75
Ag	5.2	0.58	214	361	0.59	4.2	750	31	93
Set	6.3	0.61	187	360	0.52	4.2	855	30	99
Oct	6.2	0.76	92	382	0.24	4.2	879	31	71.3
Nov	6.0	0.65	168	379	0.44	4.2	929	30	96
Dic	6.2	0.68	160	403	0.40	4.2	903	31	93
En	6.9	0.69	120	392	0.31	3.9	907	31	86.8
Feb	6.5	0.74	72	357	0.20	3.6	991	29	69.6

Tabla 7: (continuación)

Año: 1968

mes	t	h	n	D	n/\bar{D}	u	Ra	dias	Et
Mar	6.3	0.77	88	372	0.24	3.6	855	31	65.1
Ab	5.7	0.63	208	348	0.60	3.6	806	30	90
Ma	5.7	0.62	200	351	0.57	3.6	705	31	80.6
Jun	4.8	0.57	225	330	0.68	3.9	691	30	84
Jul	5.4	0.66	233	351	0.66	4.2	690	30	81
Ag	5.4	0.65	149	361	0.41	4.2	750	31	77.5
Set	6.5	0.60	155	360	0.43	4.2	855	30	96
Oct	7.1	0.60	107	382	0.28	4.2	879	31	93
Nov	6.1	0.61	161	379	0.42	4.2	929	30	99
Dic	6.7	0.60	154	403	0.38	4.2	903	31	99.2
En	7.2	0.63	115	392	0.29	3.9	907	31	89.9
Feb	7.7	0.72	102	357	0.29	3.6	991	28	81.2

Tabla 7: (continuación)

Año: 1969

mes	t	h	n	D	n7D	u	Ra	dias	Et
Mar	7.6	0.75	105	372	0.28	3.6	855	31	74.4
Ab	7.4	0.71	147	348	0.42	3.6	806	30	78
Ma	7.0	0.61	209	351	0.59	3.6	705	31	86.8
Jun	6.0	0.57	200	330	0.61	3.9	691	30	87
Jul	5.8	0.54	224	351	0.64	4.2	690	30	90
Ag	5.8	0.60	180	361	0.50	4.2	750	31	89.9
Set	6.6	0.57	196	360	0.54	4.2	855	30	105
Oct	7.2	0.59	139	382	0.36	4.2	879	31	99.2
Nov	6.9	0.67	98	379	0.26	4.2	929	30	84
Dic	6.7	0.75	85	403	0.21	4.2	903	31	71.3
En	6.5	0.74	75	392	0.19	3.9	907	31	71.3
Feb	7.1	0.71	114	357	0.32	3.6	991	28	81.2

Tabla 8: Resultados del cálculo de los escurrimientos mensuales usando el método de la NRECA.

	1964			1965		
	P	ETP	Q	P	ETP	Q
Mar	197.5	59.5	2248	191.6	64.5	789
Ab	73.4	64.8	716	70.6	62.4	358
M	40.5	67	523	18.1	71.9	219
Jun	0	69.6	478	0.1	72	200
Jul	0.6	69.6	423	8.6	64.8	177
Ag	3.5	76.9	362	0	71.9	152
Set	10.5	84	331	18	69.6	139
Oct	34.4	76.9	284	53.4	74.4	119
Nov	75.5	79.2	259	35.8	81.6	109
Dic	34.8	76.9	222	63.5	74.4	93
En	42.2	67	197	151.3	74.4	213
Feb	120.1	60.5	320	68.1	73.9	100

P: precipitación (mm)
ETP: evapotranspiración potencial (mm)
Q: caudal medio estimado (lt/s)

Tabla 8: (continuación)

	1966			1967		
	P	ETP	Q	P	ETP	Q
Mar	93.4	76.9	169	162	54.6	1833
Ab	60	64.8	85	43	64.8	382
M	10.5	52.1	73	23.5	62	327
Jun	1.2	69.6	66	5.5	67.2	299
Jul	0	74.4	59	19.8	60	265
Ag	0	79.4	50	7.3	74.4	227
Set	29.7	79.2	46	22	79.2	207
Oct	112.8	62	96	108.4	57	413
Nov	35.7	74.4	44	27.6	76.8	194
Dic	44.1	62	37	61.5	74.4	166
En	119.2	59.5	175	110.1	69.4	372
Feb	243.5	60.5	1166	45.6	55.7	170

Tabla 8: (continuación)

	1968			1969		
	P	ETP	Q	P	ETP	Q
Mar	129.1	52.1	700	147.5	59.5	236
Ab	19.8	72	204	75.3	62.4	161
M	26.2	64.5	175	4	69.4	75
Jun	1.5	67.2	160	0	69.6	69
Jul	0	64.8	142	2.5	72	61
Ag	17.1	62	121	3.4	71.9	52
Set	21.1	76.8	111	17.5	8.4	48
Oct	43.4	74.4	95	39.9	79.4	41
Nov	46.7	79.2	87	89	67.2	58
Dic	40.9	79.4	74	173.2	57	226
En	66.7	71.9	66	178.3	57	1080
Feb	88.7	65	96	77.9	65	393

existió precipitación durante este período. Por lo tanto:

$$GWF = 1 - (0.54/0.61) = 0.115$$

Se han hecho los cálculos sólo para 6 años consecutivos debido a que esta es toda la información disponible, tanto en lo referente a precipitación como a datos climatológicos.

Para el análisis de los resultados se ha desechado los correspondientes al primer año tal como lo establece el método usado. Los resultados se muestran en las tablas y gráficos.

3.3 Disponibilidad de agua para la generación de energía

De investigaciones de campo realizadas, se sabe que existen 2 sectores bajo riego, los cuales utilizan el canal existente, que se proyecta usar para la microcentral.

Se han tabulado estos datos, y se comparan con los caudales medios mensuales estimados con el método de la NRECA. Los resultados se muestran en las tablas.

Tabla 9: demanda promedio mensual para riego(Lt/s)

mes	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
sector I	0	0	0	42	42	18	18	18	18	18	18	42
sector II	0	0	0	14	14	10	10	10	10	10	10	14
Total	0	0	0	56	56	28	28	28	28	28	28	56



Figura 14: Caudales medios mensuales estimados

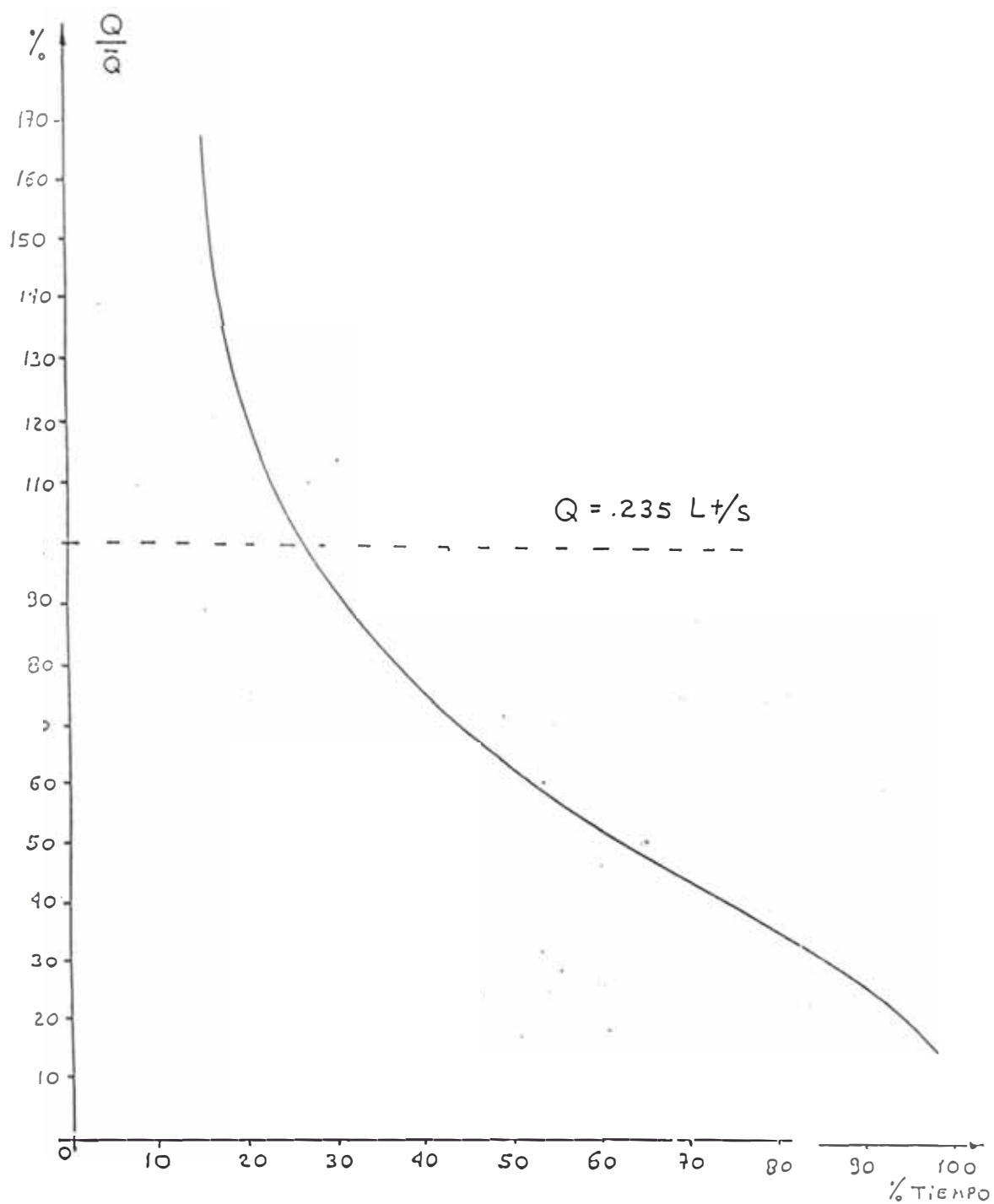
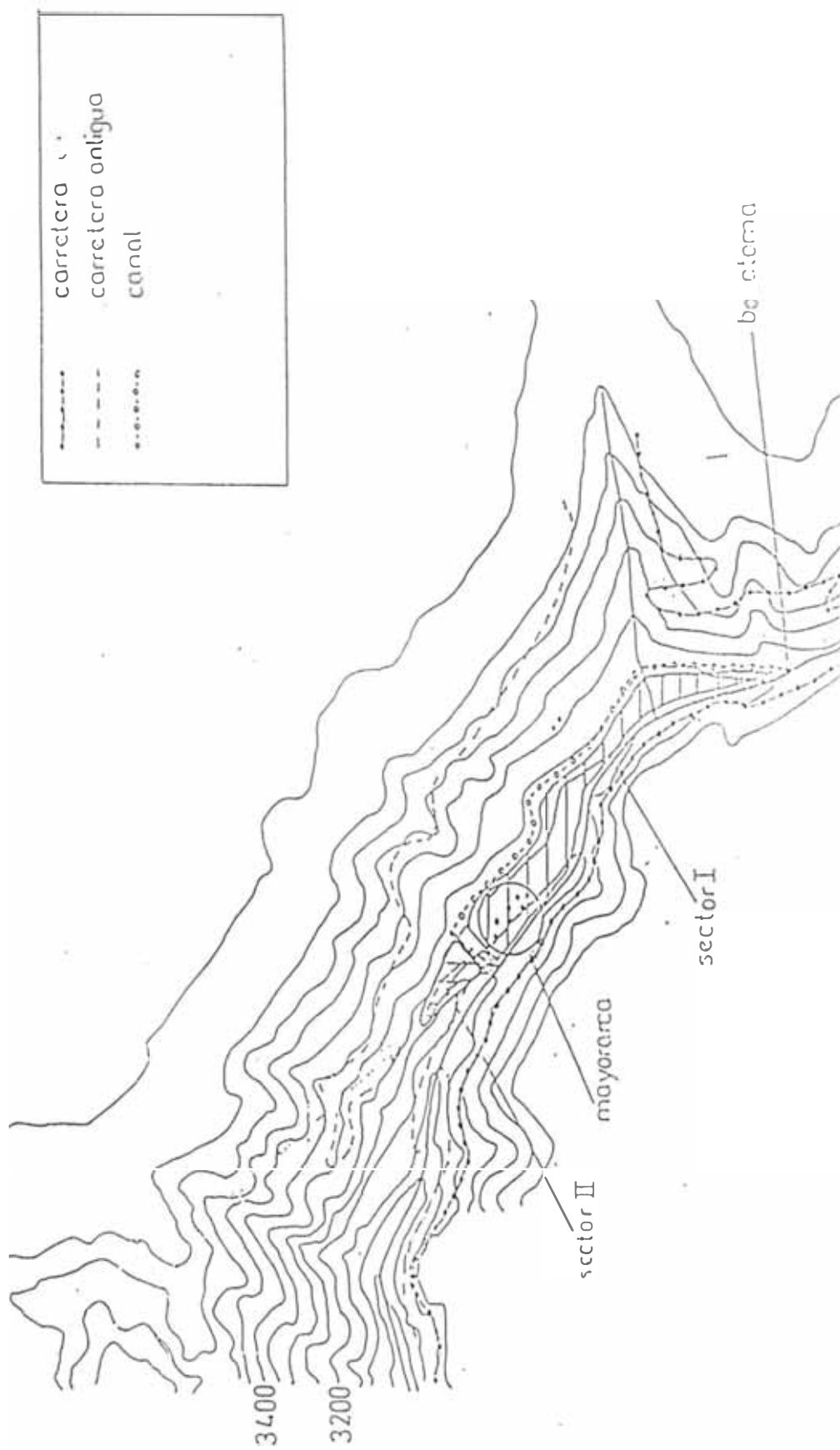


Figura 15: Curva de duración de caudales



Fi ura 16 Se tores de riego

Tabla 10: Disponibilidad de agua para la microcentral

mes	Q medio(L/s)	demanda riego	agua disponible para energia
En	381	0	381
Feb	385	0	385
Mar	745	0	745
Ab	238	56	182
Ma	174	56	118
Jun	159	28	131
Jul	141	28	113
Ag	120	28	92
Set	110	28	82
Oct	153	28	125
Nov	98	28	70
Dic	119	56	63

CAPITULO 4 OBRAS CIVILES

El proyecto contempla la utilización del canal principal de riego existente. Este canal de tierra toma el agua del rio Fortaleza y recorre aproximadamente 2.4 Km hasta un punto aproximadamente 60 m arriba de la plaza principal de Mayorarca.

Con el fin de obtener la mayor caída posible y por lo tanto reducir la cantidad de agua necesaria, se propone extender el canal aproximadamente 400 m. más, siguiendo el contorno del terreno alrededor de un risco en el lado occidental del pueblo.

Una zona adecuada para la ubicación de la casa de fuerza fue identificada justo debajo de la vieja y abandonada carretera a Huaraz.

Para iniciar el diseño de las instalaciones de la microcentral hidroeléctrica, se necesita tener los siguientes parámetros: caída bruta, potencia de diseño y caudal de diseño.

a) Caída bruta (H_b): Utilizando un eclímetro y una cinta graduada se midió la caída bruta y la longitud total entre el final del canal y el lugar propuesto para la casa de fuerza. Los resultados son:

$$\text{caída bruta } (H_b) = 110 \text{ m}$$

$$\text{longitud total } (L) = 270 \text{ m}$$

b) Caudal de diseño (Q): Para hallar el caudal de diseño

se parte de la potencia de diseño, la cual ya fue fijada en 20 Kw al realizar el estudio de la demanda.

Por lo tanto, el caudal de diseño se obtiene con la fórmula:

$$Q = \frac{P}{9.8 * (H_b - \Delta H_p) * n_t} \quad (25)$$

donde:

P: potencia de diseño de la planta (Watts)

H_b: caída bruta (m)

ΔH_p: pérdida de carga en la tubería de presión (m)

Q: caudal de diseño de la microcentral (Lt/s)

n_t: eficiencia total(turbina+generador) (%)

Pero, ΔH_p es función del caudal, del diámetro de la tubería y de la rugosidad de esta. Esto significa que la solución a la ecuación anterior es de carácter iterativo. Sin embargo, ya que ΔH_p es pequeño en comparación con H_b, se puede asumir por fines prácticos, que las pérdidas en la tubería de presión son del orden de 5% de la caída bruta. Este es un valor usual en microcentrales hidroeléctricas/10/, y la aproximación hecha no afectará significativamente el resultado. Luego, asumiendo que:

$$\Delta H_p = 0.05 * H_b$$

$$n_t = 65\%$$

La ecuación 25 se puede escribir como:

$$Q = \frac{P}{6.05 * Hb} \quad (26)$$

Reemplazando valores en la ecuación anterior se obtiene:

$$Q = 30 \text{ Lt/s}$$

Por lo tanto viendo las necesidades para el riego, se puede decir que de Junio a Noviembre se necesitarán 58 Lt/s, y en Abril, Mayo y Diciembre se necesitarán 86 Lt/s aproximadamente.

De la curva de duración de caudales se puede deducir que existirá un 80% de probabilidad durante el año de tener 86 Lt/s o más en el río, o dicho de otra manera; aproximadamente 9 meses y medio al año se tendrá 86 Lt/s o más en el río.

Por lo tanto se puede decir que en general no existirán problemas de escases de agua salvo quizás en Diciembre o en algún mes durante el estiaje, en cuyo caso se podría limitar el uso de la microcentral, o tener un sistema de riego que no interfiera en las horas de mayor demanda de energía.

Para el diseño de las obras civiles tales como: bocatoma, canal y cámara de carga, se ha tomado un caudal de 100 Lt/s. Esto es considerándolo el agua para riego, microcentral y otros usos.

4.1 Bocatoma

Se aprovechará la bocatoma existente, la cual es de piedras, y suficiente como para derivar el agua para el riego. Las mejoras que deben realizarse consisten en construir un dique de concreto y piedras, en base al que existe actualmente, y hacer un acceso apropiado al canal con un aliviadero y compuerta. El dique se construirá en el lecho del río usando las rocas existentes.(ver plano)

4.2 Canal

El canal existente actualmente es de tierra y pendiente variable, existiendo algunas secciones con caídas abruptas.

La longitud del canal existente desde la bocatoma en el río fortaleza hasta la zona propuesta para la cámara de carga en el lado occidental de Mayorarca, es de 2820 m., el desnivel entre estos dos puntos es de 35 m.(3380 y 3345 m.s.n.m.) medido con altímetro. Esto da una pendiente promedio de 12.4 por mil.

Para el cálculo de las dimensiones y características del canal, se ha usado la ecuación de Manning-Chezy /10/

$$r = \left[\frac{n * v}{\sqrt{s}} \right]^{3/2} \quad (27)$$

y la ecuación de continuidad:

$$A = Q/v \quad (28)$$

donde:

r: radio hidráulico (m)

Tabla 11: Valores del coeficiente de rugosidad de Manning para diferentes materiales de la superficie del canal.

		Nature of canal surface and finish			
		Earth	Masonry and Brickwork	Metal	Wood
Roughness coefficient, n	0.05	<ul style="list-style-type: none"> partially obstructed with debris and weeds 			
	0.04	<ul style="list-style-type: none"> rock cuts, jagged and irregular stony bed and weeds on bank 			
	0.03	<ul style="list-style-type: none"> rock cuts, smooth and uniform dry-rubble surface ordinary conditions 		<ul style="list-style-type: none"> corrugated semicircular 	
	0.02	<ul style="list-style-type: none"> regular surface, good condition, or well-packed gravel uniform, very good conditions 	<ul style="list-style-type: none"> masonry in bad condition or inferior brick or stone rough-face brickwork concrete, wood troweled sand and cement plaster neat cement plaster 	<ul style="list-style-type: none"> slightly tuberculated riveted cast or wrought iron glazed 	<ul style="list-style-type: none"> unplaned, badly fitted or aged well laid, unplaned well planed and fitted
0.01					

Fuente: /10/

n: coeficiente de rugosidad de Manning

s: pendiente del canal

v: velocidad media del agua en el canal (m/s)

A: sección transversal del agua en el canal (m^2)

Q: caudal de agua en el canal (m^3/s)

La tabla 12 da valores referenciales sobre las velocidades máximas admisibles en los canales para evitar erosión.

Tabla 12: velocidades máximas admisibles para evitar erosión en canales. /10/

material de la superficie del canal	velocidad (m/s)
arena fina	0.3 - 0.4
suelo arenoso	0.4 - 0.6
suelo arcilloso	0.6 - 0.8
arcilla	0.8 - 2
concreto	- 4

A continuación se presenta la secuencia de cálculo para el cálculo de canales cuando se tienen como datos la pendiente (s), el caudal que debe transportar (Q), y la velocidad del agua (v).

Secuencia de Cálculo:

a) Con la ecuación (28) se calcula A.

b) Usando la ecuación (27) se calcula el radio hidráulico

c) Por definición se sabe que:

$$r = \frac{\text{area}}{\text{perímetro mojado}} \quad (29)$$

Con la ecuación anterior se halla el valor del perímetro mojado (p)

d) Se asume un perfil de la sección recta. Los más comunes son el trapezoidal, rectangular o el semicircular.

Suponiendo que tenemos una sección rectangular tal como la mostrada en la figura 17.

e) El área (A) y el perímetro mojado (p), se pueden escribir en función de las dimensiones del canal:

$$A = b * d \quad (30)$$

$$p = b + 2 * d \quad (31)$$

combinando ambas ecuaciones se tiene:

$$2 * d^2 - p * d + A = 0 \quad (32)$$

f) Se hallan 2 soluciones para la profundidad del agua en el canal:

$$d_1 = \frac{p + \sqrt{p^2 - 4 * 2 * A}}{4} \quad (33)$$

$$d_2 = \frac{p - \sqrt{p^2 - 4 * 2 * A}}{4} \quad (34)$$

g) Con la ecuación (30) se hallan 2 soluciones para el ancho del canal (b). De ellas se toma la más conveniente.

Seguidamente se aplicará la secuencia de cálculo descrita para determinar las dimensiones y características del canal más apropiado para las condiciones existentes.

Cálculo del canal:

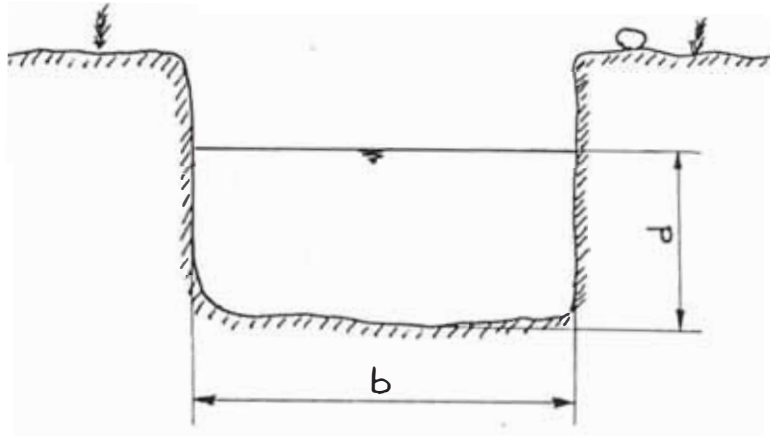


Figura 17: Dimensiones del canal

Suponiendo que se tiene un canal de tierra:

datos: $s = 0.0124$

$Q = 0.1 \text{ m}^3/\text{s}$

$n = 0.03$ (ver tabla 11, para canales de tierra)

$v_{\text{máx}} = 0.6 \text{ m/s}$ (ver tabla 12)

a) De la ecuación (28):

$$A = 0.167 \text{ m}^2$$

b) De la ecuación (27) se halla r :

$$r = 0.065 \text{ m}$$

c) De la ecuación (29) se halla p :

$$p = 2.569 \text{ m}$$

d) Reemplazando valores en las ecuaciones (33) y (34) se tiene:

$$d_1 = 1.216 \text{ m}$$

$$d_2 = 0.068 \text{ m}$$

e) Luego con la ecuación (30), se pueden hallar las 2

soluciones:

$$b_1 - 0.14 \text{ m} \quad d_1 - 1.22 \text{ m}$$

$$b_2 - 2.46 \text{ m} \quad d_2 - 0.07 \text{ m}$$

El mismo cálculo se puede hacer para un canal revestido de concreto, en cuyo caso asumimos:(ver tablas 11 y 12)

$$n = 0.015 \quad \text{y} \quad v = 1.5 \text{ m/s}$$

Las soluciones en este caso son:

$$b_1 - 0.3 \text{ m.} \quad d_1 - 0.2 \text{ m.}$$

$$b_2 - 0.4 \text{ m.} \quad d_2 - 0.16 \text{ m.}$$

Analizando estas 2 posibilidades se decide desecharlas. La de tierra por no ser recomendable desde el punto de vista práctico, y la del canal revestido de concreto, por ser antieconómico.

En vez de esto se ha proyectado seguir mas o menos la ruta del canal existente, construyendo secciones de canal de tierra de pendiente limitada para evitar erosión, seguidas de secciones cortas con caídas abruptas hechas de concreto ciclopeo.

Los tramos con pendiente limitada puede ser con un canal rectangular de tierra. Para determinar sus características se procede usando la fórmula de Manning-Chezy y aplicándola a una sección óptima/10/.

La secuencia de cálculo es muy parecida. La diferencia es que en este caso, la pendiente no es un dato, sino una parte de los resultados.

Secuencia de Cálculo:

- a) Se halla el area (A) con la ecuación (28)
- b) Para una sección óptima en canales rectangulares, se debe cumplir que:

$$r = 0.35 * \sqrt{A} \quad (35)$$

- c) Se halla el radio hidráulico de la ecuación anterior.
- d) De la ecuación (27) se despeja el valor de la pendiente (s)
- e) Para secciones rectangulares óptimas se cumple que:

$$b = 4 * r \quad (36)$$

$$d = 2 * r \quad (37)$$

- f) De las ecuaciones (36) y (37) se hallan las características hidráulicas del canal.

Aplicando esto a nuestro caso:

Los datos iniciales son:

$$Q = 100 \text{ Lt/s} , \quad n = 0.03 , \quad v = 0.6 \text{ m/s}$$

Luego:

- a) De la ecuación (28):

$$A = 0.167 \text{ m}^2$$

- b) Reemplazando en la ecuación (35) se obtiene:

$$r = 0.143 \text{ m}$$

- c) Despejando el valor de la pendiente de la ecuación (27)

$$s = 0.0043$$

- d) Reemplazando valores en las ecuaciones (36) y (37)

$$b = 0.57 \text{ m}$$

$$d = 0.29 \text{ m}$$

Además al canal se le debe agregar un borde libre de

aproximadamente 0.15 m.

A lo largo del canal existen en total 150 m. de roca viva, por lo tanto será necesaria la utilización de una motoperforadora y explosivos. Así mismo en algunas zonas del canal de tierra existen filtraciones, por lo cual será necesario revestir con concreto estas secciones. En total existen aproximadamente 500 m. del canal que deben revestirse.

Además para que el canal atraviese la quebrada Rin-Rin, será necesario mejorar el bado canal que actualmente existe.

4.3 Desarenador

La función del desarenador es la de eliminar las partículas de arena y piedras que pudieran dañar la turbina. Para lograr esto, la velocidad del agua en el desarenador debe ser lo suficientemente baja como para permitir la sedimentación de la arena que pudiera venir en el agua.

Una variable importante que interviene en el cálculo de los desarenadores es la velocidad de decantación de las partículas de arena. Existen tablas que están basadas en pruebas experimentales, las cuales proporcionan información sobre la velocidad de decantación para diferentes diámetros de partículas de arena (ver tabla 13). Otra manera de calcular esta velocidad de

Tabla 13 : Velocidad de decantación de partículas de arena

For sand (2.65 specific gravity) in water at 10°C:

Diameter of particle (mm)	Falling speed (cm/s) (From <i>Water Treatment Plant Design</i> , publ. by A.W.W.A. 1969)	Falling speed (cm/s) (From <i>Disposal of Sewage</i> by K. Imhoff, publ. by Butterworth 1971)
1.0	10.0	14.0
0.6	6.3	
0.5		7.0
0.4	4.2	
0.2	2.1	2.2
0.1	0.8	0.67
0.06	0.38	
0.05		0.17
0.04	0.21	
0.02	0.062	
0.01	0.015	0.008
0.005		0.0016
0.004	0.0025	

• 1 stoke = 1 cm²/s. 1 centistoke = 0.01 cm²/s. The coefficient of kinematic viscosity = coefficient of absolute viscosity (poises) ÷ density. 1 poise = 1 gm/cm.s.

Fuente : /11/

decantación, es usando la ecuación de Stokes/11/:

$$w = \frac{9.81}{18} * (\gamma - 1) * \frac{d^2}{\nu} \quad (38)$$

donde:

w: velocidad de decantación de las partículas de arena (m/seg)

d: diámetro de las partículas de arena (mm.)

γ : gravedad específica de las partículas de arena

ν : viscosidad cinemática del agua (centistokes)

En general los desarenadores para microcentrales se dimensionan para decantar partículas de arena cuya velocidad de decantación sea mayor o igual a 3.3 cm/s /10/. De lo contrario podría resultar poco práctico y costoso. De la tabla 13, se ve que para esta velocidad de decantación, corresponde un diámetro de partículas de arena de 0.3 mm aproximadamente.

Si asumimos por simplicidad que el desarenador tiene sección rectangular, entonces:

b: ancho del desarenador (m)

h: profundidad del agua en el desarenador (m)

v: velocidad del agua en el desarenador (m/s)

Q: caudal de agua que pasa por el desarenador (m³/s)

Cálculo del desarenador:

a) Cálculo de la velocidad de decantación de partículas de arena.

Utilizando la fórmula (38) se calcula la velocidad "w"

Asumiendo para nuestro caso que se tratarán de decantar

partículas de arena de diámetros iguales o mayores a 0.2 mm.

Luego:

$$d = 0.2 \text{ mm}$$

además de /11/, para agua a 10 °C :

$$\nu = 1.31 \text{ centistokes}$$

$$\gamma = 2.65$$

Reemplazando estos valores en la formula (38) se obtiene:

$$w = 0.027 \text{ m/s}$$

b) Cálculo de la velocidad del agua en el desarenador.

Se recomienda que /11/ :

$$v < 0.3 \text{ m/s}$$

además se sabe:

$$Q = v * b * h \quad (39)$$

luego:

$$\frac{Q}{b * h} < 0.3 \text{ m/s}$$

si $b = 1.2 \text{ m}$.

reemplazando en la ecuación se tiene:

$$h > 0.28 \text{ m}.$$

luego:

$$h = 0.5 \text{ m}.$$

Para hallar la longitud teórica se usará:

$$L = Q / (w * b) \quad (40)$$

reemplazando se obtiene: $L = 3 \text{ m}$.

Generalmente en forma práctica se recomienda/11/

afectar este valor por un factor de seguridad entre 2.5 y 3.

Luego: $L = 7.5 \text{ m.}$

Un segundo procedimiento según /3/ que es básicamente el mismo que el anterior, pero con la diferencia que en lugar de usar la ecuación de Stokes se presenta un gráfico con el tiempo de decantación de las partículas de arena.

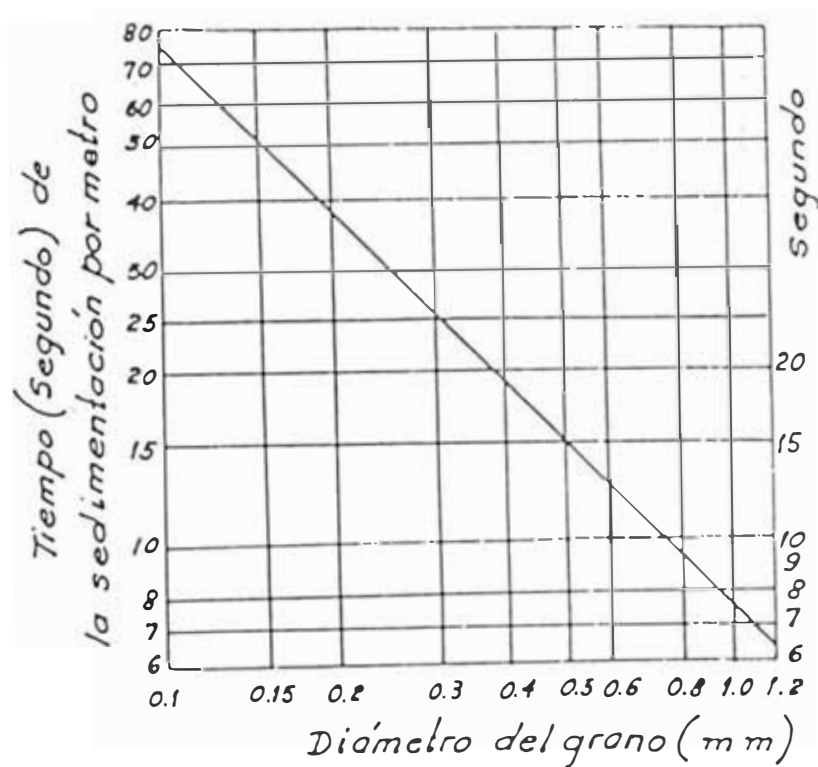


Figura 18: Tiempo de decantación de partículas de arena /3/

Considerando las mismas condiciones se tiene:

$$L = v * h * t * c \quad (41)$$

donde:

t: tiempo de sedimentación por metro de profundidad

c: coeficiente de seguridad(1.5 a 2)

De la figura 18 se tiene: $t = 42 \text{ s/m}$.

además: $h = 0.5 \text{ m}$, $v = 0.167 \text{ m/s}$, $c = 2$

luego: $L = 7 \text{ m}$.

Comparando ambos procedimientos se comprueba lo similar de los resultados.

Las dimensiones finales del desarenador se presentan en el plano correspondiente. Alternativamente se presenta en la figura 19 y la tabla 14, las dimensiones estandares para desarenadores propuestos en /3/.

El desarenador se ubicará al final del canal, inmediatamente antes de la cámara de carga. Este se construirá de concreto y contará con una compuerta de limpieza.

4.4 Cámara de Carga

A continuación del desarenador se construirá la cámara de carga, la cual debe cumplir las siguientes funciones /10/:

- a) Servir de filtro final para que el agua entre a la tubería libre de ramas, hojas y arena.
- b) Servir para derivar el exceso de agua que llega al

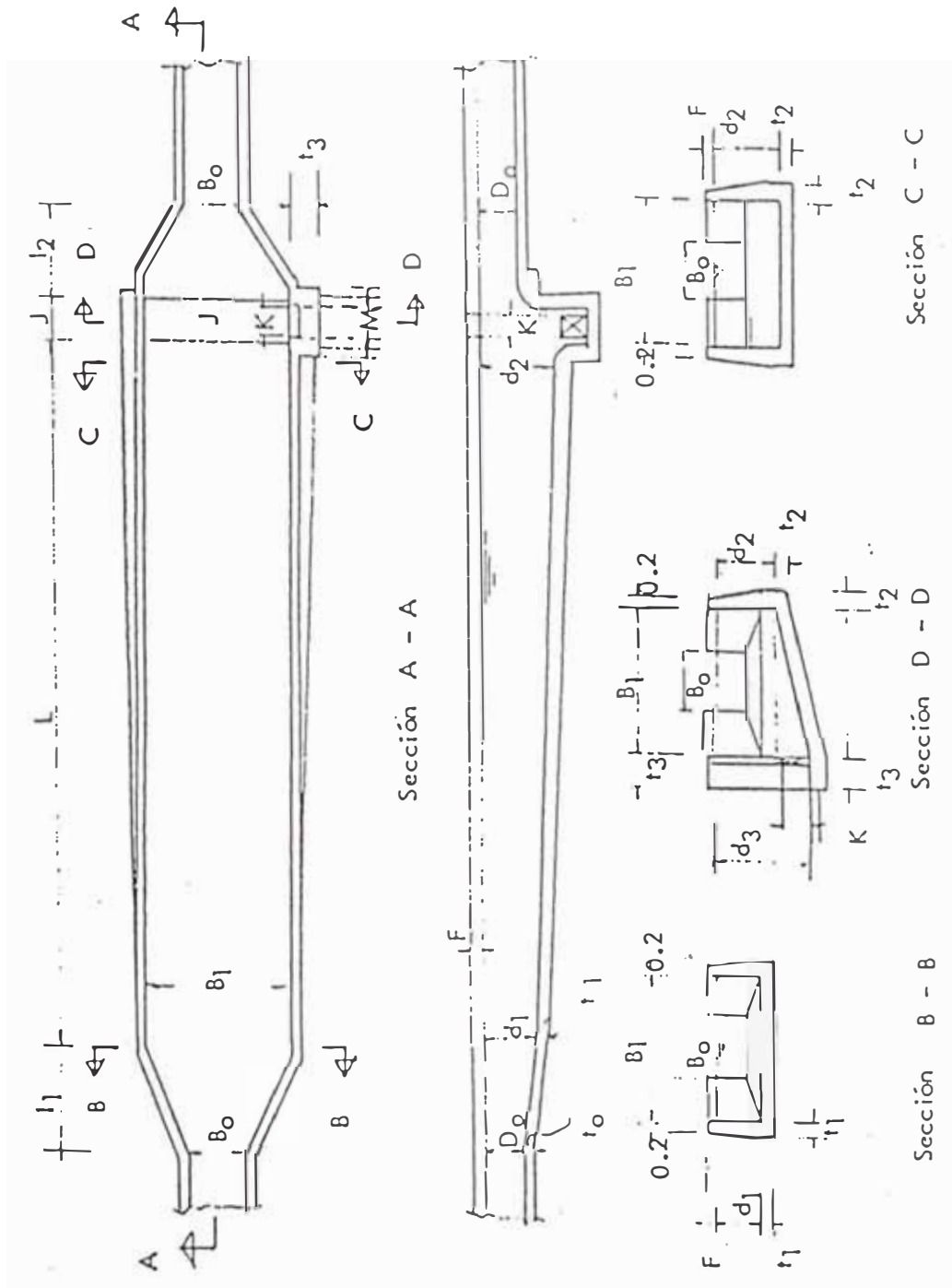


Figura 19: Plano de un desarenador standard

Tabla 14: Dimensiones para desarenadores standard

m ³ /s	0.1	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0	1.5	2.0	3.0	m ³ /s	
D ₀	0.40	0.52	0.69	0.80	0.90	1.00	1.17	1.32	1.53	D ₀	Profundidad del agua en el canal
D ₀	0.50	0.68	0.93	1.13	1.30	1.42	1.70	1.94	2.33	D ₀	Ancho del canal
L	5.30	8.20	11.8	14.6	17.0	19.4	23.8	28.7	37.3	L	Longitud del Desarenador
l ₁	1.00	1.28	1.78	2.15	2.41	2.73	3.38	3.70	4.40	l ₁	Longitud de entrada
l ₂	0.80	1.00	1.42	1.72	1.93	2.17	2.70	2.96	3.50	l ₂	Longitud de la salida
J	0.46	0.56	0.69	0.78	0.88	0.90	1.03	1.12	1.26	J	Ancho de la canaleta de desarenación
d ₁	0.50	0.64	0.86	1.02	1.12	1.22	1.46	1.63	1.92	d ₁	Profundidad del agua en la partida
d ₂	0.68	0.88	1.18	1.40	1.55	1.70	2.03	2.30	2.70	d ₂	Profundidad del agua de la final
d ₃	1.04	1.33	1.73	2.03	2.24	2.43	2.84	3.20	3.72	d ₃	Profundidad máxima de la canaleta de desarenación
B ₁	1.30	1.70	2.35	2.85	3.23	3.60	4.40	4.90	5.85	B ₁	Ancho del desarenador
F	0.20	0.20	0.20	0.25	0.25	0.25	0.30	0.30	0.30	F	Bord libre
t ₀	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.22	0.23	0.25	t ₀	Espesor de concreto del canal
t ₁	0.20	0.20	0.20	0.20	0.21	0.22	0.25	0.26	0.29	t ₁	Espesor de concreto de la partida
t ₂	0.20	0.20	0.20	0.24	0.26	0.27	0.33	0.33	0.37	t ₂	Espesor de concreto del final
t ₃	0.40	0.46	0.54	0.60	0.62	0.68	0.76	0.84	0.94	t ₃	Espesor de concreto para la compuerta
H	0.60	0.74	0.92	1.04	1.14	1.22	1.38	1.50	1.70	H	Ancho de concreto para la compuerta
K	0.30	0.37	0.46	0.52	0.57	0.61	0.69	0.75	0.85	K	Ancho y altura de la compuerta

NOTA: La longitud del Desarenador (L), está calculada para un diámetro de arena de 0.2 mm, pudiendo disminuirse de acuerdo a las caídas y al volumen de arena. Si la caída tiene menos de 20 m, se puede disminuir un 65%, si tuviera menos de 10 m, se puede disminuir el 50%, tal como se indica en la Tabla.

final del canal.

c) Mantener un nivel constante sobre la entrada a la tubería de presión para de este modo asegurar que no ingrese aire en ella. La figura 20, muestra un dibujo esquemático de una cámara de carga simple/10/. Adicionalmente se muestra en la figura 21 y la tabla 15, dimensiones estándares para cámaras de carga propuestas en /3/. En base a ello se ha preparado el plano correspondiente a la cámara de carga, la cual se construirá de concreto y contará con una compuerta de limpieza, un aliviadero capaz de derivar todo el agua del canal, y una rejilla para evitar el paso de ramas, hojas o cualquier objeto hacia la tubería.

4.5 Tubería de Presión

Existen diversos materiales que pueden usarse para la tubería de presión. Los más utilizados en la actualidad son PVC, acero y asbesto-cemento(Eternit). Un aspecto a tomar en cuenta para la selección del material de la tubería es el costo. En el rango de microcentrales, las tuberías de acero cuestan aproximadamente el doble que las de PVC y asbesto-cemento similares. Siendo esta última generalmente la mas barata.

Otro aspecto a tomar en cuenta es la facilidad de instalación. En esto la que lleva la mayor ventaja es la tubería de PVC principalmente por su poco peso y su

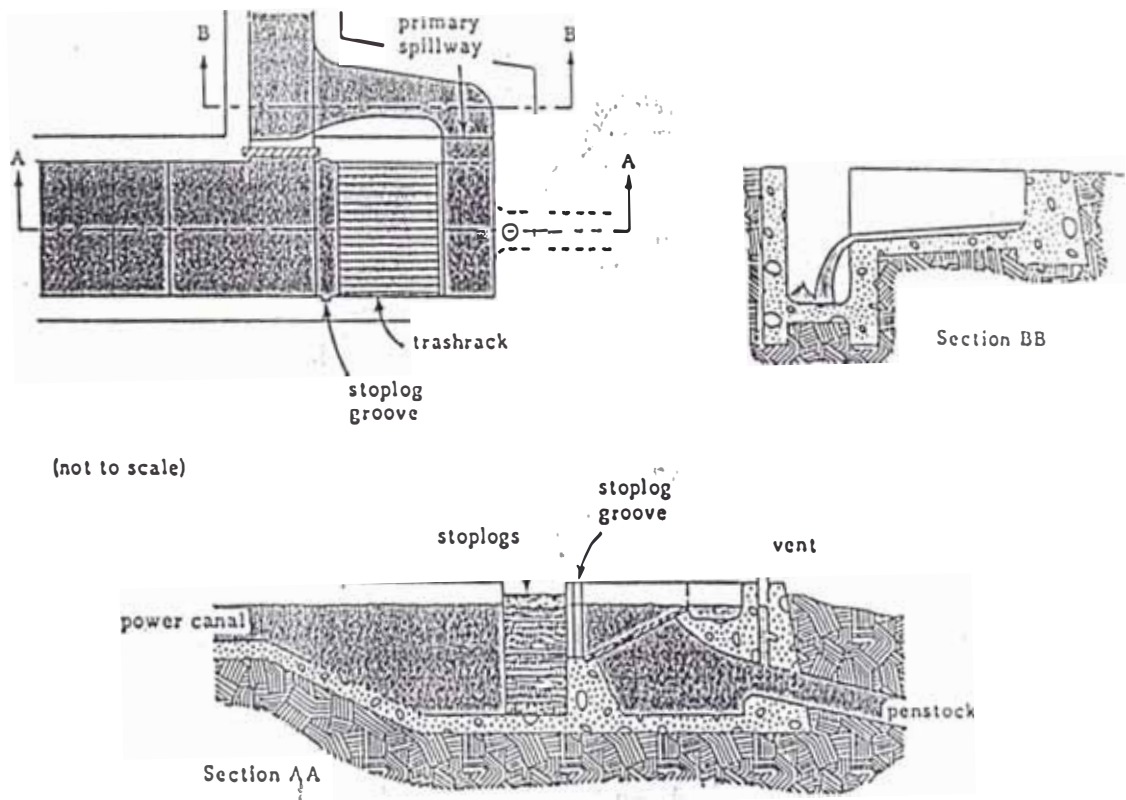


Figura 20: Esquema de cámara de carga simple

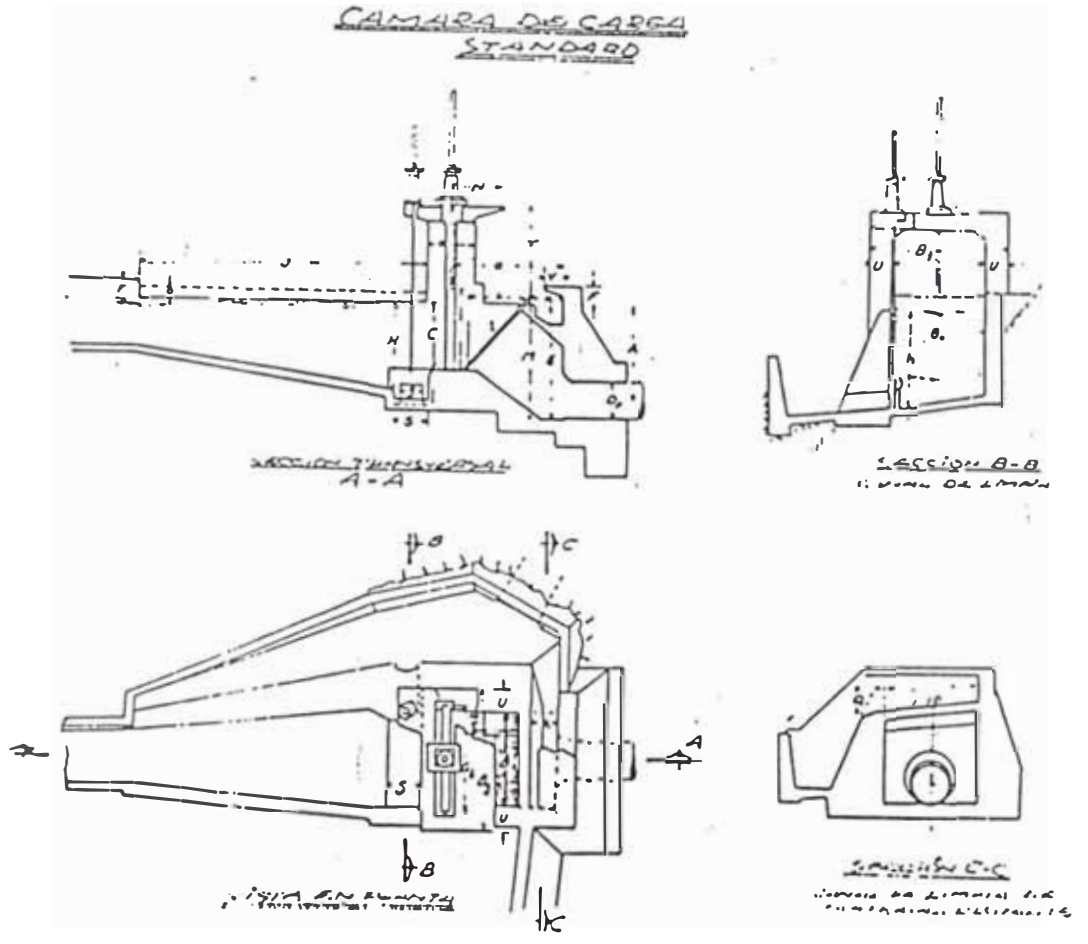


Figura 21: Plano de cámara de carga standard

resistencia; las de asbesto-cemento son frágiles y deben manipularse con cuidado, mientras que las de acero son más pesadas.

Por otro lado las tuberías de PVC y las de asbesto-cemento están limitadas a presiones de trabajo de hasta 100 m., y hasta 150m de presión para fabricación a pedido, lo cual puede demorar bastante tiempo. Además hay que considerar que en el caso de usarse tuberías de PVC o de asbesto-cemento, estas deberán enterradas para protegerlas contra impactos de piedras que pudieran dañarlas; y en el caso de PVC, para protegerla además de la acción de los rayos solares los cuales la debilitan. En caso de usar tubería de acero, esta deberá ir sobre la superficie.

4.5.1 Selección del diámetro de tubería

El criterio que generalmente se utiliza para la selección del diámetro de la tubería es el del diámetro económico. Este es, aquel diámetro que minimiza la suma del costo anualizado de la tubería y el costo anual de la anergia perdida por fricción en la tubería.

En nuestro caso, con fines comparativos se ha realizado el cálculo considerando 2 opciones: una tubería de PVC o una tubería de acero. Para simplificar el cálculo se han estimado los costos en dólares norteamericanos (US\$) y se ha supuesto que el diámetro es constante a lo largo de la

tubería.

La secuencia de cálculo es como sigue:

a) Pérdida de energía por fricción en la tubería:

La pérdida de carga por fricción es función de la rugosidad de la tubería, del caudal, del diámetro de la tubería y de la longitud de ella. Para calcular la pérdida de carga existen varias fórmulas, entre las más usadas están la de Darcy-Weisebach y la fórmula de Manning.

Utilizando la fórmula de Manning/10/:

$$H_f = 10^{-5} * L \frac{n^2 * Q^2}{D^{5.3}} \quad (42)$$

donde:

H_f : pérdida de carga por fricción (m)

L : longitud de tubería (m)

n : coeficiente de rugosidad de Manning

Q : caudal de agua (Lt/s)

D : diámetro interno de la tubería (m)

El valor que se asigna al caudal (Q), es generalmente un valor promedio. En nuestro caso, como se verá más adelante, se ha propuesto utilizar una turbina que no tiene un sistema de regulación de caudal, sino que trabaja a plena carga y su velocidad es controlada por un regulador electrónico de carga.

Para este caso entonces, se asumirá el caudal máximo.

Por lo tanto, la energía perdida en 1 año(8760 horas) es:

$$E_p = 8.760 * (9.8 * Q * H_f * n_t) \quad (43)$$

donde:

E_p : energía perdida por fricción en la tubería (Kw-hr/año)

n_t : eficiencia del grupo generador (%)

b) Costo anual de la energía perdida:

El costo por Kw-hr producido depende de varios factores entre ellos del factor de carga. Para efectos del cálculo se pueden tomar datos de varias microcentrales funcionando en diferentes países entre ellos el Perú; para un factor de carga de 20%, el costo promedio por Kw-hr generado es de aproximadamente /1/:

US\$ 0.15/kw-hr

Luego el costo anual de la energía perdida es:

$$C_{ep} = (\text{US\$/Kw-hr}) * E_p \quad (44)$$

donde:

C_{ep} : costo anual de la energía perdida (US\$/año)

c) Costo anualizado de la tubería:

$$\text{Sea: } C_t = (C_k) * \gamma_t * \pi * D * e * L \quad (45)$$

donde:

C_t : costo de la tubería (US\$)

C_k : costo de la tubería por Kg. (US\$/Kg)

γ_t : peso específico del material de la tubería (Kg/m³)

e : espesor de la tubería (m)

Pero, el espesor de la tubería es función del diámetro.

En /12/ se establece para tuberías de acero:

$$e = \frac{(H_b + \Delta H) * D}{2000 * K} \quad (46)$$

donde:

H_b: caída bruta (m)

ΔH: sobrepresión por golpe de ariete (m)

K: coeficiente de trabajo a la tracción (Kg/mm²)

Para tuberías de PVC se ha buscado en catálogos de fabricantes nacionales, y se ha utilizado la relación existente entre el espesor y el diámetro para tuberías clase 10 .

De catálogos de la compañía Interquímica se ha obtenido:

$$e = 0.0526 * D \quad (47)$$

Por lo tanto para hallar C_t se puede reemplazar el valor del espesor (e) por cualquiera de las fórmulas (46) o (47) según se el caso.

Seguidamente se procede a determinar el valor anualizado de C_t. Para ello se usará la siguiente fórmula /13/:

$$C_{ta} = \frac{C_t}{\frac{(1+i)^n - 1}{i * (1+i)^n}} \quad (48)$$

donde:

C_{ta}: costo anualizado de la tubería de presión (US\$)

C_t: costo total de la tubería (US\$)

i: tasa de rendimiento anual (%)

n: vida útil de la instalación (años)

d) Hallando la suma de costos anualizados:

El diámetro económico es aquel que minimice la suma de Cep y Cat.

Seguidamente se realizó el cálculo considerando primero una tubería de acero y luego una de PVC.

Diámetro económico considerando tubería de acero

a) Energía perdida por fricción:

Como datos se tiene:

L - 270 m

Q - 30 Lt/s

Asumiendo de /10/ el valor de 0.012 para el coeficiente de rugosidad de Manning. (ver más adelante)

Reemplazando en la fórmula (42):

$$H_f = 3.5 * 10^{-4} / (D^{5.3})$$

Asumiendo una eficiencia global del equipo generador de 65%, entonces: $n_t = 0.65$

Reemplazando en la fórmula (43) se obtiene:

$$E_p - 0.586 / (D^{5.3})$$

b) Cálculo del costo de la energía no generada:

Asumiendo US\$ 0.15 /Kw-hr y reemplazando en la fórmula (44) se obtiene:

$$Cep - 0.0879 / (D^{5.3})$$

c) Cálculo del costo anualizado de la tubería:

Se han hecho cotizaciones de tuberías de acero para diámetros de 6 y 8 pulgadas y se ha obtenido un costo

promedio de US\$ 4/Kg

Luego:

$$C_k = \text{US\$ } 4/\text{kg}$$

$$\gamma_t = 7,900 \text{ Kg/m}^3 \quad /10/$$

además:

$$H_b = 110 \text{ m}$$

asumiendo una sobrepresión por golpe de ariete de 30% ,
entonces:

$$\Delta H = 33 \text{ m}$$

De /12/ se tiene que, para tubería de acero al carbono
soldada eléctricamente: $K = 12 \text{ Kg/mm}^2$

Reemplazando estos valores en la fórmula (46):

$$e = 0.00596 * D$$

Si se dan valores a "D" en la ecuación anterior, se
obtienen que para $D=200 \text{ mm}$ el espesor es 1.2 mm , se
puede probar con otros diámetros y los valores del espesor
van a resultar muy pequeños.

Para tuberías de presión no deben usarse espesores
menores a 4 o 5 mm. /12/. Luego la ecuación (46) no es
aplicable en casos como este. Por lo que se decide
desecharla.

En forma práctica se puede asumir que para nuestras
condiciones el espesor de la tubería de acero es
constante. Además si está hecha de plancha de acero rolada
y soldada, esta debe tener un espesor mínimo de 5 mm. (ver
más adelante el cálculo del espesor de la tubería).

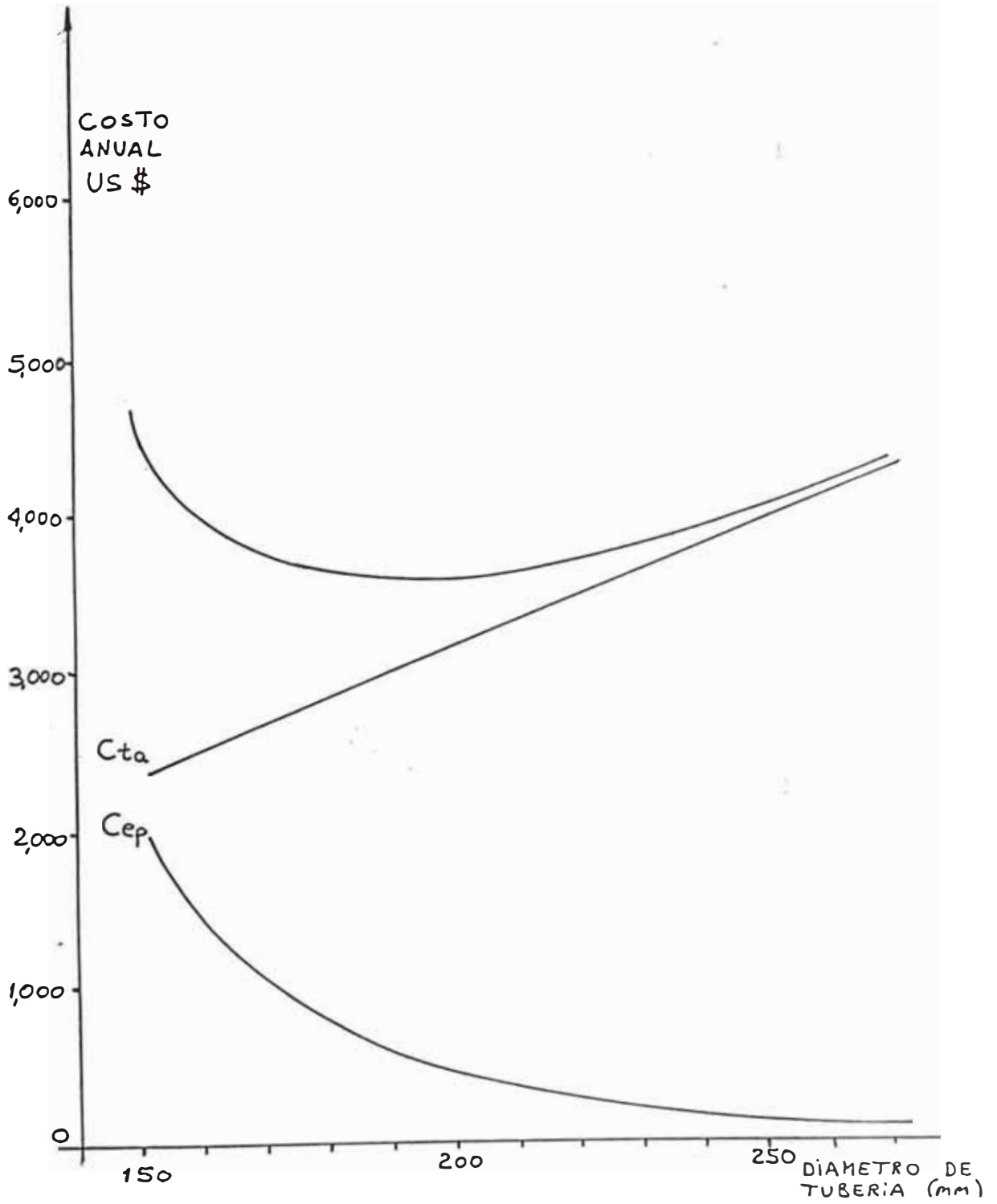


FIG.22: DIAMETRO ECONOMICO CONSIDERANDO TUBERIA DE ACERO

Por lo tanto se asume en este caso: $e = 0.005 \text{ m}$

Reemplazando estos valores en la ecuación (45):

$$C_t = 134,020 * D$$

Luego para obtener el costo anualizado de la tubería se ha asumido:

10% anual (es el nivel aproximado de tasas de interés a nivel internacional)

vida útil(n) 20 años (es un valor usual para microcentrales hidroeléctricas)

Reemplazando estos valores en la ecuación (48) se tiene:

$$C_{ta} = 15,743 * D$$

Para determinar el valor del diámetro económico, se han graficado en la figura 22 los costos C_{ep} y C_{ta} para diferentes valores del diámetro, y luego se ha trazado la curva que representa la sumatoria de ambos costos.

Diámetro económico considerando tubería de PVC:

a) Cálculo de la energía perdida por fricción:

De /10/ se asume un coeficiente de rugosidad de Manning igual a 0.010.

Reemplazando valores en la ecuación (42):

$$H_f = 2.43 * 10^{-4} / (D^{5.3})$$

Reemplazando valores en la ecuación (43):

$$E_p = 0.4068 / (D^{5.3})$$

b) Cálculo del costo de la energía no generada:

Suponiendo el mismo costo por Kw-hr. (US\$ 0.15/Kw-hr) y

reemplazando en la ecuación (44) se tiene:

$$C_{ep} = 0.061 / (D^{5.3})$$

c) Cálculo del costo anualizado de la tubería:

Se han hecho cotizaciones de tuberías de PVC para diámetro de 6 y 8 pulgadas, y se ha obtenido un costo promedio de US\$ 3.8/Kg.

De /10/ se tiene que el peso específico (γ_t) del PVC se puede asumir como 1400 Kg/m³ Reemplazando el valor de (e) y los demás valores en la ecuación (45) se tiene:

$$C_t = 237,362 * D^2$$

Considerando la misma tasa de rendimiento y la misma vida útil que para el cálculo realizado con acero, y reemplazando en la ecuación (48) se tiene:

$$C_{ta} = 27,882.3 * D^2$$

Para la determinación del diámetro económico se procede de igual modo que con la tubería de acero, es decir, se grafican los costos anualizados de la tubería y de la pérdida de energía, y luego se traza la curva que represente la suma de estos costos. Los resultados se muestran en las figuras 22 y 23. En ambos casos el diámetro comercial más próximo al diámetro económico es el de 200 mm (8 pulgadas). De observarse además, la diferencia entre los costos anualizados de la tubería de PVC y los correspondientes a la tubería de acero. Para un tubería de 0.2 m de diámetro, los costos de la tubería de acero son más del doble que la correspondiente de PVC. Por

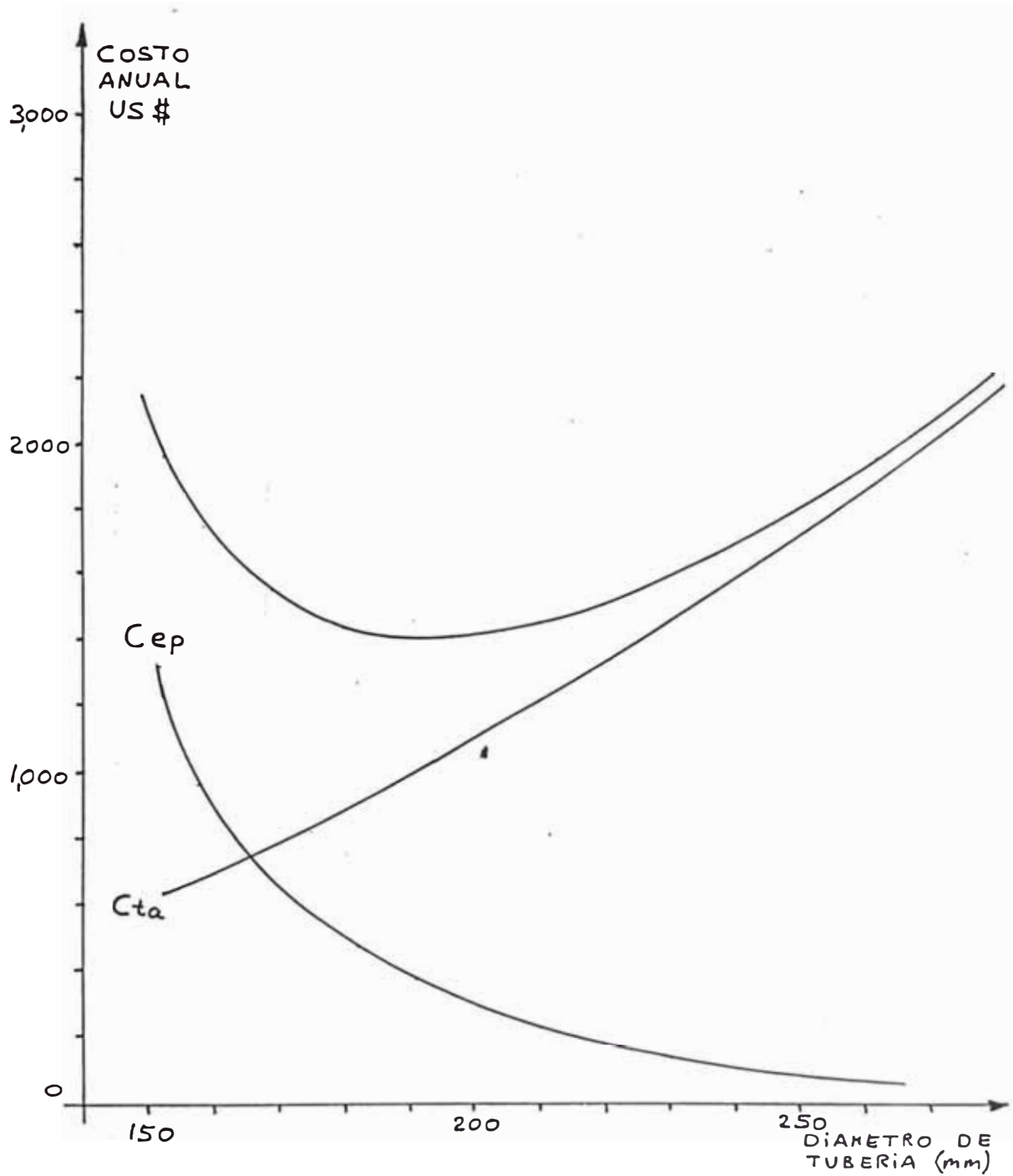


FIG.23: DIAMETRO ECONOMICO CONSIDERANDO TUBERIA DE PVC

ello, en base al resultado obtenido con el análisis del diámetro económico, y tomando en cuenta que existen en el mercado tuberías de PVC para soportar presiones de trabajo hasta 10 Kg/cm^2 (de catálogos), se ha decidido utilizar tubería de PVC de 8 pulgadas (0.2 m.) de diámetro hasta donde la presión lo permita, y luego para el tramo inferior (de mayor presión), tubería de acero con bridas.

Seguidamente se procede a calcular las pérdidas de carga en la tubería de presión.

Cálculo de pérdidas en la tubería

Debido a que se van a utilizar 2 materiales en la tubería de presión; PVC para el tramo de menor presión y acero para el tramo inferior de mayor presión. Los cálculos de pérdidas se han realizado por separado para cada tramo.

Para el cálculo de pérdidas por fricción se han utilizado dos métodos. Uno, usando la ecuación de Darcy-Weisebach y otro usando la ecuación de Manning.

a) Ecuación de Darcy-Weisebach /14/

$$H_f = f * \frac{L * v^2}{D * 2 * g} \quad (49)$$

Previamente debe realizarse un cálculo iterativo para determinar el coeficiente de fricción (f)

Para ello se usó la ecuación de Colebrook/14/

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -0.86 \ln\left(\frac{\epsilon}{3.7 * D} + \frac{2.51}{Re * \sqrt{f}}\right) \quad (50)$$

Además:

$$Re = \frac{v * D}{\nu} \quad (51)$$

Donde:

f: coeficiente de fricción

D: diámetro interno de la tubería (m)

ϵ : rugosidad absoluta de la tubería (mm)

Re: N^o de Reynolds

L: longitud de tubería (m)

v: velocidad del agua en la tubería (m/s)

ν : viscosidad cinemática. ($1.15 * 10^{-6}$ m²/s a 15°C)

Hf: pérdida de presión estática por fricción (m)

El cálculo se realizó por tramos, empezando con el tubo de PVC:

Tramo de PVC

Los datos son:

Q - 30 L/s

L - 211 m. (ver figura 24)

De la tabla 16 se toma el valor recomendado de la rugosidad absoluta para tuberías de PVC:

Luego:

$\epsilon = 0.03$ mm

Considerando tubería de 8". De catálogo del fabricante se tiene:

D = 198.2 mm.

Tabla 16: Rugosidad absoluta en tuberías

HYDRAULIC LOSSES—PIPELINE DESIGN			
—RECOMMENDED ROUGHNESS VALUES, k , (mm)			
Classification (assumed clean and new unless otherwise stated)	Suitable values of k , (mm)		
	Good	Normal	Poor
SMOOTH MATERIALS			
Drawn non-ferrous pipes of aluminium, brass, copper, lead etc., and non metallic pipes of Alkathene, glass, perspex, etc.		0.003	
ASBESTOS CEMENT	0.015	0.03	
METAL			
Spun bitumen lined		0.03	
Spun concrete lined		0.03	
Wrought iron	0.03	0.06	0.15
Rusty wrought iron	0.15	0.6	3.0
Uncoated steel	0.015	0.03	0.06
Coated steel	0.03	0.06	0.15
Galvanised iron, coated cast iron	0.06	0.15	0.3
Uncoated cast iron	0.15	0.3	0.6
Tate relined pipes	0.15	0.3	0.6
Old tuberculated water mains with the following degrees of attack:			
Slight	0.6	1.5	3.0
Moderate	1.5	3.0	6.0
Appreciable	6.0	15	30
Severe	15	30	60
(Good: Up to 20 years' use; Normal: 40 to 50 years' use; Poor: 80 to 100 years' use)			
WOOD			
Wood stave pipes, planed plank flumes	0.3	0.6	1.5
CONCRETE			
Precast concrete pipes with 'O' ring joints	0.06	0.15	
Spun precast concrete pipes with 'O' ring joints	0.06	0.15	
CLAYWARE			
Glazed or unglazed pipes:			
With sleeve joints and 'O' ring seals		0.06	0.15
With spigot and socket joints and 'O' ring seals—dia. < 150 mm		0.03	
With spigot and socket joints and 'O' ring seals—dia. > 150 mm	—	0.06	—
Pitch fibre (lower values refer to full bore flow)	0.003	0.03	
Glass fibre	—	0.06	—
UPVC			
With chemically cemented joints		0.03	—
With spigot and socket joints 'O' ring seals at 6 to 9 m intervals		0.06	
SUMED SEWERS (Provisional only, further work in progress)			
concrete	Maximum values of pipe full roughness, based on test		3.0
*Asbestos cement	on pipes slied to about half-depth and running		3.0
*Clayware	at velocities of around 0.75 m/s.		1.5
UPVC			6.0
*(The latest test results available at the time of going to print [July 1978] gave values of 6.0 mm for asbestos cement and 1.5 mm for clayware pipes).			
SEWER RISING MAINS All materials, operating as follows:			
Normal operating velocity 1.1 m/s	—	—	3.0
Normal operating velocity 1.3 m/s	—	—	1.5
Normal operating velocity 1.5 m/s	—	—	0.6
UNLINED ROCK TUNNELS			
Granite and other homogeneous rocks	60	150	300
Diagonally bedded slates	—	300	600
(values to be used with <i>design</i> diameter)			
EARTH CHANNELS			
Straight uniform artificial channels	15	60	150
Straight natural channels, free from shoals, boulders and weeds	150	300	600

Fuente: /15/

luego:

$$H_f = 0.9 \text{ m} , \quad v = 0.97 \text{ m/s}$$

A continuación se ha hecho el cálculo para el tramo de acero.

Tramo de acero

$$Q = 30 \text{ L/s}$$

$$L = 59 \text{ m.}$$

$$\varepsilon = 0.15 \text{ mm (De tabla 16)}$$

Para la selección del diámetro se debe tener en cuenta, que el tipo de tubería a usar, generalmente es fabricada de planchas roladas y soldadas. Posteriormente se le colocan bridas para una mayor facilidad de montaje en la obra.

En el mercado nacional las planchas de acero de 5 mm. de espesor viene con un ancho de 1,220 mm. y 2,400 mm. de largo. Por lo tanto con una de estas planchas se tienen las siguientes posibilidades de fabricación de tuberías sin que queden retazos:

1 tubo de 388 mm de diámetro

2 tubos de 193 mm de diámetro

3 tubos de 128 mm. de diámetro.

Las otras corresponden a diámetros muy pequeños.

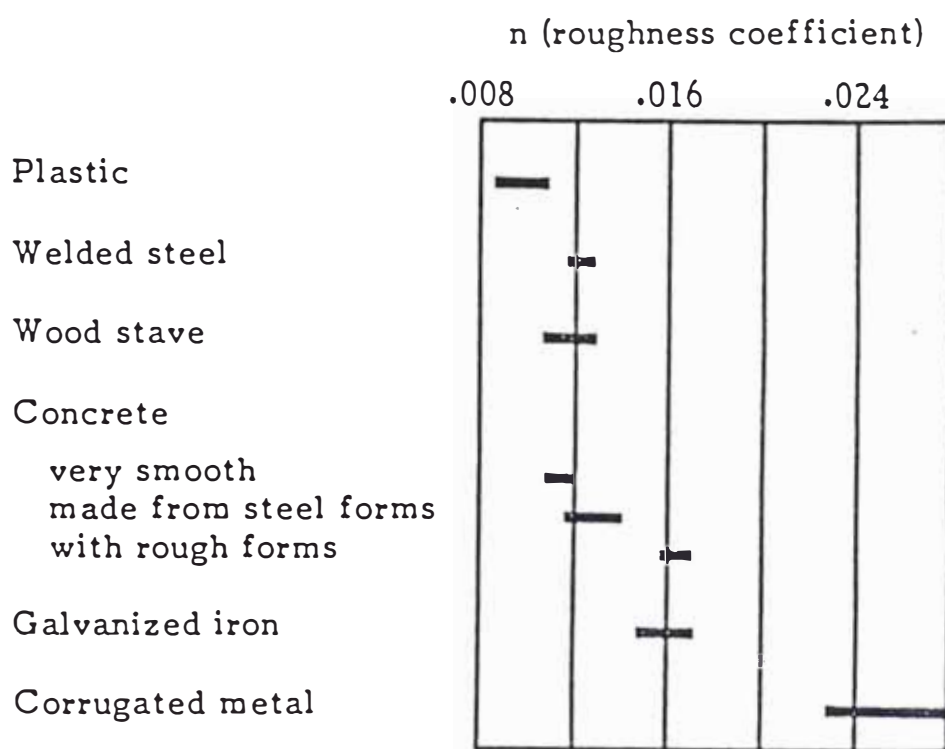
Con tuberías de 193 mm de diámetro se tiene:

$$H_f = 0.34 \text{ m} , \quad v = 1.02 \text{ m/s}$$

Con tuberías de 128 mm. de diámetro se tiene:

$$H_f = 2.75 \text{ m} , \quad v = 2.3 \text{ m/s}$$

Tabla 17 : Coeficiente de rugosidad de Manning (n)



Fuente : /10/

Para reducir costos de inversión, se ha preferido utilizar en el tramo de acero, tubería de 128 mm de diámetro, más aún si las pérdidas por fricción en este caso representan sólo el 2.5% de la caída bruta.

Luego las pérdidas de presión por fricción a todo lo largo de la tubería utilizando para el tramo de PVC tubos de 8" (200 mm) y para el tramo de acero tubos de 128 mm de diámetro resulta:

$$H_f = 3.65 \text{ m}$$

Seguidamente se realizará el mismo cálculo pero utilizando la fórmula de Manning.

b) Ecuación de Manning /10/

$$H_f = 10 * L * \frac{n^2 * Q^2}{D^{5.3}} \quad (52)$$

También se puede usar el gráfico de la figura 25, el cual se basa en esta ecuación.

Los coeficientes de rugosidad(n) para cada material de la tubería se pueden asumir de acuerdo a la tabla 17: /10/

Para PVC = 0.01

Para acero - 0.012

Usando la ecuación anterior se obtienen las siguientes pérdidas por fricción:

$$H_f(\text{PVC}) = 1 \text{ m.} , \quad v = 0.97 \text{ m/s}$$

$$H_f(\text{acero}) = 4.12 \text{ m.} , \quad v = 2.3 \text{ m/s}$$

Luego las pérdidas por fricción a todo lo largo de la

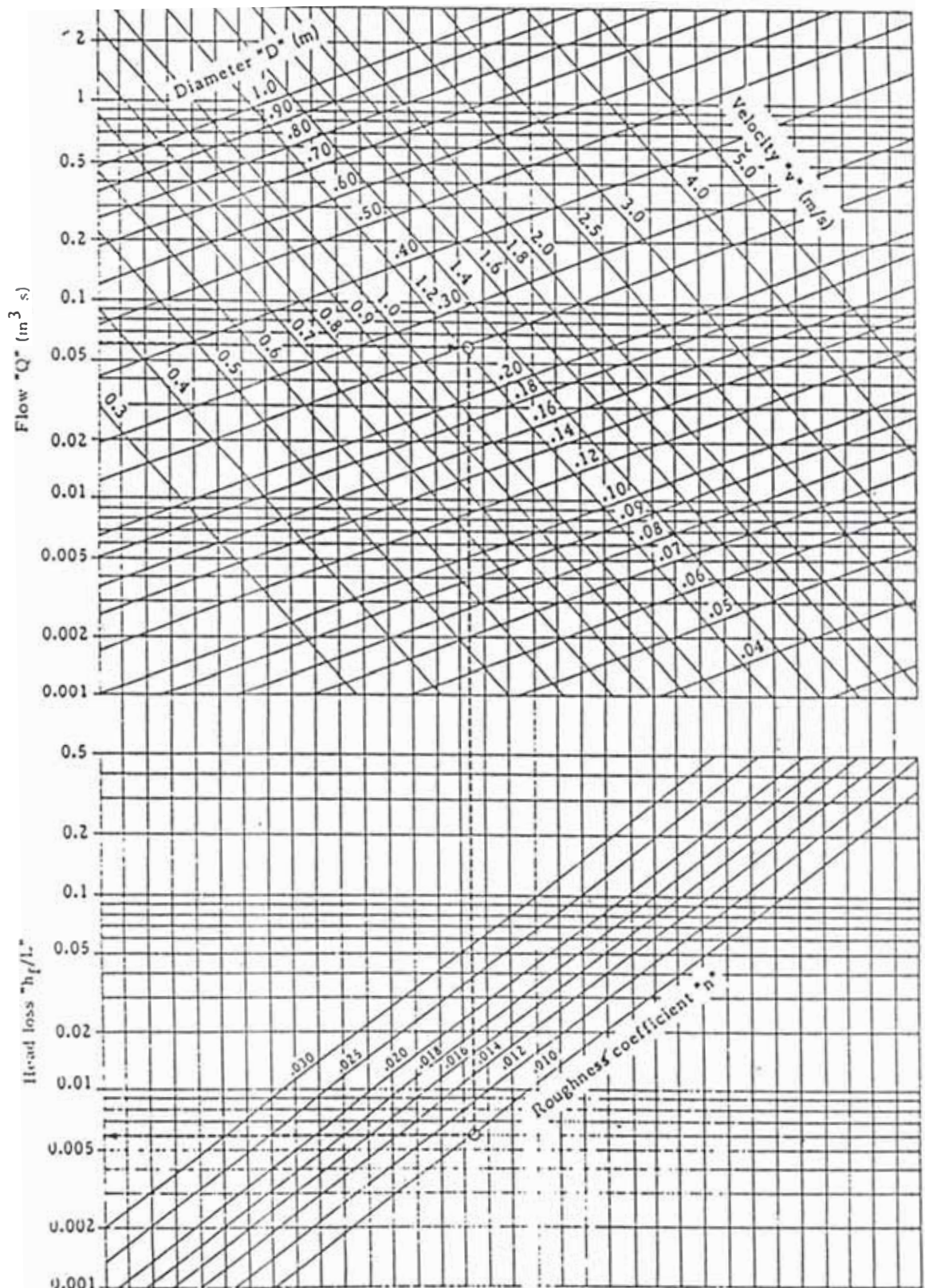


Figura 25: Gráfico para calcular pérdidas en tuberías basado en la ecuación de Manning. /10/

tubería son: $H_f = 5.12 \text{ m.}$

Comparando ambos métodos, se ve que la ecuación de Manning da como resultado, pérdidas mayores que la ecuación de Darcy-Weisebach. Comparando ambos resultados existe una diferencia de 1.47 m esto es aproximadamente 40% entre ellos, lo cual es importante si nos centramos sólo en el análisis de pérdidas. Pero como lo que interesa es calcular la caída neta; esta diferencia de 1.47 m. entre los resultados, representa aproximadamente sólo el 1.3% de la caída bruta; lo cual indica para nuestro caso que esta diferencia puede despreciarse.

Asumiendo que las pérdidas por fricción son el promedio de ambos resultados, se obtiene:

$$H_f = 4.4 \text{ m.}$$

Seguidamente se procederá al cálculo de las pérdidas secundarias, esto es, aquellas atribuidas a turbulencias en el fluido ocasionadas por cambios de dirección, cambios de sección en la tubería, válvulas y accesorios en general.

La fórmula empleada es la siguiente:

$$H_s = k * \frac{v^2}{2 * g} \quad (53)$$

Donde:

H_s : pérdida de presión secundaria (m)

k : coeficiente de pérdidas

v : velocidad del agua

g : aceleración de la gravedad (m/s^2)

De la figura 24 se ve que en nuestro caso existirán 3 tipos de accesorios que causaran pérdidas por turbulencias. Estos son:

- a) Pérdida al inicio de la tubería de presión
- b) Pérdida en los 3 cambios de dirección.
- c) Pérdida en el cambio de sección entre PVC y acero.

Por lo tanto en cada caso existirá un valor diferente del coeficiente de pérdidas. En la tabla 18 se dan algunas pautas basadas en la experiencia para asumir el valor del coeficiente (k). Además en /3/ se dan las siguientes recomendaciones, las cuales se han tomado en cuenta para el cálculo de pérdidas secundarias.

- a) Ingreso a tubería: (k_1)

$$k_1 = 0.1$$

- b) Pérdidas en cambios de dirección (k_2, k_3, k_4):

$$k = \frac{\theta^0}{90^0} * (0.131 - 1.847 * (\frac{r}{R})^{3.5}) \quad (54)$$

donde:

θ^0 : ángulo de la curva

r : radio del tubo (m)

R : radio de curvatura (m)

Para el caso de las curvas de PVC:

$\theta = 45^0$ (curvas vendidas comercialmente)

$r = 0.1$ m

$R = 1$ m aprox. (del catálogo del fabricante)

Tabla 18: Coeficiente de pérdidas debido a turbulencias en tuberías
 a) Ingreso a la tubería b) Válvulas 100% abiertas c) Curvas d) Contracciones abruptas.

(a) Losses at entrance

Type	hooded inlet	inward projecting pipe	sharp-cornered	slightly rounded	bell mouth
K_e	1.00	0.8	0.5	0.2	0.04

(b) Losses through fully opened valves

Type	K_v
spherical	0
gate	0.1
butterfly ($t/D = 0.2$)	0.3

(c) Losses at bends

For 90° bends:

r/D	1	2	3	5
K_b	0.6	0.5	0.4	0.3

where r/D = ratio of radius of bend to pipe diameter

For 45° bends: Use 3/4 of above values

For 20° bends: Use 1/2 of above values

(d) Losses caused by sudden contractions

D_1/D_2	1.0	1.5	2.0	2.5	5.0
K_c	0	0.25	0.35	0.40	0.50

where D_1/D_2 = ratio of large to small pipe diameter

Fuente: /10/

Reemplazando estos valores en la ecuación anterior:

$$k_2 = k_3 = 0.07$$

Para la curva de acero se puede fabricar a pedido con la misma relación entre radios que para PVC, lo único que cambia es el ángulo, que en este caso si se puede hacer igual a 25° .

Reemplazando valores en la ecuación se tiene:

$$k_4 = 0.04$$

c) Pérdida por reducción del diámetro:

En este caso /3/ dá una fórmula para calcular la pérdida de carga y no para calcular el coeficiente (k).

$$\Delta H_s = \frac{0.025}{8 \cdot \sin(\alpha/2)} * \frac{v_2^2 - v_1^2}{2 * g} \quad (55)$$

donde:

ΔH_s : pérdida de carga debido a la reducción (m)

α : ángulo de la reducción

v_1 : velocidad del agua antes de la reducción (m/s)

v_2 : velocidad del agua después de la reducción (m/s)

Para nuestro caso se tiene:

Se asume que se fabricará una reducción de acero. De 198 mm a 128 mm de diámetro interior; y una longitud de 300 mm. Por lo tanto el ángulo de reducción es 13.4° .

Luego:

$$\alpha : 13.4^\circ$$

$$v_1 : 0.97 \text{ m/s}$$

$$v_2 : 2.3 \text{ m/s}$$

Reemplazando estos valores en la ecuación (55) se tiene:

$$\Delta H_s = 0.006 \text{ m}$$

Reemplazando los valores de k hallados y haciendo la sumatoria de pérdidas secundarias se tiene:

$$H_s = (k_1+k_2+k_3) * \frac{(0.97)^2}{2 * g} + k_4 * \frac{(2.3)^2}{2 * g} + \Delta H_s$$

Reemplazando valores se tiene:

$$H_s = 0.03 \text{ m}$$

Con lo cual se obtiene una pérdida total en la tubería de: 4.43 m, esto representa el 4 % de la caída bruta.

De /10/, por lo general, en microcentrales hidroeléctricas se aceptan pérdidas de hasta 5% de la caída bruta, por lo tanto esto concuerda con lo mencionado.

Luego, la caída neta al ingreso de la turbina es (H_n):

$$H_n = 105.6 \text{ m}$$

Por lo tanto se usarán 211 m de tubería de PVC de 8" (200 mm) y 59 m de tubería de acero de 128 mm de diámetro, hecha de planchas roladas y soldadas.

4.5.2 Selección del espesor de las tuberías

Para el caso de tuberías de PVC, no es necesario realizar el cálculo del espesor de tubería, debido a que estas se fabrican en forma estandarizada de acuerdo a "clases", las cuáles indican la presión máxima de trabajo

recomendable. Esta clasificación indica que, por ejemplo, la máxima presión de trabajo de las tuberías clase 5 es 5 Kg/cm², de las tuberías clase 7.5 es 7.5 Kg/cm² y de las clase 10 significa 10 Kg/cm² como máxima presión de trabajo /10/. Generalmente esto incluye un factor de seguridad de 2 a 2.5, por lo que la presión de prueba de estas tuberías en general es el doble de la presión de trabajo./10/

En nuestro caso, para reducir costos se usarán tuberías clase 5 para la parte de menor presión, tubería clase 7.5 para la de presión intermedia y tubería clase 10 para la de alta presión.

Por seguridad se utilizarán las tuberías en estos rangos:

PVC clase 5: en el rango de 0 a 40 m de presión

PVC clase 7.5: en el rango de 40 m. a 60 m. de presión

PVC clase 10: en el rango de 60 a 85 m. de presión

Para la tubería de acero se debe hacer un cálculo del espesor de plancha requerido.

Para realizar este cálculo se usó la ecuación siguiente:/15/

$$t = K + \frac{P * D_e * f.s.}{2 * S * n_j} \quad (56)$$

Donde:

t = espesor (mm)

D_e = diámetro exterior del tubo

P = presión estática más sobrepresión por golpe de ariete

$f.s.$ = factor de seguridad (mínimo 4)

S = esfuerzo de rotura del acero (370 N/mm²)

n_j = eficiencia de la junta (0.9 para tuberías soldadas)

$K = 1.2$ mm. para $t < 9$ mm.

Reemplazando valores en la ecuación: con $P - Hn + 30\%$

$$P = 1.34 \text{ N/mm}^2$$

Luego $t = 2.3$ mm.

Agregando 1.5 mm. por corrosión se tiene: $t = 3.8$ mm.

Por lo tanto se usarán planchas de 5 mm. de espesor en las tuberías.

Además de esto se debe incluir una junta de dilatación para absorber la expansión o contracción del tramo de acero de la tubería de presión.

La dilatación máxima para una tubería de acero se calcula con: $\Delta L = \alpha * L * \Delta T$; donde $\alpha : 1.15 * 10^{-5}$ m/m^oC
Para un tramo de tubería de acero de 59 m de largo y asumiendo un cambio de temperatura máximo de 25 ^oC se tiene que : $\Delta L = 22$ mm.

Luego la tubería de presión consistirá en:

Tramo de PVC: (Unión: espiga-campana)

19 tubos de PVC rígido de 8" (200 mm) de diámetro clase 5

12 tubos de PVC rígido de 8" (200 mm) de diámetro clase 7.5

12 tubos de PVC rígido de 8" (200 mm) de diámetro clase 10

2 curvas de 45^o de PVC rígido de 8" (200 mm) de diámetro

1 unión presión-rosca de PVC de 8" (200 mm) de diámetro

Tramo de acero: (Unión con bridas)

1 reducción de 200 mm a 128 mm.

24 tubos de acero de 128 mm. de diámetro, 2.4 m de largo, 5 mm de espesor.

1 junta de dilatación de 128 mm de diámetro; tipo deslizante, capaz de absorber una expansión de 25 mm.

1 curva de 25° de 128 mm de diámetro.

4.5.3 Cálculo del golpe de ariete

Durante la operación de una planta hidroeléctrica, es muy difícil garantizar que no existirán cambios bruscos en el flujo de agua por la tubería.

Cambios violentos en el flujo de agua pueden ocurrir si es que ingresan hojas o pedazos de ramas a la tubería y estos se atascan en el inyector, así mismo si el operador cierra o abre bruscamente la válvula de ingreso a la turbina. Cuando esto ocurre, se originan aumentos o caídas bruscas de presión dentro de la tubería a las cuales se les llama golpe de ariete.

La magnitud de estos aumentos o caídas bruscas de presión pueden ser considerables, y en algún caso podrían causar el rompimiento de la tubería de presión.

El cálculo de estas variaciones bruscas de presión se basa en la teoría de Allievi./12/

Un parámetro que nos indica bajo que circunstancias se debe considerar las presiones por golpe de ariete es el conocido como tiempo crítico (T_C).

$$T_C = \frac{2 * L}{a} \quad (57)$$

donde:

T_C : tiempo que demora la onda de presión en llegar a la cámara de carga y regresar hasta la sección de cierre. Se le llama tiempo crítico (s).

a : es la velocidad de propagación de la onda de presión a lo largo de la tubería, llamada también celeridad (m/s).

La celeridad "a" se calcula mediante:

$$a = \frac{1420}{\sqrt{1 + \frac{G * D}{E * t}}} \quad (58)$$

donde:

G : módulo de elasticidad del agua ($20.6 * 10^8 \text{ N/m}^2$)

E : módulo de elasticidad del material de la tubería (N/m^2)

D : diámetro interior de la tubería (mm)

t : espesor de pared de la tubería (mm)

a : celeridad (m/s).

Si existen tramos de diferentes diámetros o materiales, entonces se puede trabajar con la celeridad media /12/.

$$a = \frac{L1 + L2 + \dots + Ln}{\frac{L1}{a1} + \frac{L2}{a2} + \dots + \frac{Ln}{an}} \quad (59)$$

Si el tiempo de cierre del paso de agua (T) es menor al tiempo crítico (T_C), entonces se producirá una sobrepresión en la sección de cierre cuya magnitud se calcula con:

$$\Delta h = \frac{a}{g} * (v - v_f) \quad (60)$$

Esta sobrepresión se manifiesta a partir de la sección de cierre en un tramo de la tubería igual a "x" , para luego decrecer linealmente hasta la cámara de carga./12/ La longitud "x" se calcula mediante:

$$x = L - a * T / 2 \quad (61)$$

donde:

Δh : sobrepresión (m)

a: celeridad de la onda (m/s)

v: velocidad normal del agua en la tubería de presión(m/s)

v_f : velocidad del agua luego del cierre (m/s)

g: aceleración de la gravedad (m/s^2)

L: longitud de tubería(m)

T: tiempo de cierre (s)

En caso de tener una tubería formada por tramos de diferentes diámetros, la velocidad "v" que habría que considerar es:

$$v = \frac{L_1*v_1 + L_2*v_2 + L_3*v_3 + \dots + L_n*v_n}{L} \quad (62)$$

donde: L_1, L_2, L_3, \dots , son las longitudes de cada tramo.

Si el tiempo de cierre (T) es mayor al tiempo crítico, se dice entonces que se produce un golpe de ariete por cierre lento.

En este caso se definen los siguientes parámetros:

θ : tiempo relativo de cierre

ρ : N^o de Allievi o característica de la conducción

\mathcal{J}^2 : sobrepresión relativa en el distribuidor

Para este caso se denomina número de Allievi " " a: /12/

$$\rho = \frac{a * v}{2 * g * H} \quad (63)$$

donde H es la caída bruta en metros (m).

Además:

$$\theta = \frac{T}{T_c} \quad (64)$$

$$\mathcal{J}^2 = \frac{H + \Delta H}{H} \quad (65)$$

Si θ es inferior a 1 o 1.5 la sobrepresión se calcula con la ecuación de Allievi-Michaud:

$$\Delta h = \frac{2 * L * v}{g * T} \quad (66)$$

Alternativamente se pueden utilizar los ábacos de Allievi/12/, donde se ingresa con los valores de ρ y θ para obtener el valor de la sobrepresión relativa máxima en caso de cierre, o la depresión relativa máxima al abrir el paso de agua.

Realizando los cálculos para el caso de un cierre brusco del paso de agua se tiene:

Existen 2 tramos de tubería de diferente material, por lo que existirán 2 celeridades: Tramo de PVC:

L - 211

D - 198.2 mm.

$$t = 10 \text{ mm.}$$

$$E = 2.74 * 10^9 \text{ N/m}^2$$

Luego usando la ecuación para hallar la celeridad se tiene:

$$a = 356 \text{ m/s}$$

Procediendo del mismo modo para el tramo de acero:

$$L = 59 \text{ m}$$

$$D = 128 \text{ mm.}$$

$$t = 5 \text{ mm.}$$

$$E = 206 * 10^9$$

Luego:

$$a = 1267 \text{ m/s}$$

Luego, de la ecuación (59) se obtiene la celeridad media:

$$a = 422.4 \text{ m/s}$$

De la ecuación (57) se obtiene el tiempo crítico:

$$T_c = 1.28 \text{ s.}$$

Para calcular la sobrepresión que se produciría si existiera un cierre brusco del paso de agua, se debe calcular primero la velocidad media "v".

De la ecuación (62) se tiene:

$$v = 1.26 \text{ m/s}$$

Seguidamente con la ecuación (60) se halla la sobrepresión producida.

Suponiendo un cierre total del paso de agua, esto significa que la velocidad final del agua es:

$$v_f = 0$$

Luego la sobrepresión que se producirá al ocurrir un cierre brusco se calcula de la ecuación (60):

$$\Delta h = 54.3 \text{ m}$$

Como se verá más adelante, el sistema de regulación que se propone para esta microcentral, es un sistema de regulación electrónico de carga, el cual no regula el paso de agua, sino que trabaja permanentemente a plena carga. Por ello existe poca probabilidad que se produzca un cierre brusco del paso de agua, salvo que una piedra o madera pase de alguna manera la rejilla ubicada en la cámara de carga y llegue a bloquear el paso de agua en la tobera de la turbina.

Para el cálculo de la sobrepresión producida debido a un cierre lento del distribuidor o válvula de paso de agua el cálculo se realiza de la siguiente manera:

Suponiendo que el operador se demora como mínimo 5 segundos para cerrar completamente la válvula de paso de agua hacia la turbina.

Entonces se tiene para el caso de cierre lento, que el número de Allievi (β) es:

$$\beta = 0.25$$

Luego con la fórmula de Allievi-Michaud (66), se calcula la sobrepresión:

$$\Delta h = 13.9 \text{ m.}$$

Alternativamente se pueden usar los ábacos de Allievi

para realizar este cálculo.

Para ello se tiene calcula el tiempo relativo de cierre (θ) y el número de Allievi (ρ):

Con: $T = 5$ seg

$$T_C = 1.28 \text{ seg}$$

Reemplazando en la ecuación (64) se tiene:

$$\theta = 4$$

De la ecuación (63):

$$\rho = 0.25$$

Ingresando con estos 2 valores al gráfico de la figura 26 se obtiene la presión relativa máxima en el distribuidor (ζ^2):

$$\zeta^2 = 1.12$$

Luego de la ecuación (65):

$$1.12 = \frac{\Delta h + H}{H}$$

Con $H = 110$ m , despejando se obtiene:

$$\Delta h = 13.2 \text{ m}$$

Lo cual es bastante aproximado al resultado anterior.

Por lo tanto la sobrepresión que se produciría en la sección de cierre para estas condiciones sería de aproximadamente 12% de la caída bruta. Considerando que se asumió un 30% de sobrepresión para el cálculo del espesor de la tubería de acero, se puede ver que esta resistiría holgadamente un cierre lento como el estudiado. Incluso en caso de un cierre brusco, tal como se ha visto,

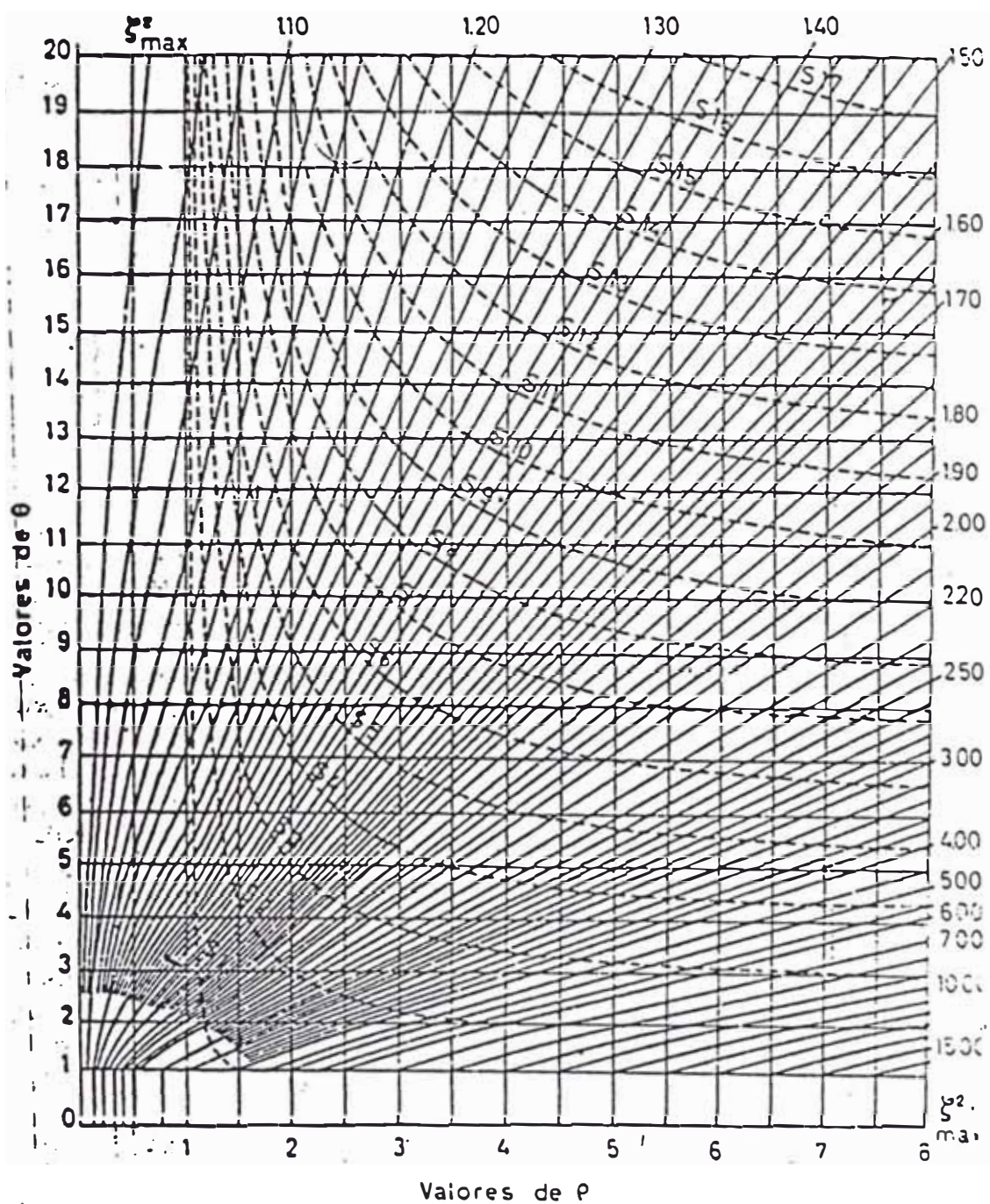


Figura 26 : Abaco de Allievi para obtener la máxima sobrepresión

Fuente /12/

TUBERÍAS FORZADAS: GOLPE DE ARIETE

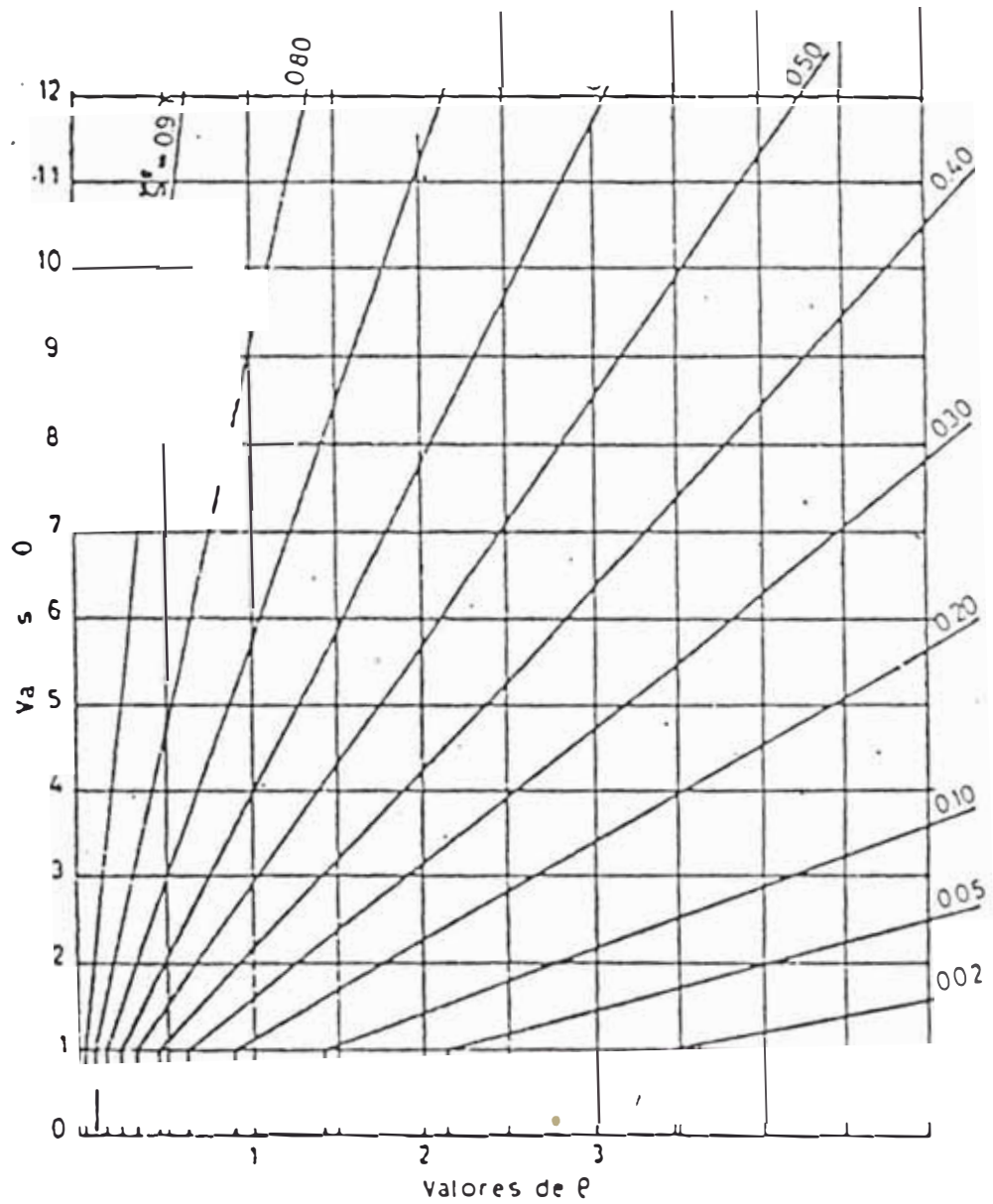


Figura 27 : Abaco de Allievi para obtener la máxima depresión

Fuente /12/

la sobrepresión que se produciría en la sección de cierre sería de 54.3 m. Si se reemplaza este valor en la fórmula (56) para el cálculo del espesor de la tubería de acero; se ve que la tubería resiste esta sobrepresión. Lo mismo se puede afirmar para el caso de las tuberías de PVC, las cuales están clasificadas tal como se mencionó anteriormente según su presión de trabajo. Pero aquí debe tenerse en cuenta que estas tuberías son fabricadas para soportar una presión de prueba el doble de la presión de trabajo. Es decir que una tubería clase 7.5 debe resistir una presión de prueba de 15 Kg/cm^2 esto es 150 m de presión de agua. /10/

El mismo cálculo se puede realizar para el caso de abertura de la válvula de ingreso a la turbina, en ese caso los cambios en presión (Δh) son depresiones, es decir, se deben de restar de la caída bruta (H).

4.5.4 Cálculo de los apoyos

El tramo de PVC de la tubería de presión irá enterrado para protegerlo contra golpes y contra la radiación solar; pero el tramo de acero deberá ir sobre la superficie, por lo tanto necesitará de apoyos.

Los apoyos tienen la función de soportar el peso de la tubería con agua sin anclarla, por lo tanto deben permitir pequeños desplazamientos longitudinales de esta.

El peso del tramo de tubería con agua que soporta un

apoyo, puede dividirse en 2 componentes. Una paralela a la tubería y otra perpendicular a esta. Como los apoyos no están diseñados para soportar grandes fuerzas en la dirección longitudinal, la componente longitudinal de la tubería sólo se tomará en cuenta cuando se calculen los anclajes, ya que serán ellos los que la soporten.

La componente perpendicular a la tubería a su vez originará 2 fuerzas /10/:

F1: componente del peso del tubo con agua en la dirección perpendicular a este.

F2: fuerza de fricción entre el tubo y el apoyo debido a desplazamientos longitudinales por cambios de temperatura.

$$F1 = (W_t + W_a) * L_a * \cos \alpha \quad (67)$$

$$F2 = \mu * F1 \quad (68)$$

donde:

W_t : peso del tubo por unidad de longitud (N/m)

W_a : peso del agua en el tubo por unidad de longitud (N/m)

μ : coeficiente de fricción entre el tubo y el apoyo de concreto (acero con concreto)

L_a : distancia entre los apoyos o entre los puntos medios de 2 tramos consecutivos. (ver figura 28)

α : ángulo de inclinación de la tubería

Luego:

$$W_t = \gamma_t * (\pi/4) * (D_e^2 - D^2) \quad (69)$$

$$W_a = \gamma_u * (\pi/4) * D^2 \quad (70)$$

donde:

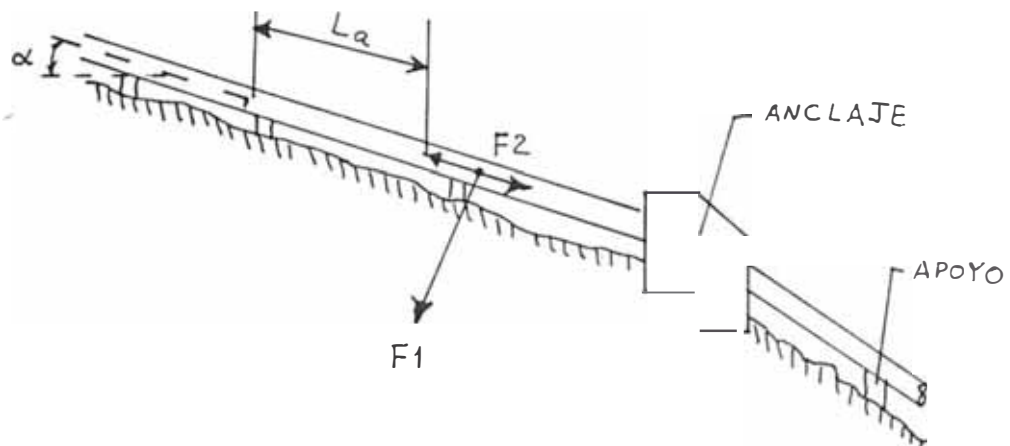


Figura 28: Fuerzas en los apoyos

γ_t : peso específico del material de la tubería

γ_a : peso específico del agua

D_e : diámetro exterior del tubo

D : diámetro interior del tubo

La longitud L_a debe ser tal que no cause deflexiones excesivas ni esfuerzos de flexión mayores al admisible en la tubería. Para ello se analiza un tramo de la tubería entre dos apoyos, y se le trata como a una viga simplemente apoyada con una carga distribuida uniformemente.

Generalmente se aconseja que la separación entre apoyos no sea mayor a 8 m. /10/

La flecha máxima (Δ) se calcula mediante:

$$\Delta = \frac{5}{384} * \frac{w * L_a^4}{E * I} \quad (71)$$

El momento flector máximo es:

$$M = \frac{w * L_a^2}{8} \quad (72)$$

donde:

$$w = W_t + W_a$$

E = módulo de elasticidad del material de la tubería

I = momento de inercia de la sección

Para vigas se tiene:

$$S_{adm} = 0.6 S_y$$

$$S_y = 196 * 10^6 \text{ N/m}^2$$

$$\Delta_{adm} = 1/360 L_a / 16/$$

Una vez que se ha fijado la distancia entre apoyos, se procede a calcular la estabilidad de estos. Para ello se consideran 2 casos.

El primero, es suponiendo que la tubería se esté dilatando, y el segundo es cuando la tubería se esté contrayendo.

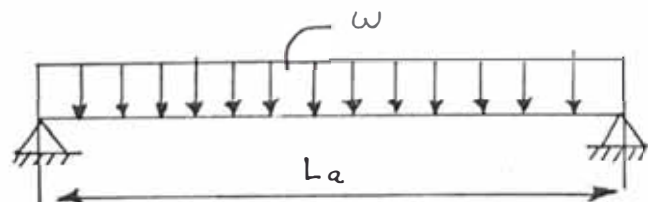


Figura 29: Viga simplemente apoyada

Para el primer caso, la figura 30 muestra las fuerzas. Para el segundo caso, F_2 tiene sentido contrario.

Luego de calculadas las fuerzas, se hace la sumatoria de fuerzas verticales, horizontales y la suma de momentos con respecto al punto "o". Las fuerzas R_x y R_y son las reacciones del suelo contra el apoyo; y "x" es la distancia de la reacción vertical al punto "o".

Para asegurar la estabilidad del apoyo se deben cumplir 3 condiciones /10/:

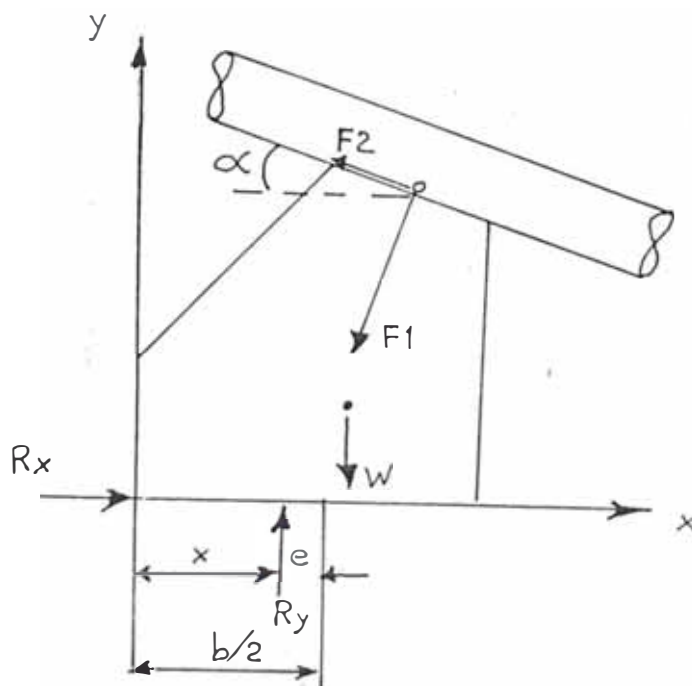


Figura 30: fuerzas sobre un apoyo

$$a) \quad F_x < \mu_t * F_y$$

donde:

μ_t : es el coeficiente de fricción entre el apoyo de concreto y el terreno

F_x : sumatoria de fuerzas en el eje "x"

F_y : sumatoria de fuerzas en el eje "y"

$$b) \quad S_{base} < S_{adm} \text{ del terreno}$$

$$S_{base} = \frac{R_y}{A} * (1 \pm 6 * e/b) \quad (73)$$

donde:

S_{base} : esfuerzo de compresión sobre el terreno

R_y : reacción vertical del suelo contra el apoyo

b : largo de la base del apoyo

A : area de la base de apoyo

e : excentricidad de la reacción vertical

La excentricidad se calcula con:

$$e = x - b/2 \quad (74)$$

c) S_{base} mínimo debe ser positivo.

En caso contrario significará que se producirá el volteo del apoyo.

Para nuestro caso se tienen las siguientes condiciones:

$$\gamma_t(\text{acero}) = 77,028 \text{ N/m}^3$$

$$\gamma_a = 9,800 \text{ N/m}^3$$

Luego:

$$W_t = 161 \text{ N/m}$$

$$W_a = 126 \text{ N/m}$$

además:

$$E = 206 * 10^9 \text{ N/m}^2$$

$$I = 4.626 * 10^{-6} \text{ m}^4$$

Asumiendo una distancia entre apoyos de 7 m

La flecha máxima es:

$$\Delta = 9.4 \text{ mm.}$$

Lo cual es aceptable.

Además, el momento flector en los apoyos es:

$$M = 1758 \text{ N-m}$$

Y el esfuerzo de flexión S_f es:

$$S_f = 26.22 * 10^6 \text{ N/m}^2$$

El cual es bastante menor que el esfuerzo admisible a la flexión del acero comercial: $117.6 * 10^6 \text{ N/m}^2$

Luego:

$$F1 = 1821 \text{ N/m}$$

$$F2 = 911 \text{ N/m}$$

Si se tiene un apoyo típico tal como el mostrado en la figura 31. El peso de apoyo (W) es:

$$W = \gamma_c * \text{volumen}$$

$$\gamma_c = \text{peso específico del concreto (22,540 N/m}^3\text{)}$$

Luego:

$$W = 8,662 \text{ N}$$

La abscisa del centro de gravedad (x) se halla con:

$$\bar{x} = \frac{\sum x_i * A_i}{\sum A_i} \quad (75)$$

Reemplazando valores en la ecuación se obtiene:

$$x = 0.556 \text{ m}$$

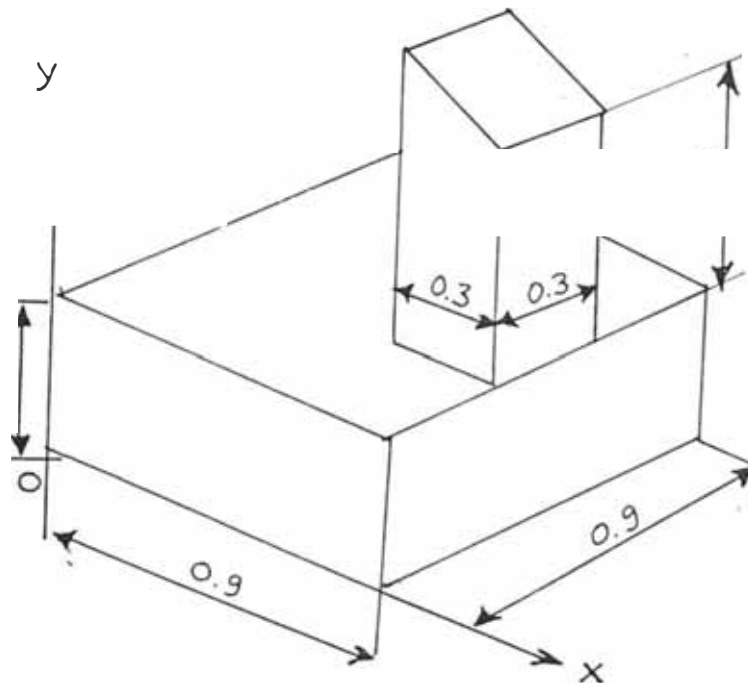


Figura 31: Apoyo típico

Seguidamente se analizarán 2 casos:

Caso 1: Cuando la tubería se dilata (movimiento hacia arriba):

$$F_x = -F_2 \cdot \cos\alpha - F_1 \cdot \sin\alpha = -1,595 \text{ N}$$

$$F_y = F_2 \cdot \sin\alpha - F_1 \cdot \cos\alpha - W = -9,927 \text{ N}$$

La sumatoria de momentos con respecto al punto o: +)

$$M_o = 4,058 \text{ N-m}$$

$$\text{Luego: } x = 0.409 \text{ m}$$

Para verificar la estabilidad del apoyo, se deben cumplir las 3 condiciones señaladas anteriormente:

$$\text{a) } 1,595 < \mu_t \cdot 9,927$$

De /10/, asumiendo que el coeficiente de fricción (μ_t)

entre el tubo de acero y el concreto es igual a 0.5:

$$1,595 < 4,963$$

b) Considerando un esfuerzo admisible del terreno de /10/:

$$S_{adm} = 390,000 \text{ N/m}^2$$

$$\text{Para } b = 0.9 \text{ m, } e = -0.041 \text{ m.}$$

Los esfuerzos máximo y mínimo en la base son:

$$S_{max} = 15,605 \text{ N/m}^2$$

$$S_{min} = 8,906 \text{ N/m}^2$$

Los cuales son menores al S_{adm} del terreno.

c) $S_{min} > 0$

Caso 2: Cuando la tubería se contrae (movimiento hacia abajo)

$$F_x = -F_1 \cdot \sin \alpha + F_2 \cdot \cos \alpha = 56 \text{ N}$$

$$F_y = -F_1 \cdot \cos \alpha - F_2 \cdot \sin \alpha - W = -10,697 \text{ N}$$

La sumatoria de momentos con respecto al punto o: +)

$$M_o = 6,402 \text{ N-m}$$

$$\text{Luego, } x = 0.598 \text{ m}$$

Verificando las condiciones de estabilidad del apoyo tal como en el caso anterior:

a) $56 < 5,348 \text{ N}$

b) Para $e = 0.148 \text{ m}$.

Los esfuerzos en la base son:

$$S_{max} = 26,236 \text{ N/m}^2$$

$$S_{min} = 176 \text{ N/m}^2$$

Los cuales son menores al S_{adm} del terreno.

c) $S_{min} > 0$

Con lo cual se cumplen las 3 condiciones para que el apoyo sea estable.

En total se necesitan 6 apoyos de concreto espaciados 7 m. También se ha podido escoger un menor espaciamiento, con lo cual se obtendrían apoyos mas chicos, pero se necesitaría mayor número.

Los apoyos deben vaciarse si es posible sobre roca para que queden bien anclados al terreno. Además para minimizar la fricción entre el tubo y el concreto se puede hechar una capa de grasa en la parte del tubo que estará en contacto con el apoyo de concreto.

4.5.5 Cálculo de los anclajes

Los anclajes son bloques de concreto que envuelven a la tubería de presión. Se diseñan para fijar la tubería de presión al terreno, por lo tanto deben resistir cualquier fuerza que la tubería ejerza sobre el; es por esto que se les ubica generalmente donde existen cambios de dirección o cambios de sección.

En nuestro caso se ha proyectado la tubería de presión con 4 anclajes. 2 en el tramo de PVC, los cuales van enterrados, 1 en la unión PVC-acero y el cuarto en el último codo antes de entrar a la casa de fuerza.

Seguidamente se detallarán las fuerzas que actuan sobre los anclajes /10/.

a) Componente del peso de la tubería con agua

perpendicular a ella (F1):

Esta fuerza es similar a la fuerza F1 considerada para los apoyos. Para el cálculo del anclaje deben considerarse los 2 tramos de tubería; tanto el que está aguas arriba como el que está aguas abajo del anclaje. (ver figura 32)

$$F1 = (W_t + W_a) * L_1 * \cos \alpha \quad (76)$$

L1: distancia del anclaje al punto medio del tramo (ver figura 32)

α : ángulo de inclinación del tramo de tubería analizado (α en caso del tramo de tubería aguas arriba y β en caso del tramo de tubería aguas abajo del anclaje)

b) Fuerza de fricción entre la tubería y los apoyos(F2):

Esta fuerza existe sólo en el caso que 1 ó más apoyos existan entre el anclaje y la junta de dilatación. Por ejemplo si existiera una junta de dilatación en el tramo inferior, inmediatamente después del anclaje. Las fuerzas de fricción correspondientes al tramo inferior no son transmitidas al anclaje en estudio, sino al que esté más abajo. (ver figura 33)

$$F2 = \mu * (W_t + W_a) * L_2 * \cos \alpha \quad (77)$$

donde:

μ : coeficiente de fricción entre el tubo y los apoyos

L2: longitud de la tubería sujeta a movimiento (ver figura 33)

α : ángulo de inclinación de la tubería (usar β si se

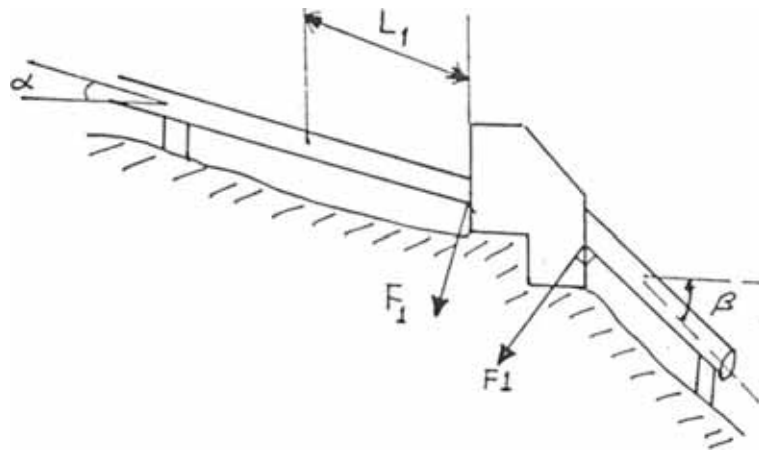


Figura 32 : Componente del peso de la tubería perpendicular a ella (F_1)

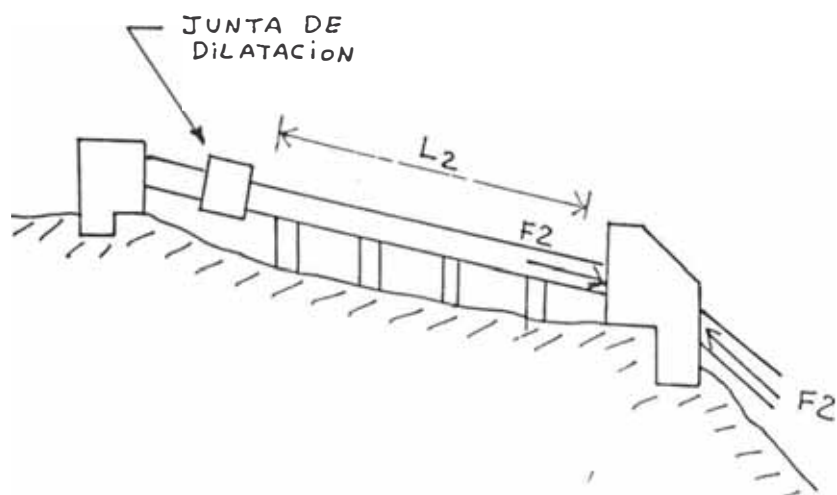


Figura 33 : Fuerza de fricción entre la tubería y los apoyos (F_2)

trata del tramo aguas abajo del anclaje)

c) Fuerza en los cambios de dirección debido a la presión hidrostática (F3):

$$F3 = 15.7 * 10^3 * H * D^2 * \sin \left(\frac{\beta - \alpha}{2} \right) \quad (78)$$

donde:

H: presión estática en la tubería a la altura del anclaje (m)

D: diámetro interno de la tubería (m)

α : ángulo de inclinación de la tubería con respecto a la horizontal, en el tramo aguas arriba del anclaje.

β : ángulo de inclinación de la tubería con respecto a la horizontal en el tramo aguas abajo del anclaje.

d) Componente del peso de la tubería paralela a ella (F4):

El tramo de tubería aguas arriba del anclaje tratará de empujar a este; mientras que el tramo aguas abajo del anclaje tratará de jalarlo en la dirección de la pendiente.

La longitud de tubería a considerar en cada tramo, es la que será fijada por el anclaje. Esto es, generalmente el tramo entre la junta de dilatación y el anclaje. (ver figura 35)

$$F4 = W_t * L_4 * \sin \alpha \quad (79)$$

donde:

α : ángulo de inclinación de la tubería (usar β cuando se esté analizando el tramo aguas abajo del anclaje)

e) Fuerza debido a cambios de temperatura en la tubería

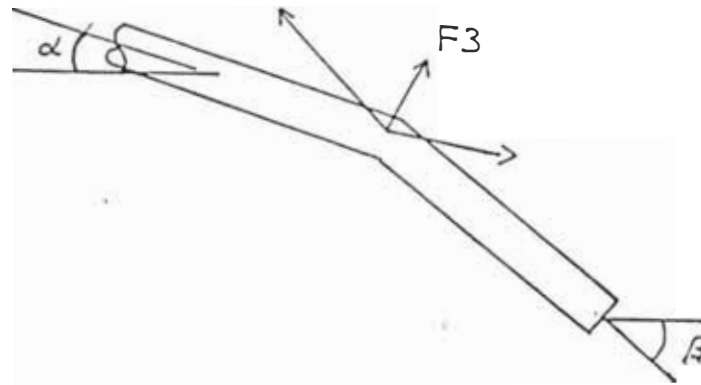


Figura 34 : Presión hidrostática en los cambios de dirección

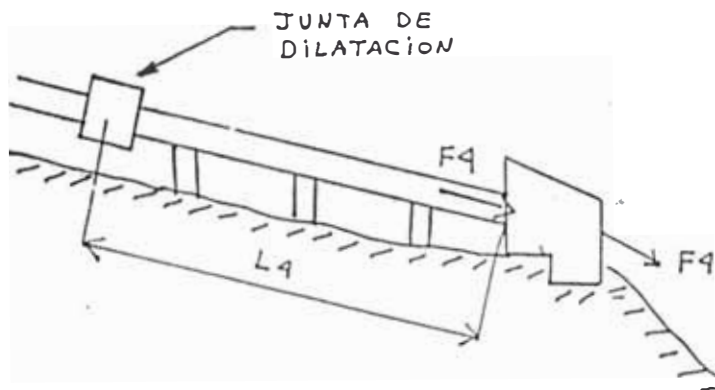


Figura 35 : Componente del peso de la tubería paralela a ella

(F5):

Esta fuerza se origina en instalaciones que no cuenten con juntas de dilatación, y en las cuales la tubería se encuentra sobre la superficie.

$$F5 = 31 * 10^{-4} * D * t * E * a * \Delta T \quad (80)$$

donde:

t - espesor de pared del tubo (mm.)

a - coeficiente de dilatación lineal de la tubería
($^{\circ}\text{C}^{-1}$)

ΔT = máxima variación de la temperatura ($^{\circ}\text{C}$)

f) Fuerza de fricción en la junta de dilatación (F6):

Esta fuerza se origina entre la empaquetadura y las partes de la junta de dilatación cuando se contrae o dilata la tubería.

Un valor aproximado es según /10/:

$$F6 = 98,000 * D \quad (81)$$

g) Fuerza debido a la presión hidrostática dentro de las juntas de expansión (F7):

Esta fuerza es debida a la presión hidrostática que trata de separar en dos la junta de dilatación.

$$F7 = 30.4 * H * D * t \quad (82)$$

h) Fuerza debido al cambio de dirección de la cantidad de movimiento (F8):

En los codos o cambios de pendiente, la velocidad del agua cambia de dirección, y esto ocasiona una fuerza resultante sobre el codo, la cual tiene la misma dirección

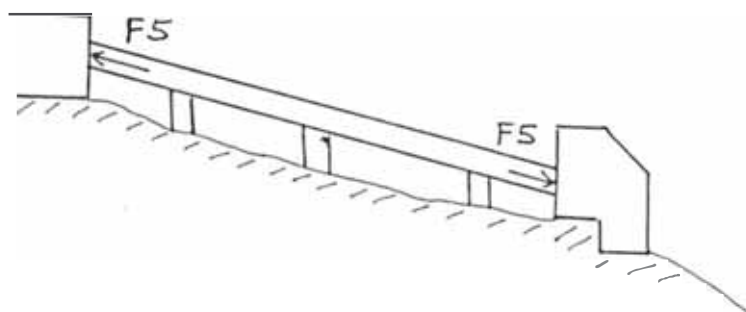


Figura 36 : Fuerzas debido a cambios de temperatura

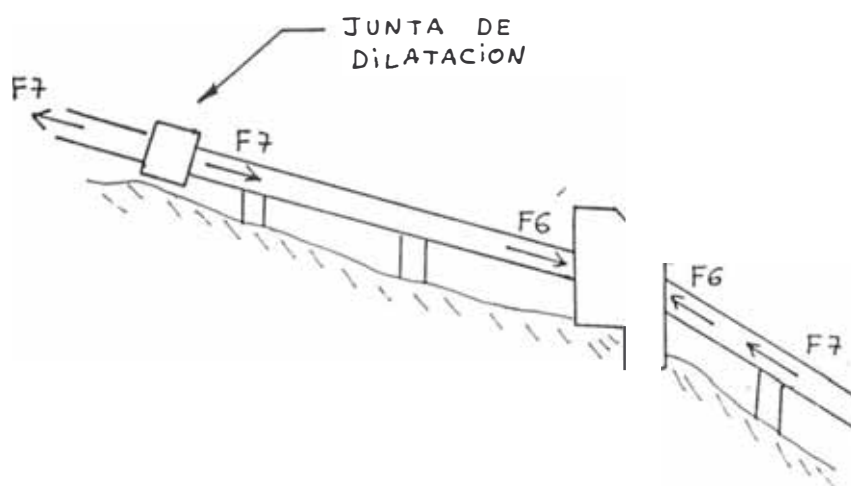


Figura 37 : Fuerza debida a la fricción y a la presión hidrostática en la junta de dilatación

y sentido que F3.

Generalmente la magnitud de esta fuerza es mínima por lo que se suele despreciar.

$$F8 = 2,450 * (Q/D)^2 * \text{sen} \left(\frac{\beta - \alpha}{2} \right) \quad (83)$$

donde Q: caudal (m³/s)

i) Fuerza debido a reducción del diámetro de la tubería (F9):

Esta fuerza actúa en el sentido de la reducción. Es decir, hacia la tubería de menor diámetro.

$$F9 = 9,800 * H * \Delta A \quad (84)$$

donde, ΔA - cambio en las áreas de las tuberías.(m²)

Las figuras 32 a 37 muestran la dirección de las fuerzas para el caso en que la tubería se esté dilatando. En caso contrario las fuerzas F2, F5 y F6 tienen sentido contrario. Además en las fórmulas para hallar F1, F2 y F4 debe cambiarse α por β cuando se quiera hallar la fuerza correspondiente al tramo de tubería aguas abajo del anclaje.

Una vez calculada la magnitud de las fuerzas se procede al cálculo de la estabilidad del anclaje, siguiendo el mismo procedimiento que para el cálculo de los apoyos. Esto es, considerando 2 casos: dilatación y contracción de la tubería.

Posteriormente se verifican las 3 condiciones para la estabilidad de los anclajes, las cuales son iguales a las

que se vieron en el cálculo de los apoyos.

Seguidamente se mostrará el procedimiento de cálculo para el anclaje inferior (N^o 1):

Anclaje N^o 1 :

Primero se procederá a calcular las magnitudes de las fuerzas actuantes en el anclaje.

$$a) \quad F1 = (161 + 126) * L_1 * \cos 25^{\circ}$$

$$\text{con } L_1 = 3.5 \text{ m}$$

$$\alpha = 25^{\circ}$$

$$F1 = 910 \text{ N.}$$

$$b) \quad F2 = 0.5 * (161 + 126) * L_2 * \cos 25^{\circ}$$

$$L_2 = 55.2 - 7 = 48.2 \text{ m}$$

De /10/ se asume:

$$\mu : 0.5$$

Entre el anclaje y la junta de dilatación existirán 23 tubos de acero de 2.4 m de largo. (55.2 m)

$$F2 = 6269 \text{ N.}$$

$$c) \quad \text{Con } H = 110 \text{ m. y } D = 0.128 \text{ m.}$$

$$\alpha = 25^{\circ} \quad \text{y} \quad \beta = 0^{\circ}$$

$$F3 = 15,700 * 110 * (0.128)^2 * \sin 12.5$$

$$F3 = 6124 \text{ N.}$$

$$d) \quad \text{Con } L_4 = 55.2 \text{ m} \quad \text{y} \quad \alpha = 25^{\circ}$$

$$F4 = 3756 \text{ N}$$

e) $F5 = 0$ (se ha previsto instalar una junta de dilatación)

$$f) \quad F6 = 12,544 \text{ N}$$

g) Con $H = 110 \text{ m}$, $D = 0.128 \text{ m}$ y $t = 5 \text{ mm}$.

$$F7 = 2140 \text{ N.}$$

h) Con $Q = 0.030 \text{ m}^3/\text{s}$

$$\alpha = 25^\circ \quad \text{y} \quad \beta = 0^\circ$$

$$F8 = 29 \text{ N.}$$

i) $F9 = 0$

Una vez calculadas las magnitudes de las fuerzas, se procede a calcular el peso y la abscisa del centro de gravedad del anclaje mostrado en la figura 38.

$$\text{Peso (W)} = 48,786 \text{ N.}$$

La abscisa del centro de gravedad (x) es : 1 m.

A continuación se analiza la estabilidad del anclaje para el caso de dilatación y posteriormente en caso de contracción de la tubería.

Caso 1: Dilatación de la tubería:

La sumatoria de fuerzas en los ejes x e y es:

$$F_x = -F1 \cdot \sin 25^\circ - (F3 + F8) \cdot \sin 12.5^\circ + (F2 + F4 + F6 + F7) \cdot \cos 25^\circ$$

$$F_x = 20,678 \text{ N.}$$

$$F_y = -F1 \cdot \cos 25^\circ - (F3 + F8) \cdot \cos 12.5^\circ - (F2 + F4 + F6 + F7) \cdot \sin 25^\circ - W$$

$$F_y = -66,060 \text{ N.}$$

Hallando el momento de las fuerzas con respecto al punto "o":

$$M_o = -804 + F_x \cdot (0.9) + (R_y - W) \cdot (0.8) + W \cdot (1)$$

$$M_o = 80,411 \text{ N-m}$$

$$\text{Luego } x = 1.217 \text{ m}$$

Siendo "x", la distancia de la reacción R_y del terreno

al punto "o".

Seguidamente se verifica el cumplimiento de las 3 condiciones para que el anclaje sea estable:

a) Asumiendo que $\mu_t = 0.5 / 10/$

$$20,678 < 33,030$$

b) Como $e = 0.067 \text{ m}$

$$\text{Se tiene: } S_{\max} = 37,491 \text{ N/m}^2$$

$$S_{\min} = 26,335 \text{ N/m}^2$$

Los cuales son menores al S_{adm} del terreno que se considera en $390,000 \text{ N/m}^2$

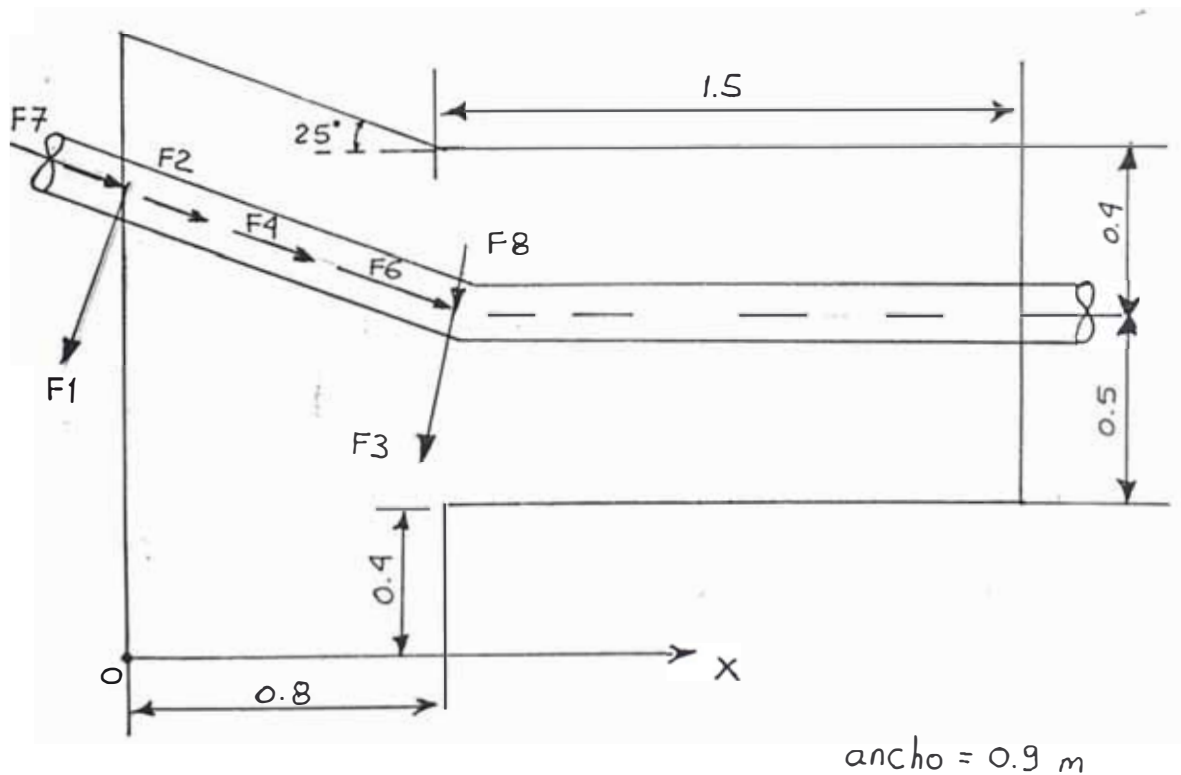


Figura 38: Anclaje N° 1

c) $S_{min} > 0$

Caso 2: Cuando la tubería se está contrayendo

La magnitud de las fuerzas son las mismas, solo que las fuerzas F_2 y F_6 tienen sentido contrario.

Hallando la sumatoria de fuerzas en los ejes x e y :

$$F_x = -F_1 \cdot \sin 25^\circ - (F_3 + F_8) \cdot \sin 12.5^\circ + (-F_2 + F_4 - F_6 + F_7) \cdot \cos 25^\circ$$

$$F_x = -12,654 \text{ N.}$$

$$F_y = -F_1 \cdot \cos 25^\circ - (F_3 + F_8) \cdot \cos 12.5^\circ - (-F_2 + F_4 - F_6 + F_7) \cdot \sin 25^\circ - W$$

$$F_y = -48,509 \text{ N.}$$

Hallando el momento de las fuerzas con respecto al punto "o": \rightarrow

$$M_o = -804 - 12,654 \cdot (0.9) + (R_y - W) \cdot (0.8) + W \cdot (1)$$

$$M_o = 37,692 \text{ N-m}$$

$$\text{Luego: } x = 0.777 \text{ m.}$$

Seguidamente se verifica el cumplimiento de las 3 condiciones para la estabilidad del anclaje:

a) Para $u_t = 0.5$

$$12,654 < 24,254$$

b) Con $e = -0.373 \text{ m.}$

Los esfuerzos de compresión en la base son:

$$S_{max} = 46,237 \text{ N/m}^2$$

$$S_{min} = 632 \text{ N/m}^2$$

Los cuales son menores al S_{adm} del terreno

c) $S_{min} > 0$

Por lo tanto se cumplen las 3 condiciones de estabilidad para el anclaje, tanto en el caso de

dilatación como de contracción de la tubería. Luego, se aceptan las dimensiones propuestas en la figura 38 para el anclaje.

El mismo procedimiento se sigue para el cálculo de los otros anclajes. Solamente hay que tener en cuenta que para el caso de la tubería de PVC que va enterrada, las fuerzas F_1 y F_4 ocasionadas por el peso de la tubería están distribuidas a lo largo de ella, y son soportadas por el terreno. Además las fuerzas debido al uso de juntas de dilatación no existen, ya que al estar la tubería enterrada, esta no sufre cambios de temperatura y por lo tanto no requiere de juntas de dilatación.

A continuación se detallan las magnitudes de las fuerzas y las dimensiones de los otros anclajes; por ser el procedimiento similar, se ha preferido no repetir la secuencia de cálculo.

Anclaje N^o 2: (ver figura 39)

$$F_1 - 910 \text{ N.}$$

$$F_2 - F_3 = F_4 - F_5 - F_8 - 0$$

$$F_6 - 12,544 \text{ N.}$$

$$F_7 - 1,654 \text{ N.}$$

$$F_9 - 15,450 \text{ N.}$$

$$W - 46,471 \text{ N.}$$

En la figura se ha supuesto que la tubería se está dilatando; en caso contrario, F_6 tiene sentido opuesto al mostrado.

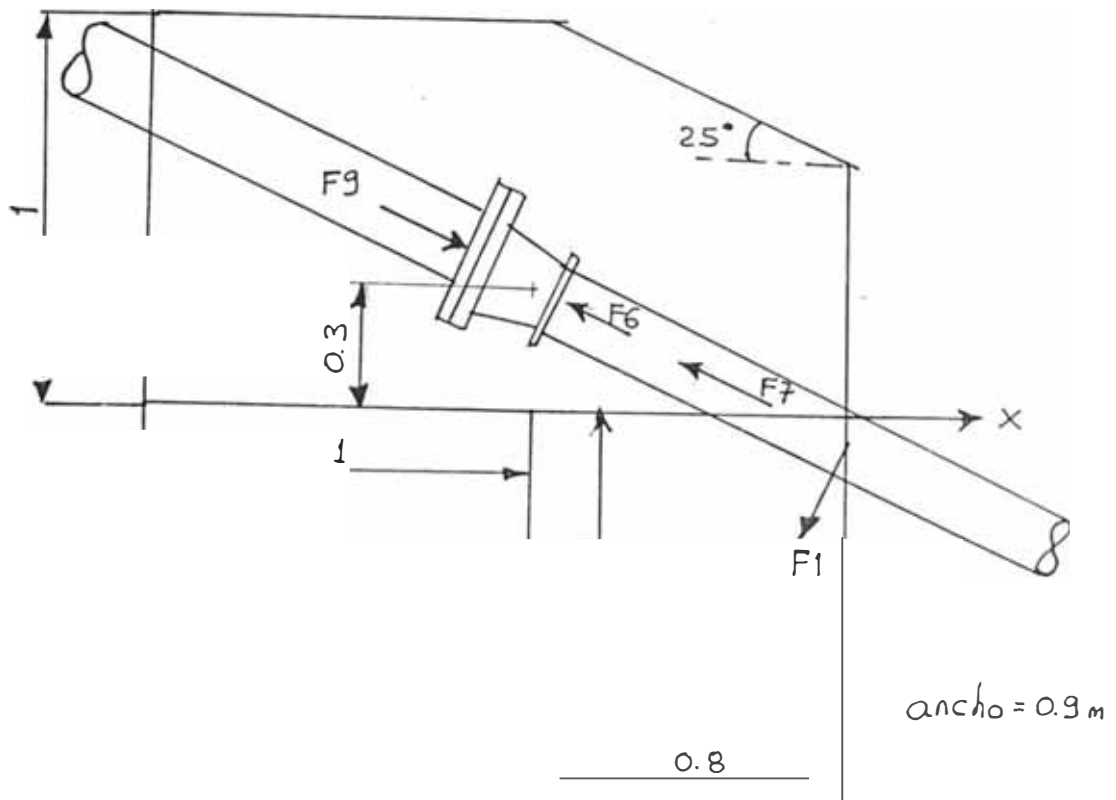


Figura 39: Fuerzas sobre el anclaje N^o2

Anclaje N^o 3:

Tubería de PVC enterrada.

$$F1 - F2 - F4 - F5 - F6 - F7 - F9 - 0$$

$$F3 - 7,476 \text{ N. (H=55m , D=0.2 m)}$$

$$F8 - 12 \text{ N.}$$

$$W - 15,169 \text{ N.}$$

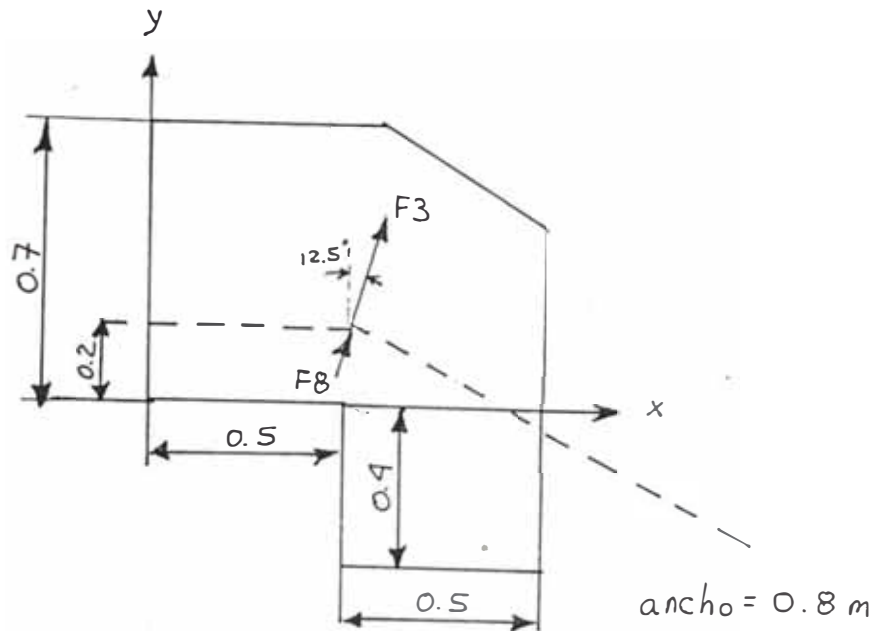


Figura 40: Fuerzas sobre el anclaje N° 3

Anclaje N° 4:

Tal como para el anclaje anterior:

$$F1 - F2 = F4 = F5 = F6 = F7 = F9 = 0$$

$$F3 - 7476 \text{ N.}$$

$$F8 - 12 \text{ N}$$

$$W - 8,226 \text{ N}$$

Las dimensiones y fuerzas sobre el anclaje se muestran en la figura 41.

Con esto se da por concluido lo correspondiente al cálculo de anclajes.

4.6 Casa de Fuerza:

La casa de fuerza sirve para albergar los equipos

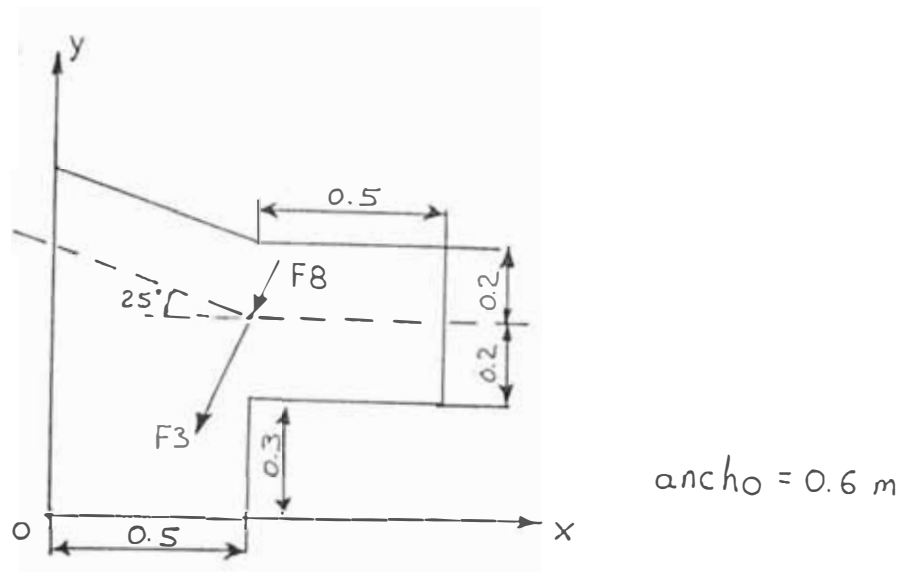


Figura 41: Fuerzas sobre el anclaje N°4

electromecánicos necesarios para la generación de energía eléctrica. Por lo tanto, su área debe ser suficiente para acomodar estos equipos, además de permitir una fácil instalación, mantenimiento y reparaciones ocasionales que halla que realizar.

Del gráfico de la figura 42,/3/ se obtiene un área recomendada para nuestras condiciones de aproximadamente 20 m^2 .

La casa de fuerza puede construirse con paredes de adobe y techo de calaminas o tejas, soportadas por un tijeral de madera.

Las bases de la turbina y alternador deben ser de

concreto.

Para facilitar el mantenimiento de estos equipos, generalmente se coloca sobre ellos una viga sostenida por 2 columnas. En nuestro caso, por tratarse de equipos pequeños y de poco peso, se puede considerar la alternativa de ubicar una viga de madera apoyada sobre las paredes de la casa de fuerza.

Las dimensiones de la casa de fuerza se muestran en el plano correspondiente. Las dimensiones de las bases para la turbina y alternador se han tomado de un fabricante nacional.

4.7 Canal de descarga

El canal de descarga conducirá el agua utilizada por la turbina hasta el río. La distancia que separa la casa de fuerza del río es de 35 m.

El canal puede ser hecho de mampostería, y de las siguientes características.

base = 0.35 m

altura = 0.25 m.

pendiente = 1%

velocidad del agua = 1 m/s

tirante de agua = 0.09 m.

Además se pueden hacer 2 ó 3 rápidas revestidas con concreto para acomodar la pendiente del terreno, y luego continuar con el canal proyectado hasta el lecho del río.

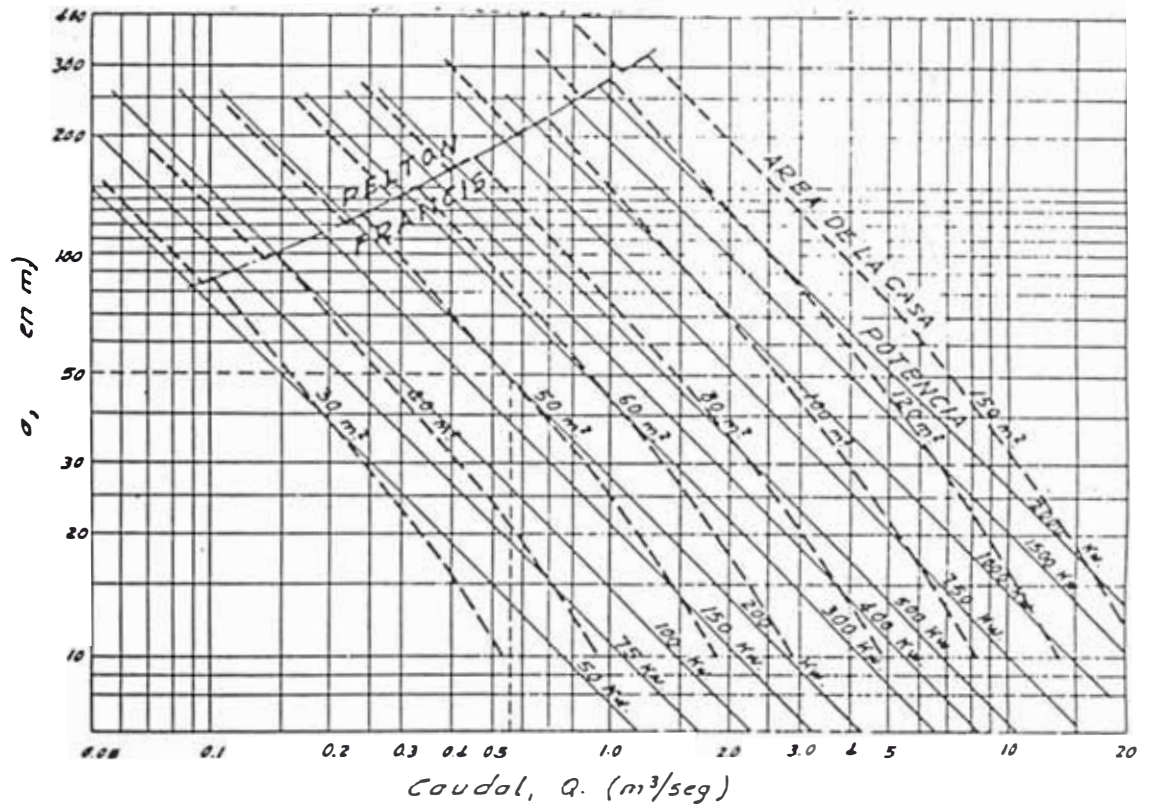


Figura 42 : Area necesaria para la casa de máquinas de una central hidráulica

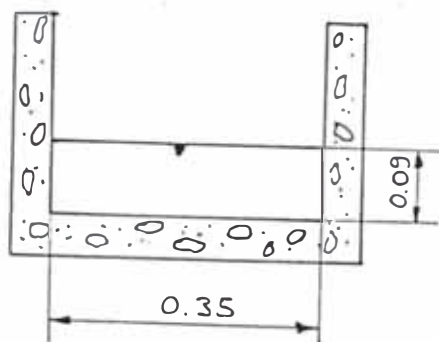


Figura 43: dimensiones del canal de descarga

CAPITULO 5
EQUIPO ELECTROMECHANICO

En la selección de los equipos electromecánicos de una microcentral hidroeléctrica para un proyecto de electrificación rural deben primar los siguientes criterios:

- a) bajo costo
- b) operación y mantenimiento sencillos
- c) equipos confiables
- d) fabricación o suministro local de piezas para reparaciones y mantenimiento.

Una vez fijados estos criterios, se debe analizar el tipo de carga que va a servir la planta hidroeléctrica. Si la carga es variable, y se prevé la utilización de la energía durante el día para mover algunos motores, entonces se deberá poner cuidado en asegurar un sistema que mantenga la frecuencia y voltaje constantes.

En nuestro caso se proyecta la utilización continua de la planta, y se prevé además la existencia de algunas máquinas en el pueblo. Por ello se ha considerado apropiado contar con los siguientes equipos:

1 turbina hidráulica, 1 generador eléctrico y un regulador automático de velocidad. Estos equipos pueden ser de fabricación nacional, y se comparan favorablemente en lo referente a costos con equipos importados de similar potencia. /17/, /1/

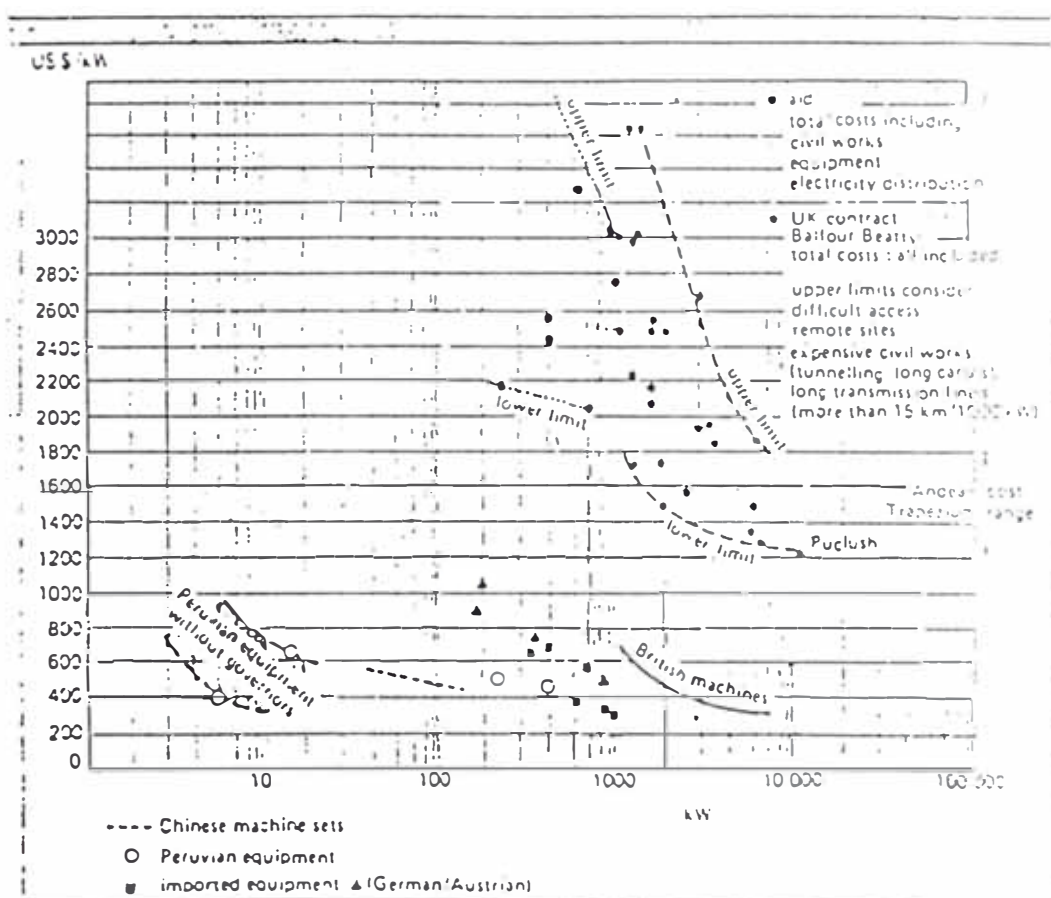


FIG.44: COSTOS DE EQUIPO PARA MICROCENTRALES HIDRO-ELECTRICAS

Fuente: /17/

5.1 Turbina Hidráulica

La turbina hidráulica es la máquina que transforma la energía potencial del agua en energía mecánica.

Existen diversos tipos de turbinas. Dependiendo de las condiciones existentes algunas resultarán más apropiadas que otras. Por ejemplo, las turbinas Pelton y Turgo, son apropiadas para caídas grandes y caudales pequeños. Las turbinas Michell-Banki y las Francis son apropiadas para caudales y caídas medianas, mientras que las tipo Kaplan o de hélice son apropiadas para caídas pequeñas y caudales grandes.

Existen unos parámetros característicos para los diferentes tipos de turbinas; estos se llaman los números específicos de revoluciones, n_s y n_q ; los cuales se calculan con las siguientes fórmulas /18/:

$$n_s = n * \frac{P}{H^{5/4}} \quad (85)$$

$$n_q = n * \frac{Q}{H^{3/4}} \quad (86)$$

donde:

P: potencia al eje de la turbina (H.P.)

n: velocidad de giro de la turbina (r.p.m.)

H: caída neta (m)

Q: caudal (m^3/s)

Tabla 19:Rango de aplicación de las turbinas. /10//15/

	Tipo	rango de n_s	produccion
Pelton	accion	10 - 70	nacional e importada
Turgo	acción	20 - 70	importada
Michell- B.	acción	20 - 80	nacional e importada
Francis	reacción	60 - 450	nacional e importada
Bombas	reacción	70 - 800	nacional e importada
Kaplan	reacción	350 - 1100	importada

Para nuestro caso, los parámetros de diseño de la turbina son:

Caida neta (H_n) - 105.6 m

Caudal (Q) = 30 Lt/s

Potencia al eje en la turbina (P) = 23 Kw (30.7 HP)

Para estimar el valor de "P", se asumió una eficiencia del alternador y transmisión de 87%

Con estos valores, se ha reemplazado en la fórmula (85) para diferentes valores de velocidades síncronas, y se han obtenido varios valores del numero específico de revoluciones(n_s), estos se han tabulado y se han comparado con los valores de n_s correspondientes para los diferentes tipos de turbinas. (Tabla 19)

Seguidamente se presentan 2 tablas con la información de los principales fabricantes nacionales de turbinas y algunos de los fabricantes internacionales más conocidos de pequeñas turbinas hidráulicas.

Tabla 20: Principales fabricantes nacionales de turbinas.
/19/

Nombre y direccion	características de de las turbinas
1) ALGESA Av Argentina 3250 Callao	Fabricante de turbinas Pelton de multiples inyectores , y turbinas Francis. Rango de potencias: 50 Kw - 2,500 Kw.
2) Hydropower Fuerza Eléctrica Av República de Panamá 5101, Surquillo Lima	Fabricante de turbinas Pelton de hasta 3 inyectores. Rango de potencia: P: 1 - 100 Kw
3) Hidropower Los Acantos 149 Urb. Recauadores, Salamanca, Lima.	Fabricante de turbinas Michell - Banki, en el rango de 2 - 30 Kw. Caidas hasta 70 m.
4) Taller de Jesús Huayparimachi Cusco	Fabricante de turbinas Pelton y Michell-Banki hasta una po- tencia de 50 Kw.
5) Kuti S.A. Parque Industrial G 1 Cusco	Fabricante de turbinas Michell - Banki. Rango de potencia: 0.2 - 30 Kw.
6) Cia.Minera Buenafortuna J. Miller 175 Urb. La Chalaca Callao	Fabricante de turbinas Pelton de múltiples inyectores, hasta 150 Kw de potencia.

Tabla 21: Algunos fabricantes internacionales de pequeñas turbinas hidráulicas./20//21/

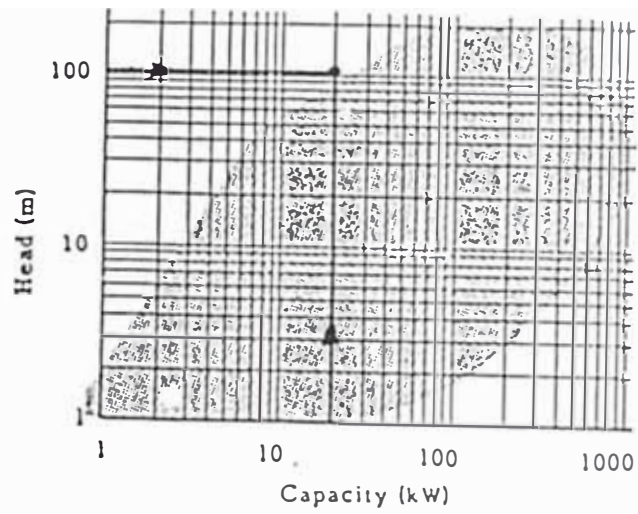
Nombre y direccion	Características de las turbinas
1) Gilbert Gilkes & Gordon Kendal Cumbria LA9 7BZ Inglaterra	Fabricante de turbinas Turgo de 1 y 2 inyectores H: 10 -100 m , P: 10-150 Kw Turbinas Francis: H: 7-60 m P: 75 - 110 Kw Turbinas Pelton desde 10 Kw.
2) Ossberger-Turbinenfabrik D-8832 Weissenberg Postfach 425 Bayern Alemania Federal	Turbinas Michell-Banki Potencia: 1 - 1000 Kw H: 3 - 240 m Q: 30 - 7000 Lt/s
3) Balaju Yantra Shala Post Box 209 Kathmandu Nepal	Fabricante de Turbinas Michell-Banki Potencia: 3 -100 Kw H: 3 - 100 m
4) Small Hydroelectric Systems and Equipment 5141 Wickersham Street Acme, Washington 98220 U.S.A.	Fabricante de turbinas Pelton de eje horizontal y vertical hasta 6 inyectores. P: 2 - 400 Kw H: desde 15 m
5) Little Spokane Hydroelectric P.O. Box 82 Chattaroy, Washington 99003 U.S.A.	Fabricante de turbinas Pelton en el rango de: P: 0.1-12 Kw, H: 15-120 m Kaplan: P: 0.6 - 35 Kw H: 1.5 - 8 m
6) Evans Engineering Trecarrel Mill Trebullet Launceston PL 15 9 QE Cornwall Inglaterra	Fabricante de turbinas Pelton de múltiples inyectores. Hasta 500 Kw y 6 inyectores. Turbinas Kaplan hasta 100 Kw
7) Canyon Industries, INC 5346 Mosquito Lake road Deming, Washington 98244 U.S.A.	Fabricantes de turbinas Pelton en el rango de: P: 1-1000 Kw, H: mas de 30 m Michell-Banki: P: 1-250 Kw H: 5 - 60 m

Tabla 22: Variación del n_s con las r.p.m. de la turbina:

r.p.m.	720	900	1200	1800
Pelton	11.7	14.6	19.5	29.2
Turgo	11.7	14.6	19.5	29.2
Michell-Banki	11.7	14.6	19.5	29.2
Bombas centrífugas	11.7	14.6	19.5	29.2
Francis	11.7	14.6	19.5	29.2

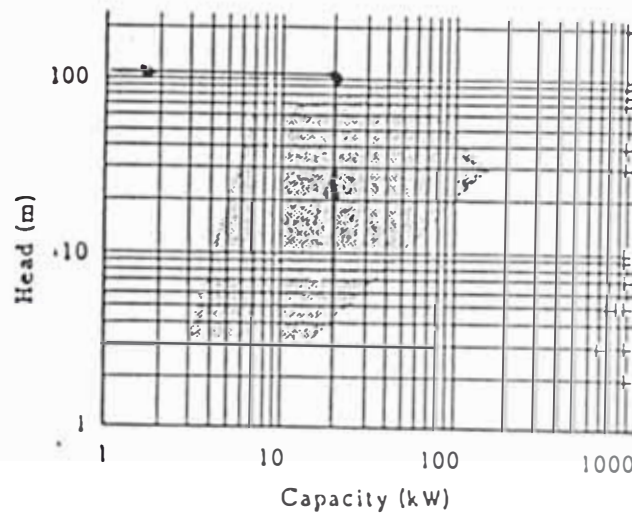
De la tabla anterior se puede apreciar que los únicos valores del número de revoluciones específico que coinciden con el rango establecido en la tabla 19 para los diferentes tipos de turbinas, son los correspondientes a las turbinas Pelton, Turgo y Michell-Banki. De estos 3 tipos, sólo las turbinas Pelton y Michell-Banki se fabrican en el Perú.

Tal como se mencionó anteriormente, los equipos de fabricación nacional son mas económicos que los importados; por ello se desecha la utilización de la turbina Turgo. Por otro lado, analizando la posibilidad de utilizar una turbina Michell-Banki, se sabe que de las turbinas de producción nacional, no existe alguna que se fabrique con los parámetros requeridos de caída y caudal /19/. Adicionalmente, viendo en la figura 45, de los rangos de operación de las turbinas Michell-Banki fabricadas por las compañías Balaju Yantra Shala y



Ossberger/F.W.E. Stappenhorst, Inc.

(a)



Balaju Yantra Shala (Pvt.) Ltd.

(b)

FIG.45: RANGO DE OPERACION DE TURBINAS MITCHELL BANKI

a) Firma Ossberger (Alemania)

b) Firma Balaju Yantra Shala (Nepal)

Fuente: /21/

Ossberger, para 20 Kw de potencia, la caída máxima ha utilizar es del orden de 80 m./21/ Por lo tanto se decidió utilizar una turbina Pelton, las cuales si se fabrican para las condiciones requeridas.(ver figura 46)

En este caso, se sabe que:

$$v_{ch} = C_v * \sqrt{2 * g * H_n} \quad (87)$$

donde:

v_{ch} : velocidad del chorro (m/s)

C_v : coeficiente de velocidad

H_n : caída neta (m)

g : aceleración de la gravedad (9.8 m/s²)

De /15/ se tiene que el valor de C_v puede variar entre 0.95 y 0.98.

Asumiendo, para nuestro caso el valor de 0.96 y reemplazando en la ecuación anterior:

$$v_{ch} = 43.8 \text{ m/s}$$

Además se sabe que:

$$Q = i * v_{ch} * (\pi/4) * d_{ch}^2 \quad (88)$$

donde:

i : N^o de inyectores de la turbina

d_{ch} : diámetro del chorro

Reemplazando valores en la ecuación (88) para diferentes valores de "i"; y teniendo en cuenta que 2 fabricantes nacionales de turbinas Pelton trabajan con una relación diámetro Pelton a diámetro del chorro de 9 como mínimo (Hydropower Fuerza Eléctrica y Cia. Minera

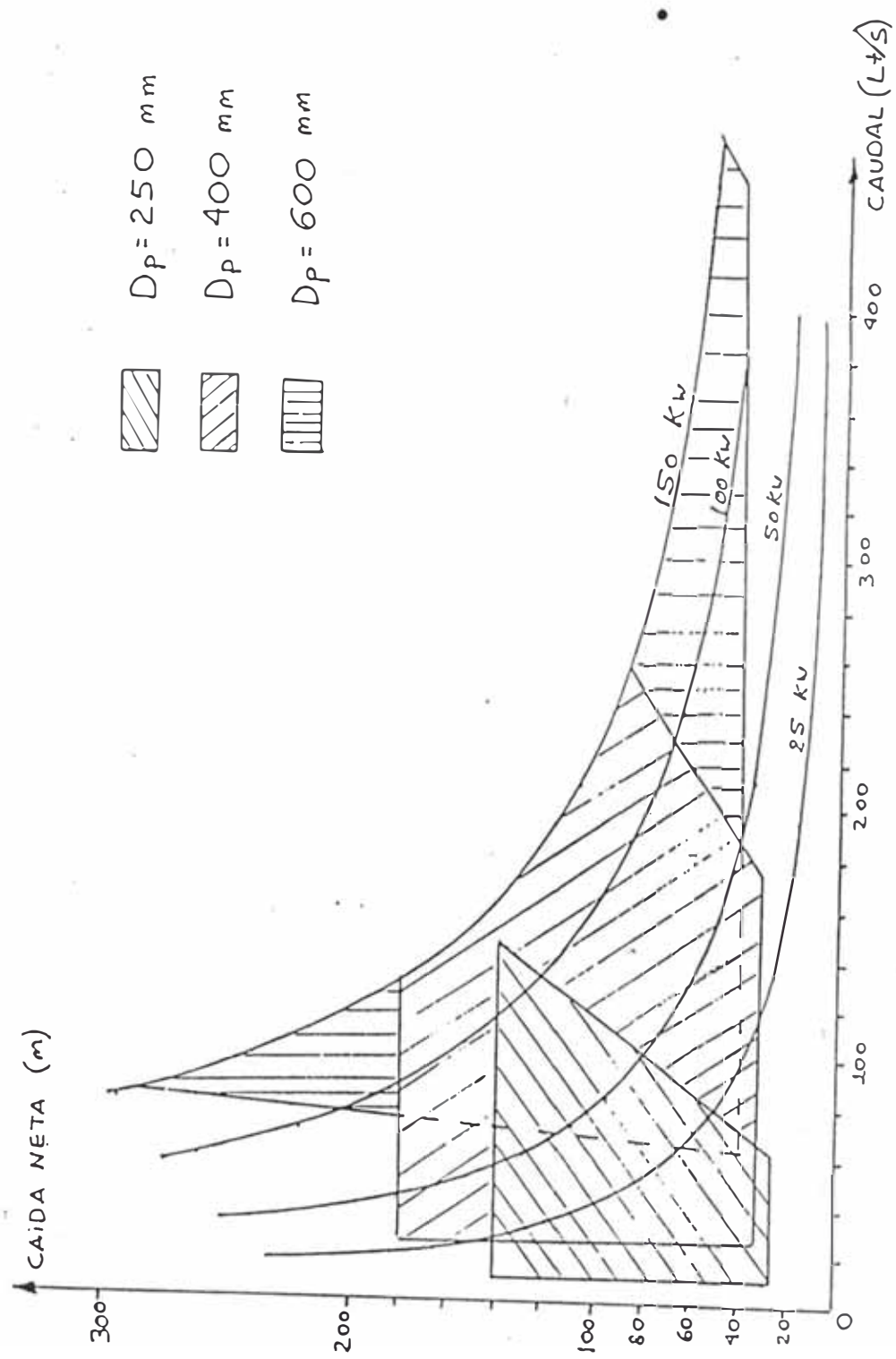


Figura 46 : Rango de trabajo de Turbinas Pelton fabricadas por Cia. Minera Buenafortuna

Buenafortuna), se ha preparado la Tabla 23:

Tabla 23: Variación del diámetro Pelton con el N^o de inyectores. Basado en: $D_p/d_{ch} = 9$

	1	2	3	4
d_{ch} (mm)	29	21	17	15
D_p (mínimo)(mm)	261	189	153	135

Las 2 compañías anteriormente mencionadas fabrican turbinas Pelton de diseño simplificado. En estas turbinas la carcasa está hecha de planchas rectas de acero comercial, cortadas y soldadas. Además el distribuidor está hecho con tuberías de diámetros standard.

Otras adaptaciones realizadas con el objeto de disminuir el costo, se refiere a la utilización de cucharas fundidas de acero comercial, las cuales van soldadas al disco central para formar el rodete de la turbina. Además este diseño de turbinas no utiliza válvulas de aguja para regular el paso de agua. En este caso, las turbinas trabajan a plena carga, y utilizan un regulador electrónico de carga para mantener la velocidad constante. Las válvulas que tienen estas turbinas son válvulas de compuerta, las cuales no sirven para regular el caudal de agua, sino, son para abrir o cortar totalmente el paso de agua.

En los gráficos de las figuras 47 y 48 se presentan algunos gráficos comparativos entre turbinas con

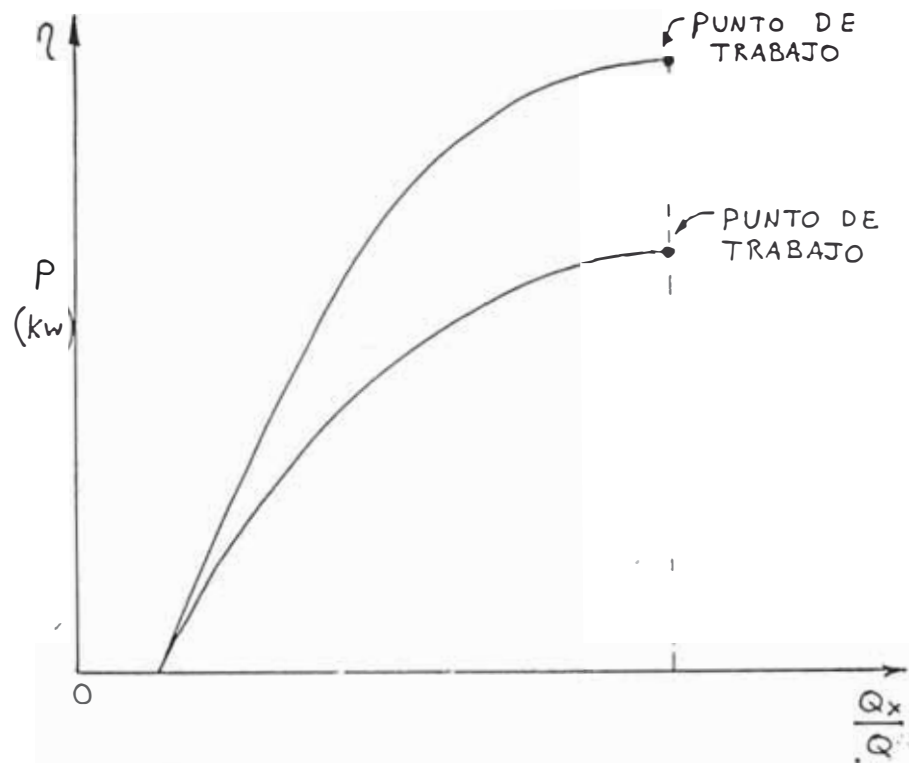


Figura 47 : Punto de operación cuando se trabaja con caudal fijo

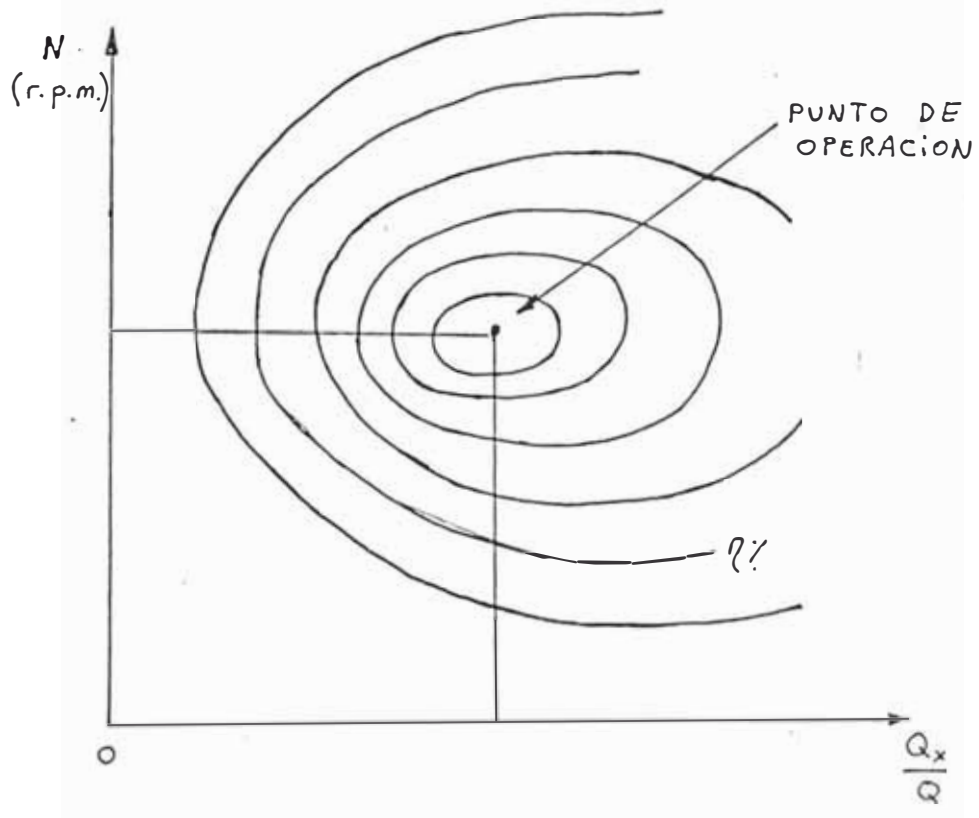
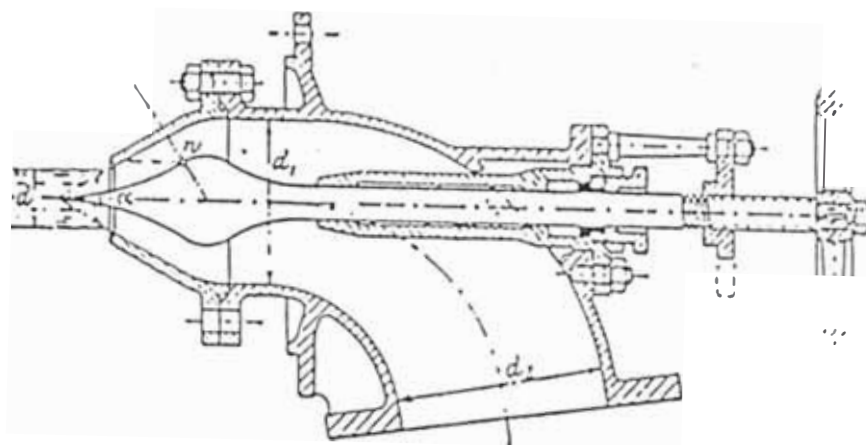
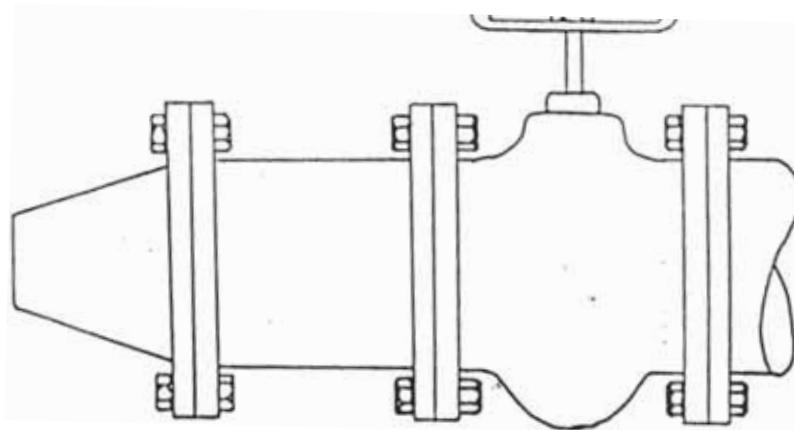


Figura 48 : El punto de operación se puede hacer coincidir con el de eficiencia máxima



a)



b)

Figura 49 : Simplificación en la fabricación de los inyectores para Turbinas Pelton al eliminarse la válvula de aguja
 (a) Diseño convencional
 (b) Diseño simplificado

regulación de caudal por aguja y turbinas sin regulación de caudal. En el segundo caso, la turbina tiene un punto de operación, el cual se le puede hacer coincidir con el punto de mayor eficiencia. Estas turbinas son fabricadas por la Cia. Minera Buenafortuna y la compañía Hydropower Fuerza Eléctrica en 3 tamaños standard: de 250 mm, de 400 mm y de 600 mm de diámetro Pelton /22/.

Teniendo en cuenta estas ventajas que simplifican el diseño convencional, y tomando en cuenta que el tamaño menor de estas turbinas estandarizadas es el de 250 mm de diámetro; de la tabla 23, se decide utilizar una turbina de 2 inyectores, y diámetro Pelton 250 mm, tal como las fabricadas por estas 2 compañías. (La Figura 50 muestra algunos detalles de este tipo de turbina para el caso de 3 inyectores). Además de los detalles mencionados, este tipo de turbinas cuentan con un sistema de protección contra embalamiento.

Las fotos que aparecen en la figuras 51 y 52 muestran algunos detalles del sistema de protección contra el embalamiento. Este sistema actúan independientemente del regulador electrónico de carga. La figura 53 muestra un esquema con los componentes principales del sistema de protección contra embalamiento.

El sistema consta de un circuito integrado(2) que es alimentado eléctricamente desde el alternador (1). Este circuito que viene en una tarjeta impresa, ,sensa

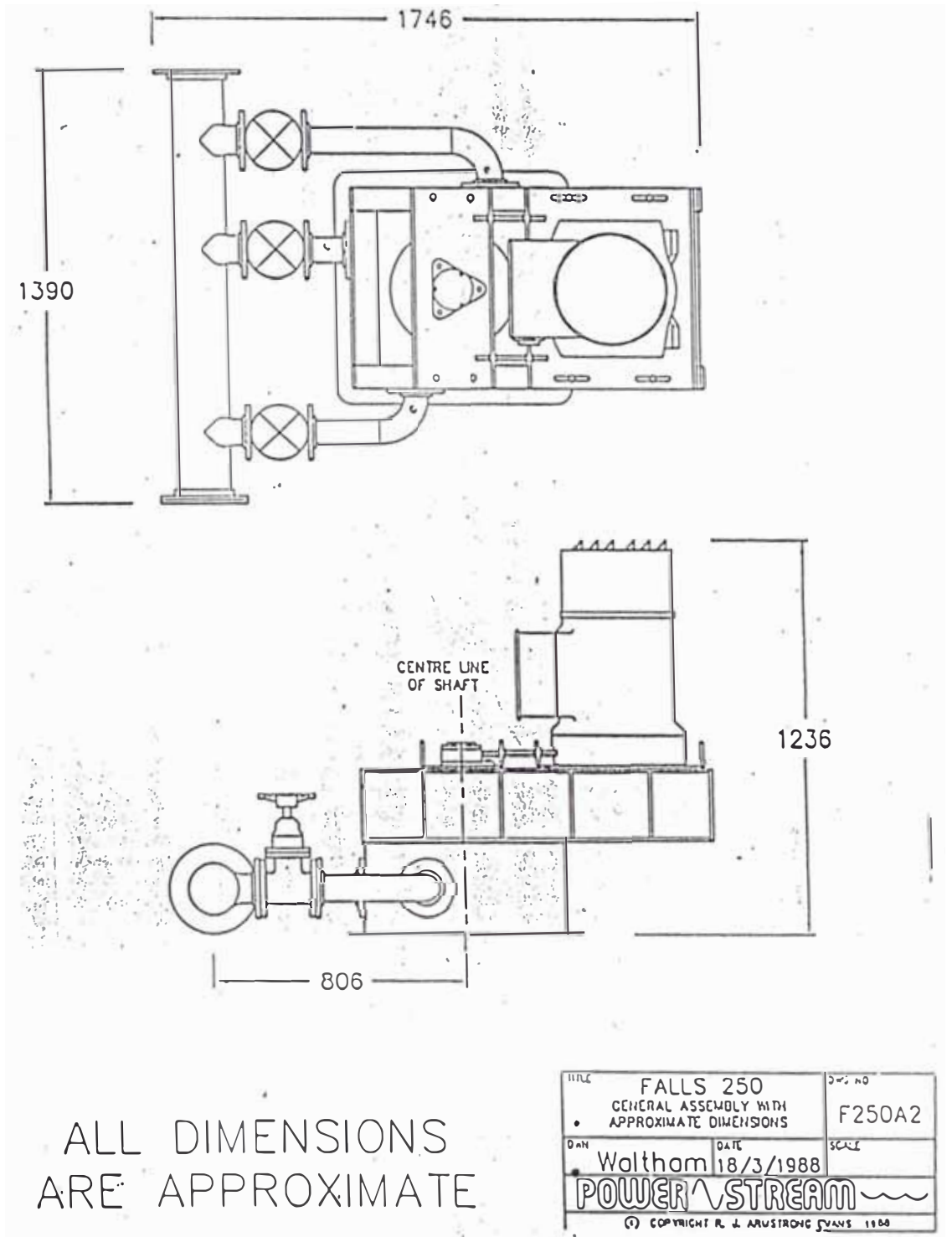


Figura 50: Dimensiones principales de la turbina FALLS 250 fabricada por Cia. Minera Buenafortuna y la compañía Hydropower.

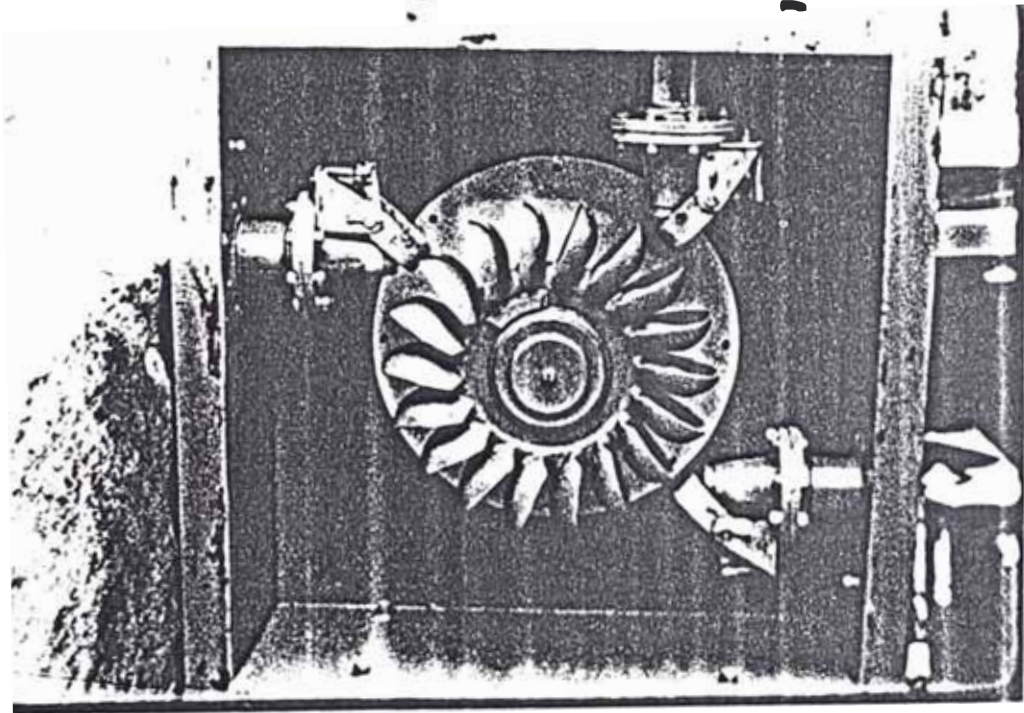


Figura 51: Turbina modelo Falls 400

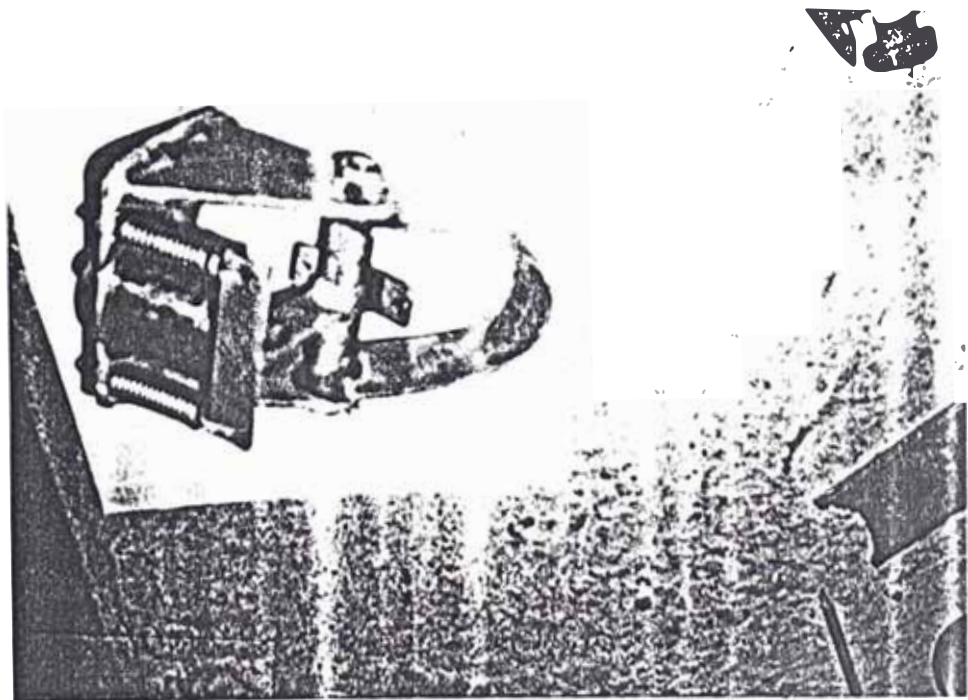


Figura 52: Detalle del deflector del chorro

permanentemente la frecuencia del alternador, y está calibrado de tal modo que al detectar un aumento de la frecuencia mayor a 3 Hz de la frecuencia nominal; actúa sobre un relé que corta el paso de corriente hacia un electroimán (3) el cual forma parte de una válvula de distribución de agua(4), llamada también válvula de solenoide. Esta válvula de solenoide tiene un conducto de ingreso de agua proveniente de la tubería de presión (6) y 2 salidas (en caso de 1 inyector) posibles. Una salida es hacia el pistón (9) que mueve el deflector (8) del chorro, y la otra salida es hacia la atmósfera. Es decir, la válvula de solenoide tiene 2 posiciones de trabajo, en una de ellas hace que el deflector interrumpa el chorro de agua, y en la otra, hace que el deflector salga fuera de la trayectoria del chorro de agua, permitiendo que el agua golpee libremente las cucharas de la turbina.

En el esquema de la figura 53, se representa la posición en la cual el alternador está trabajando dentro de su rango de frecuencia nominal. En este caso, el relé (2) ha cerrado el circuito de alimentación al electroimán (3), y este, debido al campo magnético generado, mantiene unido al brazo oscilante (5) de la válvula de solenoide (4). Al permanecer el brazo de la válvula de solenoide en esta posición, el agua que viene de la tubería de presión (6), llega al cilindro (9) del sistema de accionamiento del deflector (8), empuja el pistón venciendo la acción

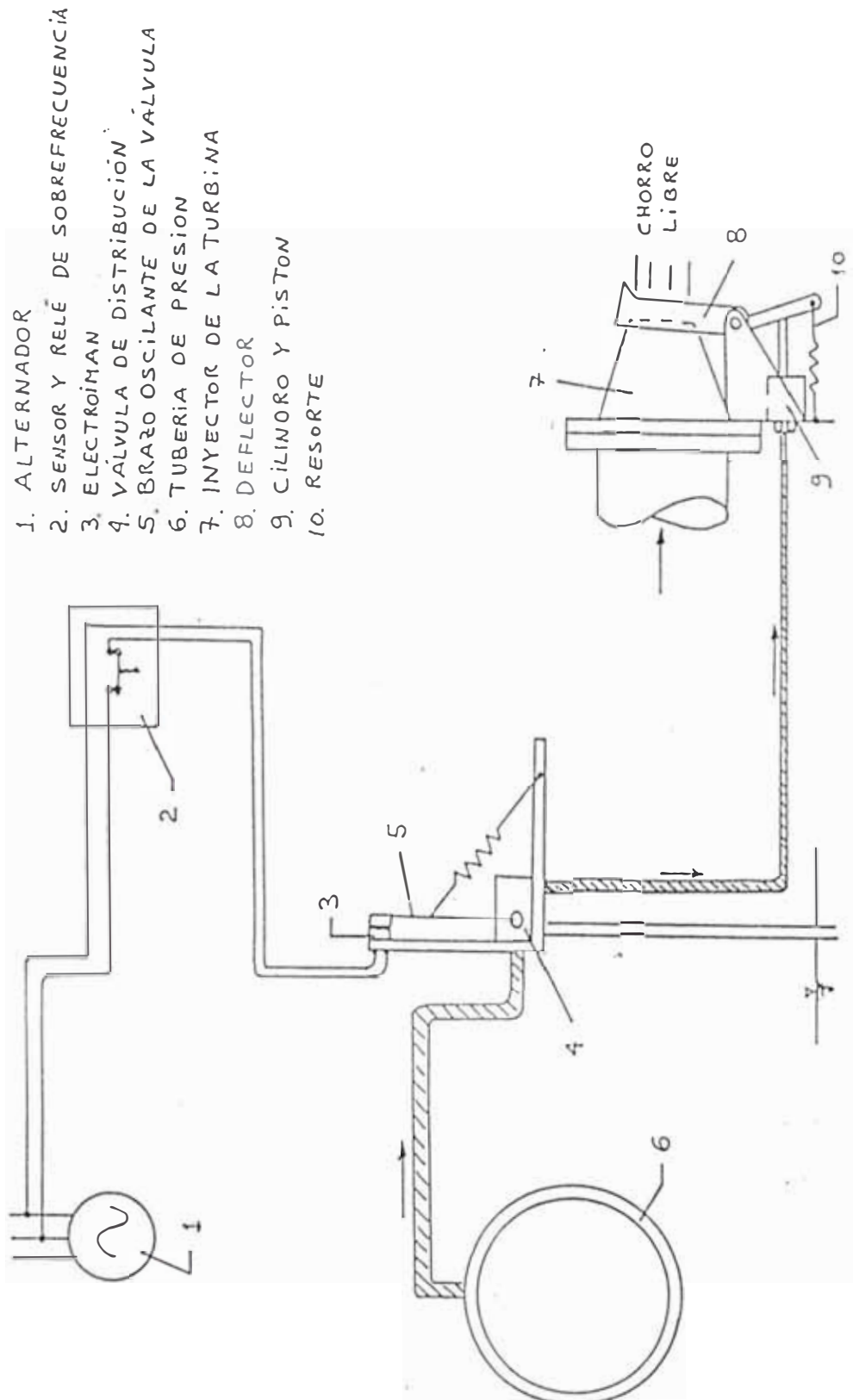


Figura 53: Sistema de protección contra embalamiento.
 Posición normal de trabajo

del resorte (10) hasta una posición en la cual el deflector (8) no interfiere con el chorro de agua.

En el esquema de la figura 54, se presenta el caso en el cual el sensor de frecuencia (2) ha detectado un aumento de la frecuencia mayor al límite establecido. En este caso, el sensor manda una señal para que el relé corte el paso de corriente al electroimán (3). Al producirse esto, el electroimán se desmagnetiza y el brazo oscilante (5) cae por acción del resorte. En este momento, en la válvula de solenoide (4), se conecta el ingreso de agua de la tubería de presión (6) con la salida hacia la atmósfera, produciéndose una caída de la presión dentro del cilindro (9) del deflector. Al caer la presión en el cilindro, cesa la fuerza que mantenía el resorte (10) bajo tensión, este se contrae y el deflector (8) desvía el chorro de agua que sale del inyector de la turbina.

Todos los componentes de este sistema de protección se pueden fabricar en el Perú, salvo la tarjeta con el circuito integrado que habría que importar, y cuyo valor aproximado es de alrededor de US\$170.

Una vez seleccionada la turbina a utilizar, se han calculado la velocidad de rotación nominal de la turbina.

Se sabe que:

$$u = \frac{\hat{\eta} * D_p * N}{60} \quad (89)$$

donde:

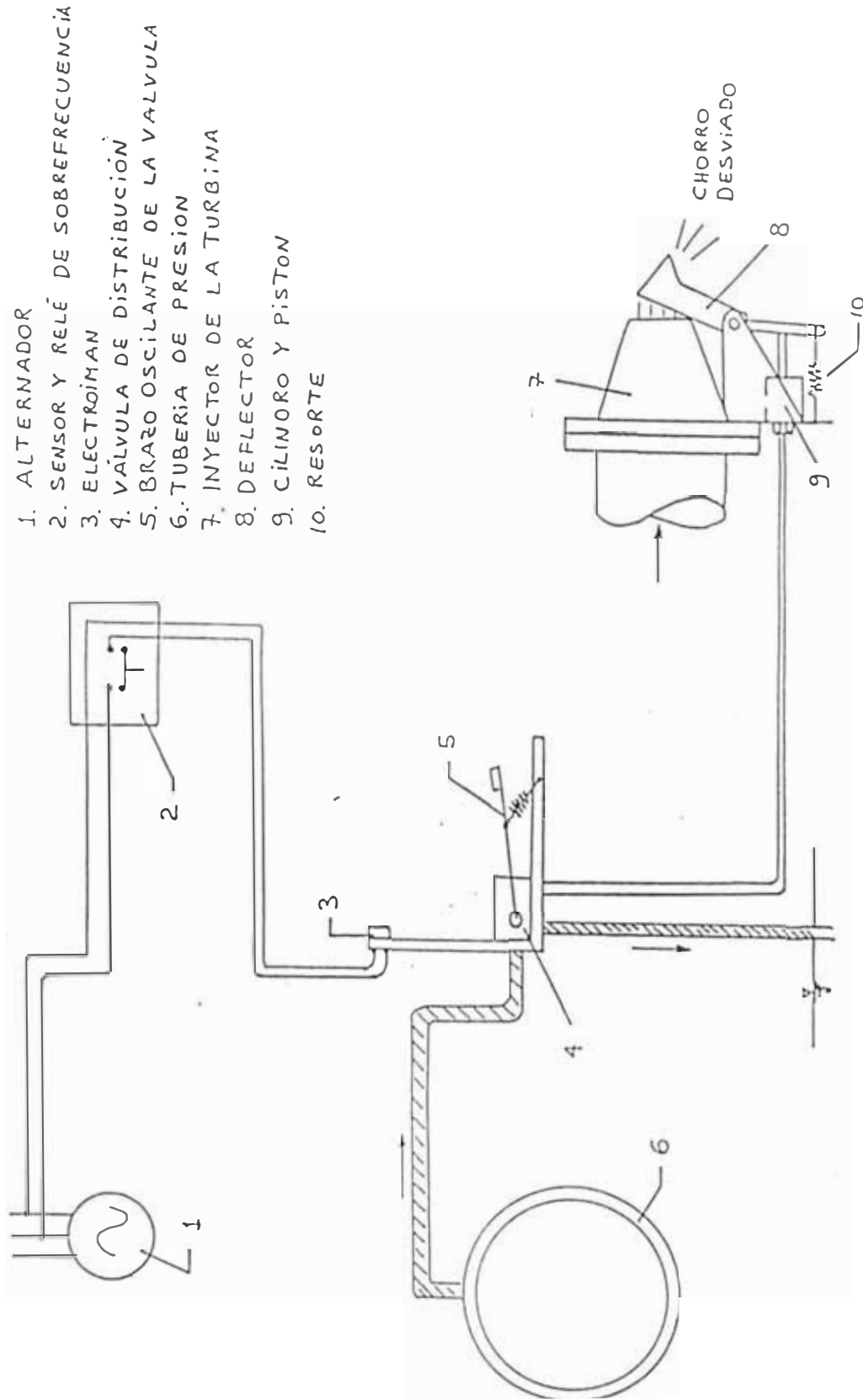


Figura 54: Sistema de protección contra embalamiento. (Se ha producido la falla y el deflector ha actuado)

u : velocidad tangencial de la turbina (m/s)

D_p : diámetro Pelton (m)

N : velocidad de giro de la turbina (r.p.m.)

Además de /15/ se tiene que para máxima eficiencia en turbinas Pelton:

$$u = \varphi * v_{ch} \quad (90)$$

donde:

φ : valor que se obtiene empíricamente

Se puede tomar un valor entre 0.46 y 0.5

Luego:

asumiendo $\varphi = 0.46$

Reemplazando en (90) se obtiene:

$$u = 20.1 \text{ m/s}$$

Reemplazando y despejando el valor de "N" de la ecuación (89):

con $D_p=0.250 \text{ m}$ se obtiene:

$$N = 1536 \text{ r.p.m.}$$

Lo cual indica que se deberá usar un sistema de transmisión para acoplar la velocidad síncrona a la cual deberá girar el alternador. La turbina seleccionada tiene previsto en su diseño un acople mediante poleas y fajas. Por lo tanto se ha decidido utilizar este sistema de transmisión, además que por su bajo costo resulta el mas apropiado para este rango de potencia.

5.2 Generador Eléctrico

El generador eléctrico es la máquina que transforma la energía mecánica de rotación de la turbina en energía eléctrica. La energía eléctrica generada puede ser de corriente continua o de corriente alterna.

La generación de corriente continua en la actualidad, está limitada a bajas potencias, por lo general del orden de algunos cientos de Watts. Mientras que la generación de corriente alterna debido a que su uso está mucho más generalizado, abarca un rango enorme, desde pequeños generadores del orden de cientos de Watts, hasta grandes generadores de varios megawatts de potencia, tal como lo requieren las grandes centrales hidroeléctricas.

En proyectos de microcentrales hidroeléctricas se utilizan por lo general generadores de corriente alterna, salvo en aquellos casos en los que se utilizan pequeños generadores de automóvil para cargar baterías destinadas a la iluminación de viviendas.

Los generadores de corriente alterna se dividen en 2 grupos. Los generadores síncronos, llamados comúnmente alternadores y los generadores asíncronos. Ambos generadores se dice que producen corriente alterna debido a que el voltaje y la corriente de salida varían en forma sinusoidal con el tiempo.

De estas 2 clases de generadores, los más utilizados en proyectos de microcentrales hidroeléctricas son los generadores síncronos.

5.2.1 Generadores Síncronos

Por velocidad síncrona se entiende aquella velocidad a la cual debe girar el alternador para que la frecuencia de la tensión de salida sea la frecuencia nominal del sistema, esto es 50 ó 60 Hz.

Esta velocidad es función del N° de polos que tiene el alternador y se determina usando la siguiente fórmula:

$$n(\text{síncrona}) = \frac{120 * f}{p} \quad (91)$$

donde:

n: velocidad síncrona (r.p.m.)

f: frecuencia del sistema (Hertz)

p: N° de polos del generador

Esto quiere decir que si se desea obtener un frecuencia de 50 Hz con un alternador de 4 polos, este deberá girar a 1500 r.p.m; y si se quiere obtener 60 Hz con el mismo alternador, este deberá girar a 1800 r.p.m.

Existen varios tipos de alternadores, los cuales se pueden dividir en 2 grupos: alternadores de armadura rotativa y alternadores de campo rotativo. /23/

a) Alternadores de armadura rotativa:

En ellos, el campo magnético o inductor se encuentra en el estator, y el inducido en el rotor. Estos alternadores son autoexcitados, autorregulados y con escobillas.

En este tipo de alternadores, el estator tiene un pequeño campo magnético permanente. Al empezar a girar el

rotor, este campo magnético induce una pequeña corriente eléctrica en el rotor cuya frecuencia es proporcional a la velocidad de rotación. Esta corriente es transmitida a través de escobillas hacia un circuito de control del sistema de excitación constituido básicamente por un puente rectificador de diodos y un transformador de corriente. La función de este sistema de control es la de suministrar la corriente de excitación al campo para que este pueda inducir la tensión normal de trabajo en el rotor.

En este tipo de alternadores, la tensión de salida es proporcional a la velocidad de giro del motor primo.

La tabla 24 muestra los rangos de potencia disponibles en este tipo de alternadores de fabricación nacional.

b) Alternadores de campo rotativo:

En estos alternadores, el inductor o campo magnético se encuentra en el rotor. Son también autoexcitados y autorregulados, pero pueden ser de 2 tipos: con escobillas y sin escobillas.

-alternadores con escobillas: el sistema de excitación es muy similar al descrito anteriormente, sólo que en este caso, el campo es rotativo, y por lo tanto sólo la corriente de excitación es transmitida por medio de las escobillas, mientras que en caso anterior es la corriente nominal la que pasa por las escobillas.

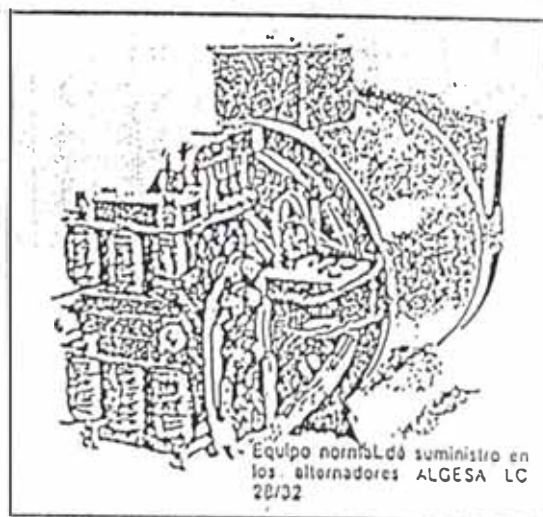
La fabricación nacional de este tipo de alternadores

Tabla 24: Alternadores de armadura rotativa de fabricación nacional

Potencias y rendimientos de los alternadores con F.D.P.* 0,8

Tamaño carcasa	MONOFASICOS						TRIFASICOS					
	kVA	Eli.%	Entr. hp	kVA	Eli.%	Entr. hp	kVA	Eli.%	Entr. hp	kVA	Eli.%	Entr. hp
	50 Hz 1500 rev/min			60 Hz 1800 rev/min			50 Hz 1500 rev/min			60 Hz 1800 rev/min		
2Ba	2.0	73.0	2.94	2.5	73.8	3.64	3.75	78.0	5.15	4.5	79.2	6.1
	2.5	73.5	3.64	3.0	74.2	4.34	4.38	78.1	6.02	5.25	79.0	7.13
	3.13	73.3	4.57	3.75	74.0	5.44	5.0	77.2	6.95	6.25	78.1	8.58
2Bb	4.0	76.0	5.63	4.8	76.0	6.77	6.25	81.4	8.23	7.8	82.5	10.15
	5.0	75.0	7.14	6.25	75.0	8.95	7.5	80.0	10.05	9.4	80.7	12.5
2Bd	6.25	79.8	8.43	7.8	79.6	10.5	8.0	83.7	10.25	9.4	84.5	11.9
	7.0	80.0	9.38	8.8	80.2	11.8	10.0	84.0	12.75	12.5	84.5	15.8
	8.0	79.5	10.8	9.4	79.6	12.7	12.5	83.1	16.15	15.6	83.9	20.0
32x	10.0	81.0	13.3	12.5	80.6	16.7	15.0	85.5	18.8	18.75	85.0	25.0
	12.5	81.8	16.4	15.6	81.7	20.5	18.75	86.5	23.2	23.5	86.0	29.3
32a	15.0	82.8	19.5	18.75	82.6	24.4	20.0	87.8	24.5	25.0	87.5	30.7
32b	-	-	-	-	-	-	25.0	85.8	31.3	31.25	85.0	39.3

* Factor de potencia.



ALGESA
 Alternadores y Grupos Electr6genos S.A.
 Av. Argentina 3250 - Callao, Per6
 Tel6fono: 291136 - T6lex: 20231
 Miembro del Grupo P C Parson & Crosland

Factores de correcci3n por altura

Cuando la altitud a la que se vaya a usar el alternador sea superior a los 3,300 pies (990 Mts.) sobre el nivel del mar se deben usar los factores de correcci3n para obtener el correcto tama1o de estator.

FACTORES DE CORRECCION DE ALTURA					
Pies	Metros	Factor	Pies	Metros	Factor
3,300	990	1.0000	10,000	3000	1.1300
3,500	1100	1.0050	10,500	3150	1.1375
4,000	1200	1.0125	11,000	3300	1.1475
4,500	1350	1.0225	11,500	3450	1.1575
5,000	1500	1.0325	12,000	3600	1.1675
5,500	1650	1.0425	12,500	3750	1.1750
6,000	1800	1.0500	13,000	3900	1.1850
6,500	1950	1.0600	13,500	4050	1.1950
7,000	2100	1.0700	14,000	4200	1.2050
7,500	2250	1.0800	14,500	4350	1.2150
8,000	2400	1.0900	15,000	4500	1.2250
8,500	2550	1.1000	15,500	4650	1.2350
9,000	2700	1.1100	16,000	4800	1.2450
9,500	2850	1.1200	16,500	4950	1.2550

Fuente: Cia. ALGESA

está limitada en la actualidad hasta 9 Kw de potencia./23/

Un esquema explicativo se muestra en la figura 55.

Alternadores sin escobillas: básicamente estos alternadores están compuestos de 2 alternadores; uno de excitación y el otro de salida de potencia. En estos alternadores, el sistema de excitación está compuesto por 4 elementos principales: un regulador electrónico de voltaje, el estator de la excitatriz, el rotor de la excitatriz, y un puente rotativo rectificador de diodos.

En este caso, al empezar a girar el alternador, el rotor de magneto permanente induce corriente eléctrica en el estator. Esta llega al regulador electrónico de voltaje, el cual compara la tensión de salida del alternador con un valor preestablecido; la diferencia entre estos dará el nivel de tensión y corriente que es derivado previa rectificación, del regulador de voltaje al estator de la excitatriz con el fin de controlar el campo magnético generado por el rotor principal y por lo tanto el voltaje de salida del alternador/24/. La figura 56 muestra un esquema de este tipo de alternadores.

Las tablas 25 y 26 muestran algunas características de los alternadores sin escobillas de fabricación nacional que están disponibles.

Cada tipo de alternador presenta ventajas y desventajas que los hacen atractivos para las condiciones específicas de cada usuario. Los cuadros 1,2 y 3 mencionan estos

Cuadro 1: Alternadores con escobillas

Ventajas:

- Costo más reducido

Tensión de salida en función a la velocidad de giro del motor primo o de la frecuencia

- No hay problemas de sobreexcitación por operación a baja velocidad
- Detecta fácilmente operaciones inadecuadas, alta o baja velocidad de giro.

No hay electrónica delicada susceptible de fallas tipo azar

- Gran capacidad de arranque de motores eléctricos

Mantenimiento predecible, vida definida de carbones y anillos rozantes

- Bajo costo de repuestos

Desventajas:

Escobillas y anillos rozantes sujetos a desgaste y por ende a reposición periódica

Regulación de tensión más pobre $\pm 3\%$ sin variación de velocidad.

- Dificiles de operar en paralelo
- Escobillas introducen ruidos eléctricos
- Forma de onda con más contenido de armónicas

Tensión fija no es posible reconectar el equipo

Difícil regulación de tensión de vacío.

Fuente: /23/

Cuadro 2: Alternadores sin escobillas

Ventajas:

- Regulación de tensión en un rango de + 1% entre vacío y plena carga con variaciones de velocidad de + 4 %

Teóricamente libre de mantenimiento excepto los rodamientos

- Fácil operación en paralelo

Forma de onda muy limpia, poco contenido de armónicas

- No introduce ruido eléctrico en el sistema

- 12 terminales dan amplia gama de tensión de salida

- operación en 50/60 Hz

- Fácil regulación de tensión en vacío en amplios márgenes + 10%

Desventajas:

- Costo de repuestos (AVR) alto y de obtención limitada

- Sensible a operación a baja velocidad por sobreexcitación del campo principal

- Menor capacidad de arranque de motores eléctricos

- Precio del alternador más elevado.

Fuente: /23/

Cuadro 3: Alternadores con escobillas; de campo rotativo versus de armadura rotativa

Ventajas:

- Por las escobillas circula la corriente de magnetización que es una fracción de la corriente nominal de salida, reduciendo el costo de mantenimiento
- Forma de onda similar al alternador sin escobillas
- Menos ruido eléctrico
- Fácil reconexión para varias tensiones
- Menos elementos sujetos a desgaste

Desventajas:

- Mayor costo que el de armadura rotativa

Fuente: /23/

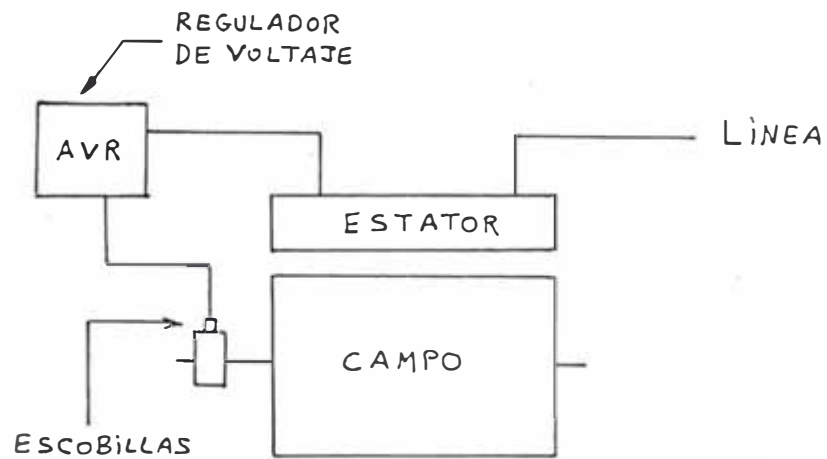


Figura 55: Diagrama de bloques de un alternador con escobillas de campo rotativo

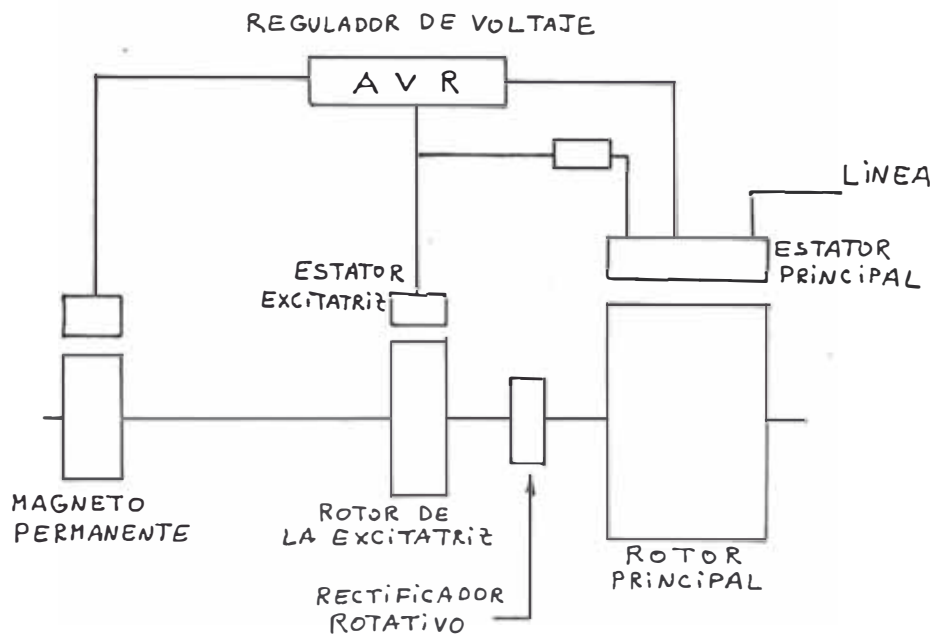


Figura 56: Diagrama de bloques de un alternador sin escobillas

TABLA 25: POTENCIA DE SALIDA Y EFICIENCIA A FACTOR DE POTENCIA 0.8

MODELO	TAMAÑO	MONOFASICOS								TRIFASICOS							
		KVA	KW	E%	Hp Entr	KVA	KW	E%	Hp Entr	KVA	KW	E%	Hp Entr	KVA	KW	E%	Hp Entr
		50 Hz 1500 rpm				60 Hz 1800 rpm				50 Hz 1500 rpm				60 Hz 1800 rpm			
A415	A415x	9.4	7.5	73.0	14.0	11.25	9.0	75.0	16.0	16.00	12.8	83.5	21.0	20.00	16.0	85.5	21.0
	A415y	12.5	10.0	76.7	17.5	15.00	12.0	78.0	20.6	20.00	16.0	84.2	25.5	25.00	20.0	86.2	31.0
	A415a	15.0	12.0	79.0	20.4	20.00	16.0	80.6	26.6	25.00	20.0	86.4	31.0	31.25	25.0	87.5	38.3
	A415b	20.0	16.0	80.6	26.0	25.00	20.0	82.2	32.6	31.25	25.0	87.5	38.3	37.50	30.0	88.5	45.5
	A415c	26.4	21.1	82.6	34.2	33.00	26.4	83.0	42.6	40.00	32.0	88.8	48.3	50.00	40.0	89.1	60.2
	A415d	30.0	24.0	84.0	38.3	40.00	32.0	84.9	50.5	50.00	40.0	89.6	59.8	62.50	50.0	90.2	74.2
A425	A425a	40.0	32.0	85.1	50.4	50.00	40.00	85.6	62.6	65.00	52.0	90.6	76.0	75.00	60.0	90.7	88.7
	A425b	50.0	40.0	85.0	63.0	62.50	50.0	85.0	79.0	75.00	60.0	89.6	90.0	93.75	75.0	90.1	112.0
	A425c	60.0	48.0	86.2	74.6	75.00	60.0	86.7	92.8	90.00	72.0	91.1	106.0	112.50	90.0	91.5	132.0
	A425d	65.0	52.0	86.4	80.7	81.25	65.0	87.0	100.0	100.00	80.0	91.3	117.5	125.00	100.0	91.6	146.0
	A425e	80.0	64.0	87.0	98.5	105.00	84.0	87.4	130.0	125.00	100.0	91.6	146.0	156.25	125.0	91.9	182.0
A450	A450a	100.0	80.0	87.2	123.0	125.00	100.0	87.6	153.0	150.00	120.0	92.0	175.0	187.50	150.0	92.0	219.0
	A450b	115.0	92.0	87.6	141.0	143.75	115.0	87.8	175.0	175.00	140.0	92.0	204.0	218.75	175.0	92.2	254.0
	A450c	130.0	104.0	87.8	159.0	162.50	130.0	88.0	198.0	200.00	160.0	92.2	233.0	250.00	200.0	92.4	290.0
	A450d									250.00	200.0	92.4	290.0	312.50	250.0	93.0	360.0

TABLA 26: ALTERNADORES DE FABRICACION NACIONAL: TENSIONES DE SALIDA DISPONIBLES

CONEXION DE BOBINAS Y ARREGLO	Hz	TENSION (voltios)							
		BOBINADO 1				BOBINADO 2			
		Linea-Linea		Linea-Neutro		Linea-Linea		Linea-Neutro	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	
TRIFASICO 4 ALAMBRES SERIE ESTRELLA	50	346	400	200	230	300	346	173	200
	60	415	480	240	277	360	415	208	240
TRIFASICO 4 ALAMBRES PARALELO ESTRELLAS	50	173	200	100	115	—	—	—	—
	60	208	240	120	139	—	—	—	—
TRIFASICO 4 ALAMBRES SERIE DELTA	50	200	230	100	115	173	200	87	100
	60	240	277	120	139	208	240	104	120
MONOFASICO 2 ó 3 ALAMBRES PARALELO ZIG-ZAG	50	200	230	100	115	173	200	87	100
	60	240	277	120	139	208	240	104	120

aspectos.

5.2.2 Generadores asíncronos

Si por acción de un motor primo se incrementa la velocidad de giro de un motor de inducción por encima de la velocidad sincrónica, entonces el motor empezará a generar energía eléctrica.

La utilización de motores de inducción o motores asíncronos como generadores especialmente en algunos países europeos data de muchos años /25/. La forma más conocida de operación de motores asíncronos como generadores es conectada en paralelo a un sistema eléctrico de gran potencia el que determina que la tensión y la frecuencia en sus terminales sean constantes.

Sin embargo cuando se quiere hacer operar estos generadores asíncronos en sistemas aislados, como es el caso en la mayoría de las microcentrales, surgen algunas limitaciones tales como:

- a) La necesidad de contar con un banco de condensadores que sean capaces de suministrar la potencia necesaria para la formación del campo magnético en el generador.
- b) El no contar con un sistema de regulación automática de voltaje como en el caso de los alternadores.

La primera limitante no presenta en la actualidad mayores problemas, pero es la segunda característica la que ha limitado notablemente la utilización de este tipo de generadores, pudiendo recién en los últimos años

gracias al empleo de la electrónica de potencia dar solución a este obstáculo.

Hace algunos años en el Perú se hicieron algunos avances muy importantes en este sentido, llegando a probarse en forma experimental un regulador automático de voltaje para un generador asíncrono trifásico de 7.5 Kw /25/. Sin embargo, aún no es posible adquirir en forma comercial este tipo de reguladores.

Selección del generador

Luego que se ha hecho un análisis de las ventajas y desventajas de utilizar los diferentes tipos de generadores, y teniendo en cuenta que la microcentral en estudio constituirá un sistema aislado, y que la potencia de diseño de la planta es de 20 Kw, se ha decidido utilizar un generador síncrono de corriente alterna.

Este tipo de generadores son ampliamente utilizados en proyectos de microcentrales hidroeléctricas.

Ya que el costo de los alternadores es proporcional a su peso, lo más recomendable con el fin de abaratar costos es utilizar alternadores similares a los producidos para acoplarse a grupos diesel. Estos son por lo general de 4 polos y 1800 r.p.m. para obtener 60 Hz de frecuencia. El acople de velocidades entre la turbina y el alternador puede realizarse mediante poleas y fajas, con o cual un mismo alternador se puede acoplar a diferentes r.p.m. de las turbinas.

La utilización de alternadores de baja velocidad de rotación podría elevar considerablemente los costos. En la tabla 27 se presenta una comparación en peso.

Tabla 27: Alternadores de masa similar y diferentes potencias

potencia (Kw)	r.p.m.	masa(Kg)
500	1800	1,270
220	1200	1,300
130	900	1,315
90	720	1,305

Fuente: 7237

Ya que la mayor parte de alternadores se fabrican para ser usados en grupos electrógenos, se debe especificar al fabricante, el uso que se le va a dar al alternador, para que este pueda realizar las modificaciones necesarias tales como el refuerzo de las grapas sujetadores de la bobina del rotor para poder soportar embalamientos de la turbina. Además se deberá verificar las capacidades de carga de los rodamientos considerando la fuerza adicional ejercida por la faja, ya que el caso de los grupos electrógenos, estos están por lo general acoplados directamente.

La compañía ALGESA recomienda una especificación completa tal como la mostrada en el cuadro 4, al momento de realizar el pedido de alternadores para su utilización en microcentrales hidroeléctricas.

Un aspecto importante en la selección del generador y

que está ligado a todo el sistema eléctrico, es el referente al número de fases a utilizar. La decisión de elegir un sistema monofásico o uno trifásico dependerá de la disponibilidad de equipos y del tipo de demanda que existe /10/. En el mercado nacional, existen alternadores trifásicos desde 3 Kw de potencia y monofásicos desde 1 Kw de potencia.

En lo que respecta a la demanda, si existen motores eléctricos se debe tener en cuenta que en el Perú se fabrican motores monofásicos hasta 2 HP de potencia. Para potencias mayores los motores a utilizar son trifásicos.

Teniendo en cuenta los factores mencionados y que en la demanda prevista en el presente estudio figuran motores eléctricos de más de 2 HP de potencia, entonces se necesitará un sistema eléctrico trifásico y por lo tanto un alternador trifásico.

Una vez elegida esta opción, y debido principalmente a su mantenimiento más sencillo se decide utilizar un alternador trifásico sin escobillas de las siguientes características:

Potencia: 25 Kw

Fases: 3

Velocidad de giro: 1800 r.p.m.

Voltaje entre fases: 220 v

Frecuencia: 60 Hz

En el cuadro 4 se ha escrito las especificaciones

CUADRO 4: ESPECIFICACIONES TECNICAS REQUERIDAS POR
EL FABRICANTE DE ALTERNADORES

Características requeridas por el fabricante :

1.- Potencia Aparente	<u>31.25</u> Kva.
2.- Factor de Potencia o tipo de carga	<u>..0.8.</u> Cos
3.- Velocidad de Giro	<u>.1.800</u> RPM
4.- Velocidad de embalamiento o tipo de turbina	<u>3.300</u> RPM
. Altura de caída	<u>..110.</u> mts.
Turbinas Francis	
Diámetro de entrada rueda	<u>...7...</u> mts
Diámetro salida rueda	<u>.....</u> mts
Para Turbina Helice y Michell	
- Diámetro de la rueda	<u>.....</u> mts
Para Turbina Pelton' ó Turgo	
- Diámetro de entrada del chorro	<u>.0.25</u> mts
5.- Tensión	<u>.220.</u> Voltios
6.- Número de Fases	<u>3</u>
7.- Tipo de construcción	<input type="checkbox"/> Horizontal
	<input checked="" type="checkbox"/> Vertical
8.- Tipo de acoplamiento	<input type="checkbox"/> Directo Rígido
	<input type="checkbox"/> Directo Flexible
	<input checked="" type="checkbox"/> Por fajas
	<input type="checkbox"/> Con caja reductora
9.- Tipo de control de velocidad usado en la turbina	<u>.Reg. electrónica....</u>
10- Altura de operación sobre el nivel del mar	<u>3290</u> M.S.N.M.
11- Tipo de Operación	<input checked="" type="checkbox"/> Individual
	<input type="checkbox"/> Paralelo
12- Clima y temperaturas en la zona de operación	<u>...0°C - 15°C.....</u>
13- Accesorios varios	<input type="checkbox"/> Eje de Extensión
	<input type="checkbox"/> Otros especificar

Fuente: /23/

completas tal como lo manda el fabricante.

5.3 Regulador de velocidad

Para poder aprovechar eficientemente la energía eléctrica generada por el alternador, es necesario que este tenga una velocidad de giro constante, llamada velocidad síncrona.

En aquellas centrales hidroeléctricas que no tienen un sistema automático de regulación de velocidad, al producirse una variación en la demanda de energía, inmediatamente se produce un cambio en la velocidad de giro de la turbina y por lo tanto el alternador empezará a girar a otra velocidad diferente de la velocidad síncrona con la consecuente variación en la frecuencia y en el voltaje de la línea.

Por ello cuando se prevé que en el sistema existirán continuamente variaciones en la demanda, es recomendable instalar algún sistema de control automático de velocidad de la turbina.

Para que exista una velocidad constante del grupo generador, existiendo una demanda variable, es necesario que se cumpla en todo momento, que la energía al ingreso del grupo generador, debe ser igual a la energía a la salida de este, más las pérdidas internas del mismo.

$$E. \text{ ingreso} - E. \text{ salida} + \text{pérdidas}$$

Actualmente existen 2 maneras de obtener este equilibrio de energías:

a) Regulando el caudal de agua que ingresa a la turbina, para de este modo igualar la potencia producida por esta con la demanda instantánea. Este es el caso de los reguladores de velocidad oleomecánicos y similares.

b) Manteniendo constante la potencia producida por el generador, y derivando el exceso de energía no requerida por la demanda a un sistema disipador de energía. Este es el caso de los reguladores electrónicos de carga.

5.3.1 Reguladores de velocidad oleomecánicos

Los reguladores mecánicos, oleomecánicos, electro-hidráulicos o electro-mecánicos utilizan la regulación del caudal de agua para mantener la velocidad de la turbina constante. Las únicas diferencias radican básicamente en el dispositivo sensor de la velocidad o frecuencia y en los mecanismos de mando para abrir o cerrar el paso de agua a la turbina./26/

Seguidamente se describirán los componentes principales de los reguladores oleomecánicos y su principio de funcionamiento.

Elementos principales de los reguladores oleomecánicos:

/27/

a) Péndulo:

Consiste en contrapesos que giran a una velocidad

proporcional a la velocidad de giro de la turbina, y se vale de la acción de la fuerza centrífuga sobre estas masas, para detectar cambios en la velocidad nominal de trabajo.

Su función es la de captar estas variaciones en la velocidad y transmitir un movimiento para el cierre o apertura del paso de agua a la turbina.

b) Bomba de aceite:

Por lo general, el sistema de mando para el cierre o apertura del paso de agua se realiza a través de un circuito con aceite a presión. Este sistema usualmente trabaja con una o más bombas de desplazamiento positivo tal como las de engranajes, las cuales pueden ser movidas desde la turbina por medio de fajas y poleas.

c) Válvula de distribución de aceite:

Esta válvula tiene la función de distribuir el flujo de aceite hacia la dirección apropiada en caso que se trate de un cierre o apertura del paso de agua. La posición de esta válvula es controlada básicamente por el péndulo.

d) Servomotor:

Es el cilindro hidráulico que ejerce la fuerza sobre los órganos reguladores de caudal de la turbina, esto es sobre el distribuidor o sobre la válvula de aguja.

Los dispositivos distribuidores del aceite como la válvula de distribución y el péndulo, no tienen energía suficiente como para mover los elementos reguladores de

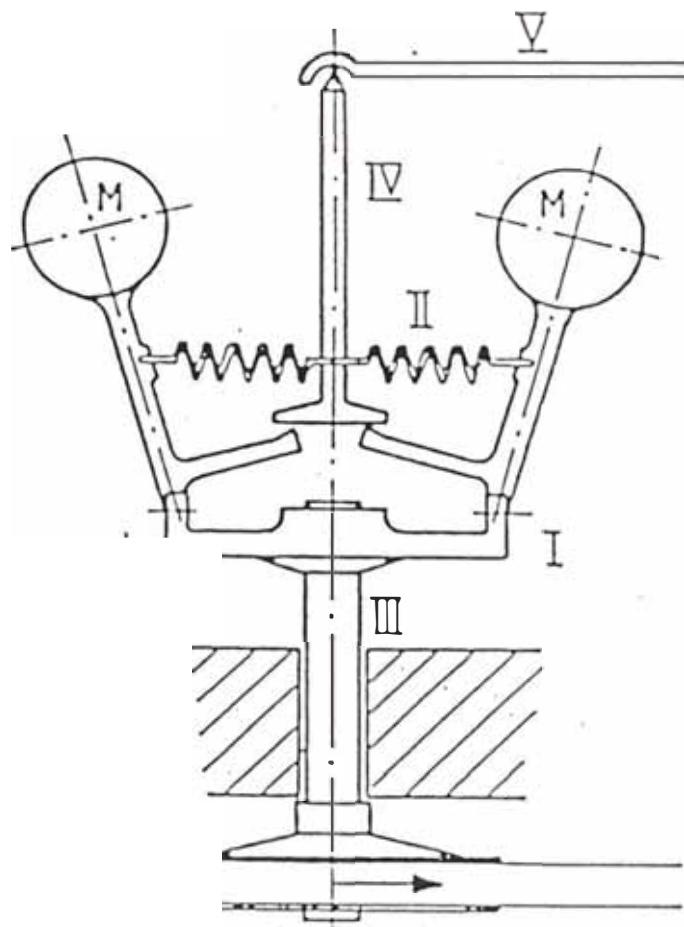


FIG.57: PENDULO

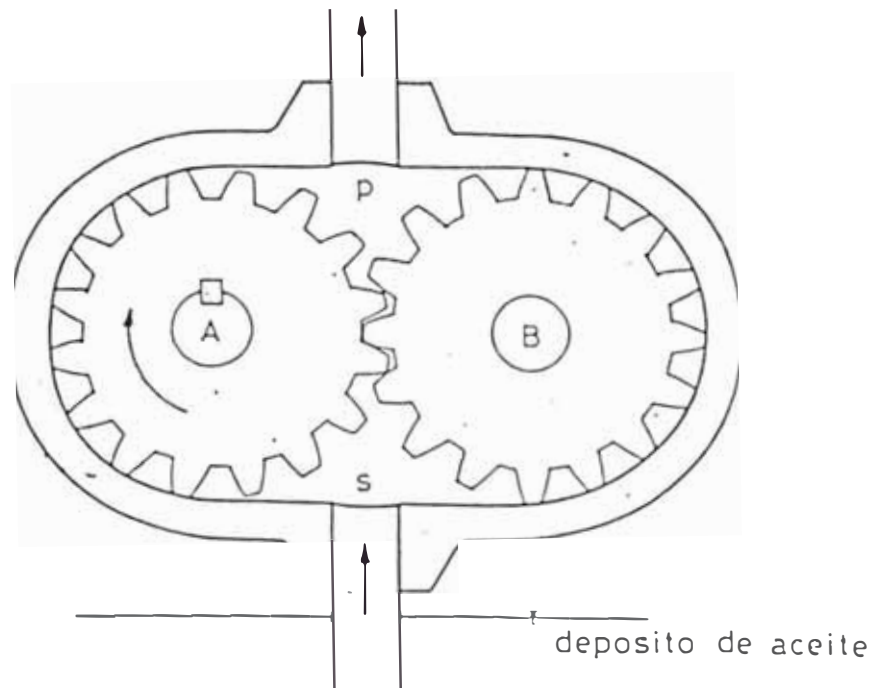


FIG.58: BOMBA DE ACEITE

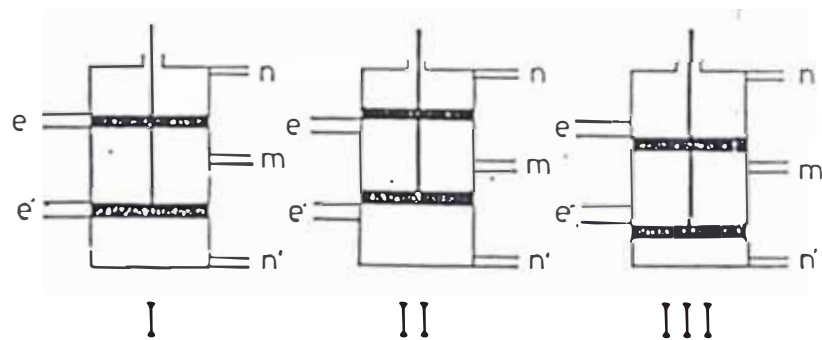


FIG.59: VALVULA DE DISTRIBUCION DE ACEITE

caudal de las turbinas, por ello necesitan de un mecanismo que amplifique la fuerza utilizando la presión de aceite proveniente de las bombas de desplazamiento positivo.

e) Mecanismo de retroalimentación:

Es un mecanismo regulable que interrumpe a tiempo el curso de la regulación y lleva a la válvula de distribución a su posición de equilibrio, consiguiendo la estabilidad de las oscilaciones de la velocidad de la turbina en un tiempo reducido.

f) Dispositivo variador de la velocidad:

Es un dispositivo auxiliar independiente cuyo accionamiento puede ser manual o a distancia mediante un motor eléctrico.

Mediante este mecanismo se puede variar la frecuencia del grupo generador; esto es especialmente útil cuando se trata de realizar un acople en paralelo del grupo.

g) Limitador de apertura:

Es un mecanismo independiente que permite limitar la apertura del paso de agua y por lo tanto la potencia con el fin de proteger al grupo de cualquier sobrecarga brusca en la línea.

h) Cuerpo del regulador:

Es una carcasa de protección de los elementos que componen el regulador de velocidad. Generalmente el carter o depósito de aceite forma parte del cuerpo del regulador.

Principio de funcionamiento:

El esquema de la figura 60 muestra los elementos principales del sistema de regulación de velocidad.

El péndulo(9), es movido mediante una faja desde la turbina(1), y la varilla(9b) es la que transmitirá las variaciones en la velocidad del péndulo. Además aparece el circuito de aceite en forma simplificada. En el esquema aparece la bomba de engranajes(8), la cual es movida por la turbina; el depósito de aceite o carter(14), la válvula de distribución de aceite(10) y el servomotor(4), que incluye el pistón(5) y el resorte(6).

El mecanismo de retroalimentación o de retorno está representado en el esquema por la cuña(11) y varilla de retroceso(22), el cilindro(21), el pistón(20) y el muelle(23). Estos componentes forman el llamado retroceso elástico, el cual permite reducir las oscilaciones en la velocidad de la turbina.

Si se contara sólo con la cuña(11) y la varilla de retroceso(22), entonces se tendría un sistema de retroceso rígido. La figura 61 muestra una comparación en el comportamiento de un regulador con retroceso rígido y elástico.

Otros elementos como el dispositivo variador de velocidad y el limitador de apertura no se muestran para simplificar el esquema.

A continuación se explica como se realiza el control automático de la velocidad de la turbina. (ver figura 60)

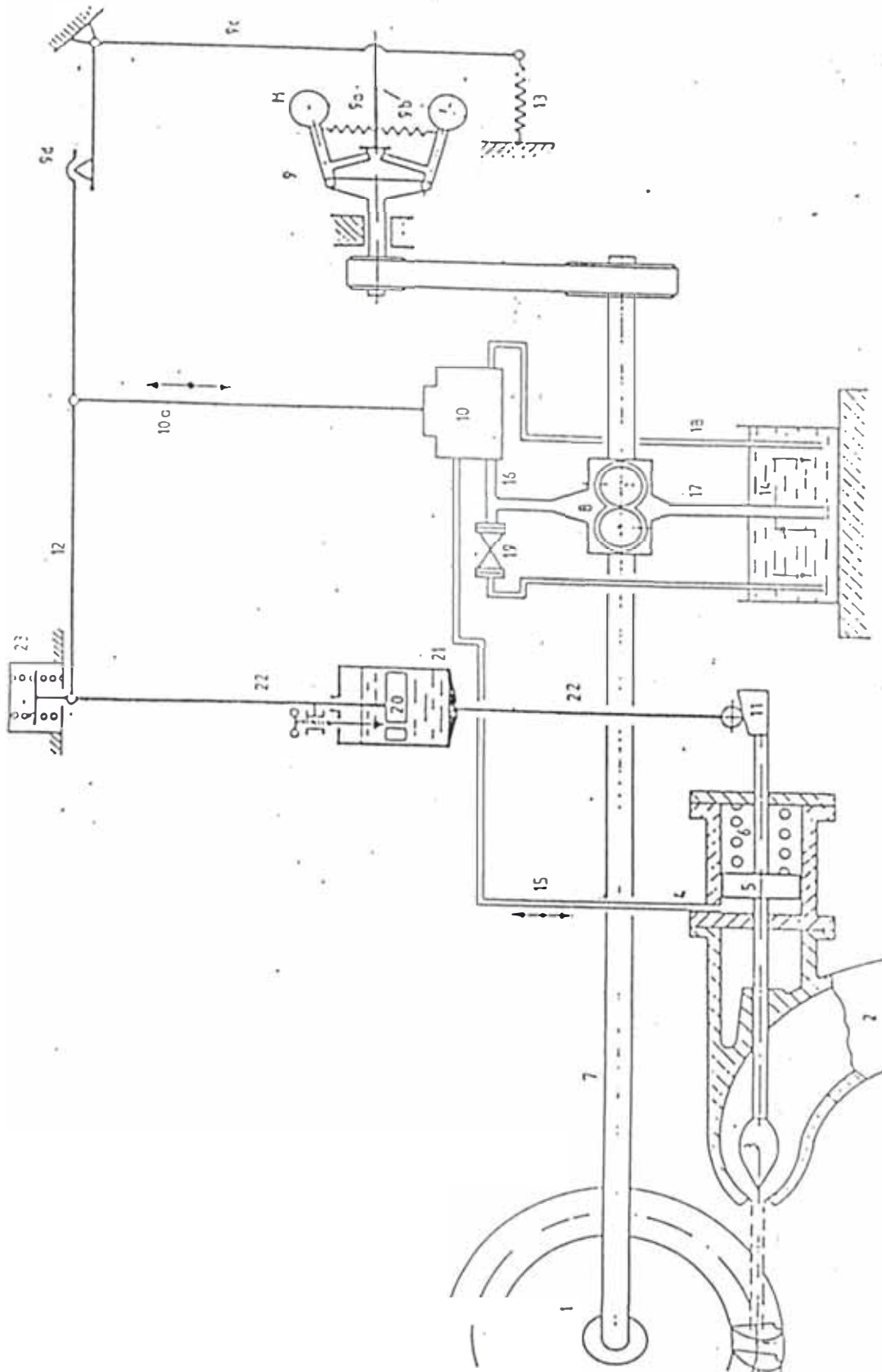


Figura 60: Funcionamiento del regulador oleo-mecánico

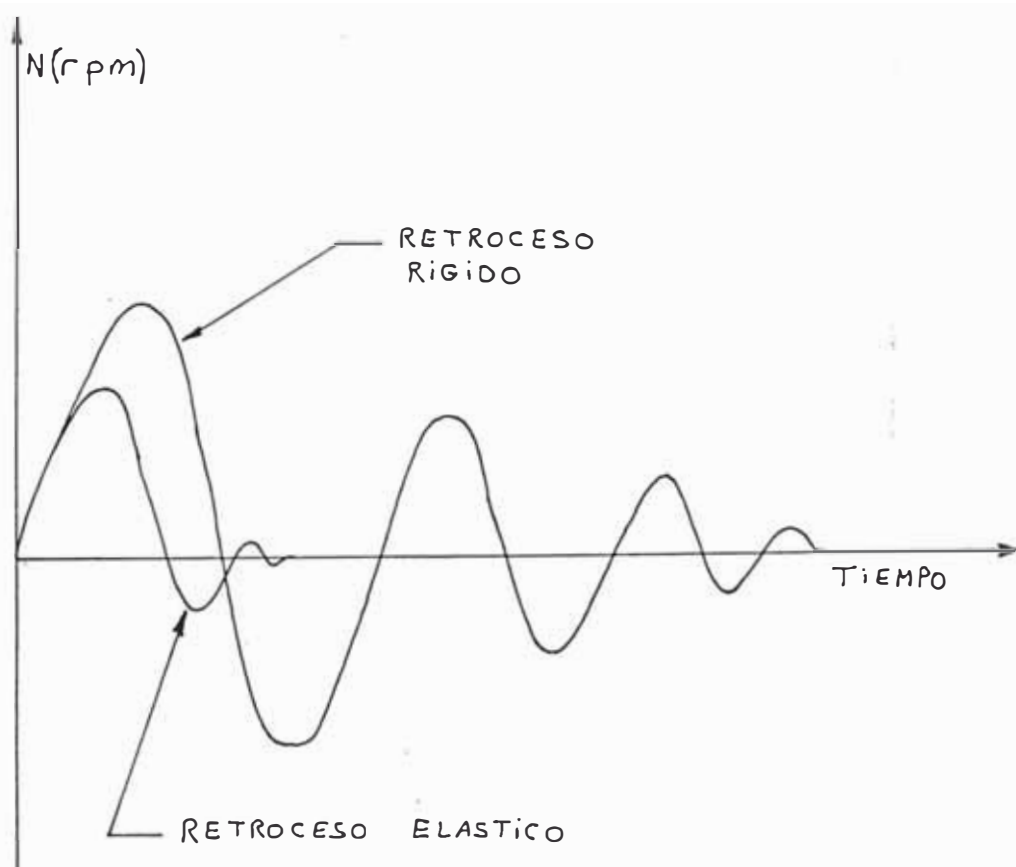


Figura 61: Comportamiento de un regulador con retroceso rígido y con retroceso elástico

Suponiendo que el péndulo(9) detecta un aumento de la velocidad de la turbina. Las masas(M) se separan y la varilla(9b) se mueve hacia la derecha haciendo que el punto (9d) descienda. Al descender el punto (9d), manda la válvula de distribución(10) al cierre. En ese momento, parte del aceite en el servomotor(4) va por el conducto(15) hacia el carter(14) reduciendo la presión sobre el lado izquierdo del pistón(5), y este por acción del resorte(6) se desplaza hacia el cierre. Al mismo tiempo, el mecanismo de retroalimentación actúa al desplazarse la cuña(11) hacia la izquierda y elevar mediante la varilla(22) al cilindro(21). Al ocurrir esto, el aceite a presión empuja el pistón(20) hacia arriba. Este movimiento es transmitido por la varilla(22) y comprime el resorte(23). Luego este resorte fuerza al pistón(20) a descender lo cual es facilitado por los pequeños orificios que este tiene para que el aceite pase de un lado a otro del pistón.

Durante este tiempo disminuirá la velocidad de la turbina debido al menor caudal de agua que utiliza, y el punto (9d) vuelve a su posición original, con lo cual la válvula de distribución(10) vuelve a su punto de equilibrio.

El mismo proceso se produce en sentido inverso en caso de disminución de la velocidad.

Características de los reguladores de velocidad

Los reguladores de velocidad deben reunir ciertas cualidades técnicas para que su trabajo sea efectivo. Algunas de estas cualidades deben ser:

- a) Minimizar las variaciones de la frecuencia
- b) Minimizar el tiempo que demora en restablecerse la frecuencia nominal.

Algunos parámetros característicos de los reguladores oleomecánicos de velocidad que cuantifican las cualidades mencionadas son /26/:

- a) Grado de irregularidad o estatismo:

Expresa el grado de error relativo del regulador por no mantener constante la velocidad de giro de la turbina para diferentes valores de la carga. Se expresa como:

$$\sigma = \frac{N_v - N_c}{N_m} \quad (92)$$

donde:

σ : grado de estatismo

N_v : velocidad de la turbina, marcha en vacío(r.p.m.)

N_c : velocidad de la turbina, marcha a plena carga(r.p.m.)

N_m : promedio aritmético de las 2 velocidades anteriores.

Generalmente el grado de estatismo de los reguladores varía entre 0% y 6%.

- b) Grado de insensibilidad:

Expresa la variación de velocidad requerida en el regulador, desde que se da la variación de carga hasta que se inicia el proceso de regulación. Se expresa como:

$$\xi = \frac{\Delta N}{(N1+N0)/2} \quad (93)$$

donde:

ΔN : variación requerida de la velocidad

$N1$: velocidad necesaria para iniciar el proceso de regulación

$N0$: velocidad antes de la variación de carga

c) Tiempo de maniobra del regulador:

Por el tiempo de maniobra del regulador se entiende:

tiempo que transcurre desde que ocurre la variación de carga hasta que se estabiliza la velocidad de giro de la turbina.

- tiempo que emplea el regulador en cerrar o abrir total o parcialmente el mecanismo de ingreso de agua a la turbina. Este tiempo para el caso de cierre total puede variar entre 3 y 15 segundos.

Los fabricantes de estos reguladores de velocidad proporcionan en cada caso las características técnicas del regulador, las cuales son /26/:

a) Velocidad de giro del péndulo o taquímetro (r.p.m.)

b) Velocidad de giro de la bomba de aceite si tiene accionamiento independiente del péndulo (r.p.m.)

c) Carrera del servomotor (m): es la distancia que puede recorrer el pistón del servomotor para variar la posición del mecanismo de admisión de agua desde marcha en vacío hasta plena carga.

- d) Capacidad de trabajo (Kg-m): es el valor obtenido de multiplicar la máxima fuerza que se requiere para accionar el mecanismo de admisión de agua a la turbina por la carrera del servomotor.
- e) Regulación o ajuste de la velocidad(%): es el rango de velocidades dentro del cual el regulador puede funcionar satisfactoriamente. Este ajuste se consigue actuando sobre el dispositivo variador de velocidad, y se expresa como un porcentaje de la velocidad nominal.
- f) Estatismo permanente (%): es la diferencia relativa de las velocidades en vacío y a plena carga.
- g) Constante de tiempo del sistema de amortiguación del retroalimentador: tiempo que demora el pistón del amortiguador en recorrer toda su carrera por acción del resorte. este tiempo puede ser graduado mediante una válvula de aguja.
- h) Tiempo de cierre (seg): tiempo que emplea el servomotor para conseguir un cierre total del mecanismo de admisión de agua a la turbina.
- i) Grado de insensibilidad (%): variación de velocidad necesaria del péndulo para que se inicie la regulación. Es una medida de la fricción que existe en el regulador.
- j) Capacidad de aceite (Lt): volumen de aceite necesario para el funcionamiento del regulador.
- k) Máxima presión de operación de aceite (Kg/cm^2): esta puede regularse por una válvula de seguridad.

i) Peso total del regulador (Kg)

Existen varios fabricantes a nivel mundial de reguladores de velocidad por regulación de caudal. Algunos de los más importantes son: Escher Wyss, Voight, Woodward, Neyrpic, etc. La mayor parte de los reguladores fabricados por estas compañías se refieren a una escala mayor, y los que pueden incluirse en el rango de las microcentrales son excesivamente costosos, pudiendo estar alrededor de US \$20,000 el costo de un regulador Woodward para una turbina de 40 Kw.

Además de estos fabricantes de reguladores, han existido algunas iniciativas de pequeñas compañías o centros de investigación, por desarrollar reguladores de velocidad mas simples y de menor costo, que puedan adaptarse a la escala de las microcentrales hidroeléctricas. Uno de estos casos es el de la compañía Balaju Yantra Shala de Nepal, los cuales desarrollaron un regulador mecánico hidráulico, que utiliza el agua de la tubería de presión para accionar el servomotor que controla el caudal de agua en la turbina /28/. Los resultados obtenidos en unas pruebas realizadas en las instalaciones de la microcentral hidroeléctrica de Dhading proporcionados por SKAT (Swiss Centre for Appropriate Technology), se muestran en la tabla 28.

Algunos datos de la instalación son:

Potencia nominal: 30 Kw

Potencia máxima: 34 Kw

Caida neta: 21 m

Caudal máximo: 300 L/s

Turbina: Michell-Banki tipo BYS X250/CF1

Velocidad de giro de la turbina : 460 r.p.m.

Tabla 28: Resultados de pruebas del regulador mecánico hidráulico de la compañía Balaju Yantra Shala (BYS):

Desviación de la velocidad nominal:

En vacio	+ 10%
a la potencia nominal	- 6%
a plena carga	- 20%

Variaciones transitorias:

retiro de carga	demora en la regulación	Δ r.p.m.
25%	5.2 seg	9%
50%	5.5 seg	13%
75%	6 seg	23%
100%	7 seg	26%

Fuente: 7287

Si bien estos resultados pueden satisfacer los requerimientos de muchos usuarios de microcentrales hidroeléctricas, hay que mencionar de /28/, que el mantenimiento de este regulador requiere de mucha atención. En especial el filtro de agua del regulador el cual se recomienda limpiarlo por lo menos una vez por semana.

Hay que agregar que aqui en el Perú no existen a disposición en forma comercial reguladores de velocidad de

estos tipos. Salvo la compañía ALGESA que importa el cabezal Woodward que es el órgano que sensa y manda las señales de apertura o cierre a los mecanismos de control de caudal de las turbinas, los cuales son fabricados junto con el servomotor en sus talleres.

5.3.2 Reguladores Electrónicos de Carga

Con el fin de lograr soluciones más económicas y de mayor sencillez en el mantenimiento y operación de los reguladores automáticos de velocidad, se ha desarrollado en los últimos años el sistema de regulación electrónica de carga. Este sistema ha encontrado su campo de aplicación principalmente en el rango de las microcentrales hidroeléctricas, es decir, para potencias menores de 100 Kw.

Tal como se mencionó anteriormente, este sistema no regula el caudal de agua, sino que el alternador produce una potencia constante, y el regulador electrónico de carga deriva a través de unas válvulas electrónicas conocidas como tiristores, la energía no consumida por la demanda a un sistema de disipación de energía formado por lo general de resistencias eléctricas.

Lógicamente, la potencia producida por el alternador deberá ser mayor o igual a la máxima demanda esperada. La figura 62 muestra un diagrama de Sankey para este caso.

Los reguladores electrónicos de carga se componen

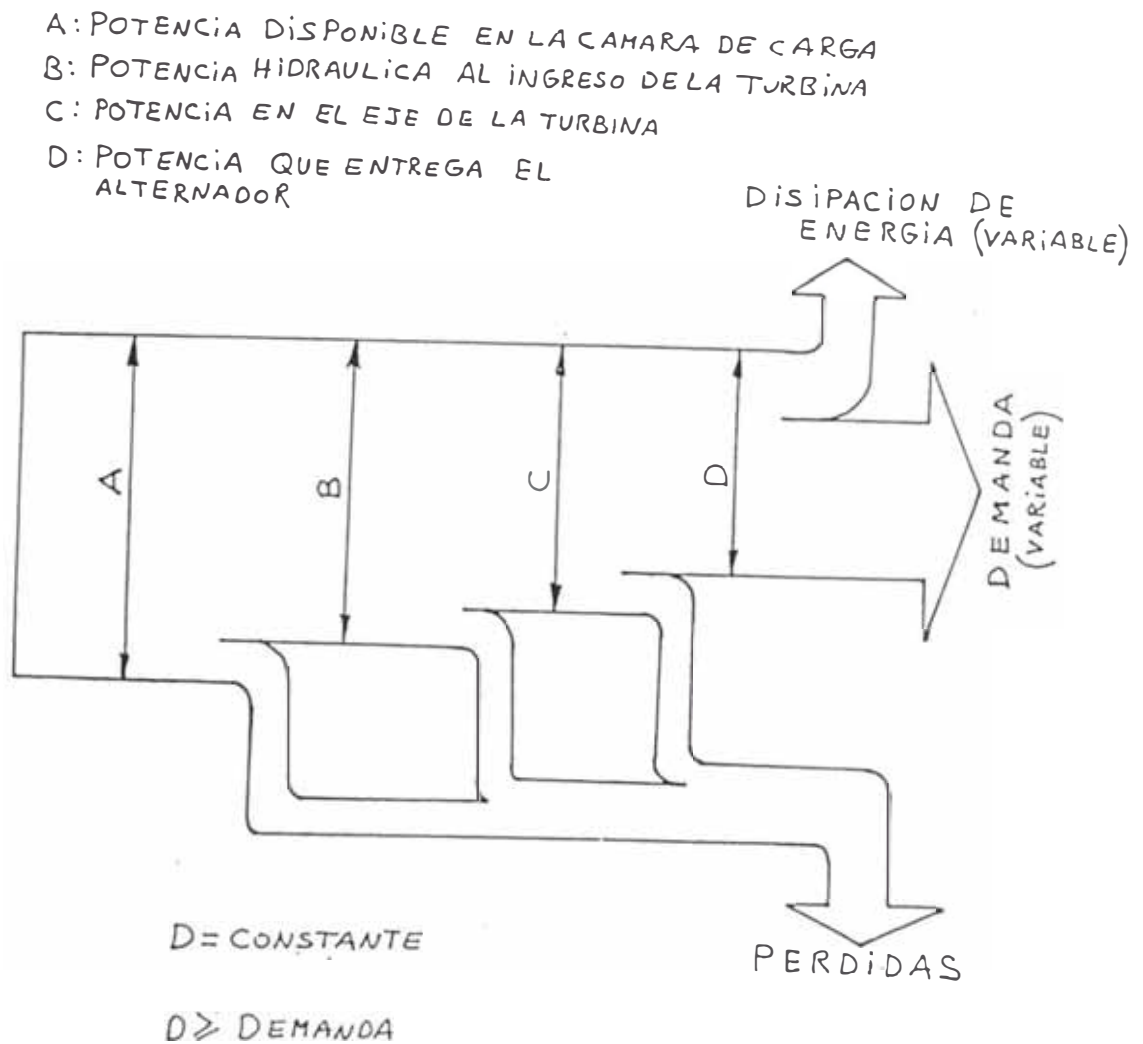


Figura 62: Balance de energía cuando se usa un regulador electrónico de carga

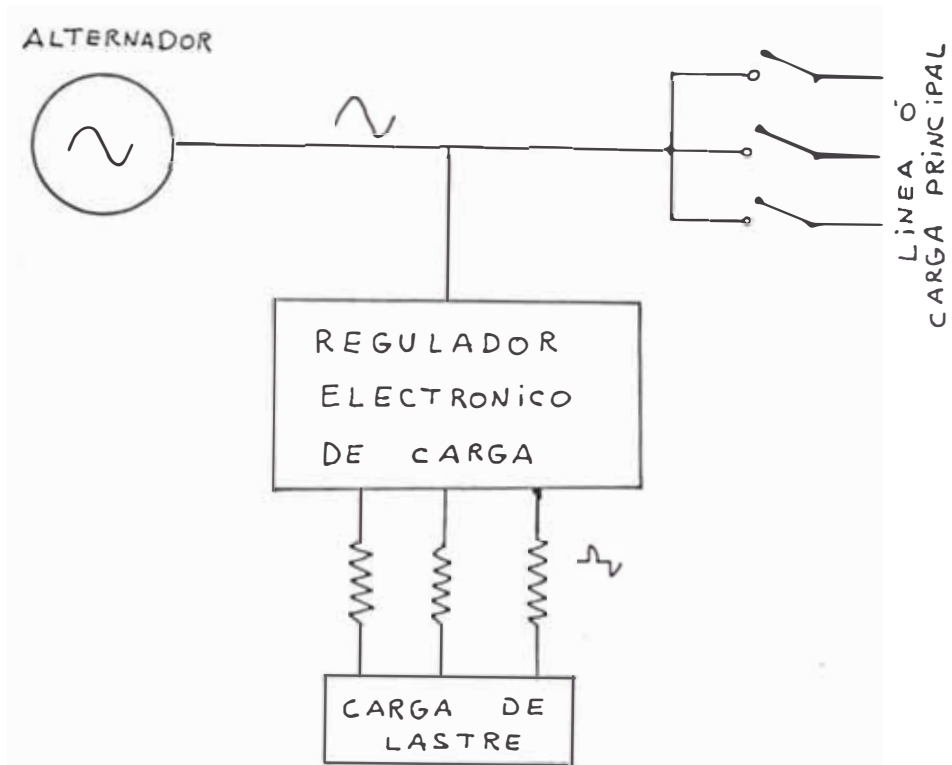


Figura 63: Regulación de frecuencia mediante la regulación electrónica de carga

básicamente de 4 unidades: /29/

a) Fuente de poder:

Toma la energía del alternador y se encarga de suministrarla en corriente continua, y en el voltaje requerido por todos los circuitos electrónicos que componen el regulador.

b) Unidad de control y protección:

Es el corazón del regulador, y consiste en los circuitos sensores de frecuencia, voltaje y corriente. Además contiene los relés, interruptores y fusibles de protección.

c) Unidad de potencia:

Contiene los circuitos de disparo para regular la cantidad de energía que se disipa en la carga de lastre o secundaria. Además contiene los tiristores, y relés en caso de regulación escalonada.

Principio de funcionamiento

Actualmente existen 2 sistemas de regulación electrónica de carga: una es la regulación continua de la carga o regulación analógica, y la otra es la regulación escalonada o regulación digital. /30/

a) Regulación continua o analógica:

Esta regulación se logra mediante el uso de tiristores o rectificadores de control de silicón (SCR). Los cuales permiten el paso de corriente hacia la carga secundaria (lastre) sólo cuando reciben una pulsación de pase

proveniente del circuito de control de disparo. Estas señales se suceden cada medio ciclo, y el tiristor permite el paso de corriente hasta que la onda llega a cero. Haciendo variar las pulsaciones de fase de 0° a 180° se puede variar el flujo de corriente hacia la carga secundaria y por lo tanto la energía que se disipará en ella. (ver figura 64)

El proceso de control de frecuencia se realiza comparando la frecuencia del alternador con una señal de referencia pre establecida. Se comparan estos 2 valores y se emite una señal diferencial la cual va a un circuito integrado de control y luego al circuito de disparo donde se controla el ángulo de fase de las pulsaciones. Existe un circuito de control por fase, así como una carga de lastre por fase. Cuando la señal diferencial es cero, el ángulo de fase y por lo tanto la carga de lastre permanecen constantes. Cuando se producen variaciones de carga y por lo tanto de frecuencia, entonces la señal diferencial toma un valor diferente de cero, luego se producen variaciones en el ángulo de disparo y por lo tanto en la carga de lastre, hasta que la frecuencia vuelva a estabilizarse y entonces la señal diferencial volverá a cero. /31/

Actualmente la compañía "GP Electronics" de Inglaterra utiliza un sensor de corriente además del de frecuencia para hacer las correcciones en el ángulo de disparo, con

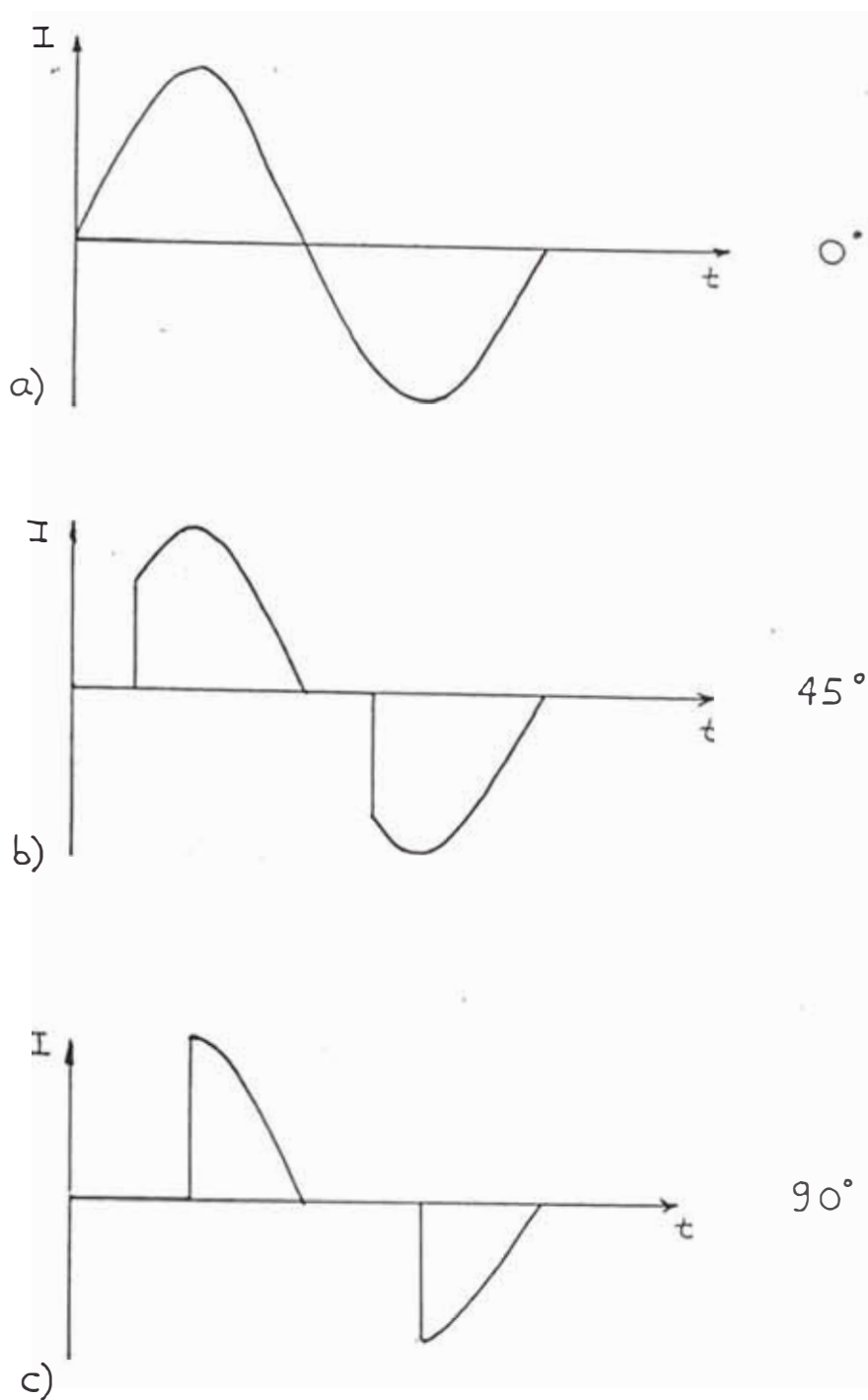


Figura 64: Variación en la forma de onda de la corriente en la carga de lastre en función del ángulo de disparo.
a) 0° , b) 45° , c) 90°

esto se logra una respuesta más veloz para cualquier cambio en la demanda./29/ Una desventaja que se atribuye al sistema de regulación continua o analógica es que al cortar las ondas de corriente se provocan interferencias en las señales de radio, pudiendo afectar la recepción de ondas de radio en la zona. Esto se ha reducido con la adición de bobinas en cada fase de la carga de lastre; además, se ha comprobado en la práctica que las interferencias que pudieran existir no son de importancia./32/

b) Regulación escalonada o digital:

El procedimiento de control es muy similar al descrito anteriormente, la diferencia radica en que no se corta la onda de corriente, sino que utiliza un sistema de relés que actúa cuando la onda de corriente tiene un valor nulo, en ese momento se conectan o desconectan pequeñas cargas resistivas en la carga de lastre. Estas cargas tienen valores fijos, y por lo general se utilizan varias cargas o resistencias de valores diferentes con la finalidad que el regulador tenga un amplio margen para realizar las combinaciones mas adecuadas para el cambio de carga que se ha producido.

Por ejemplo, en caso de requerirse una carga de lastre total de 10.5 Kw, se pueden instalar resistencias de los siguientes valores: 6 Kw, 3 Kw y 1.5 Kw, con ello se pueden obtener 7 combinaciones diferentes ó 7 escalones de

regulación. El aumentar el número de escalones de regulación puede contribuir a mejorar el control de la frecuencia, pero también implica un mayor costo al necesitar mayor número de resistencias.

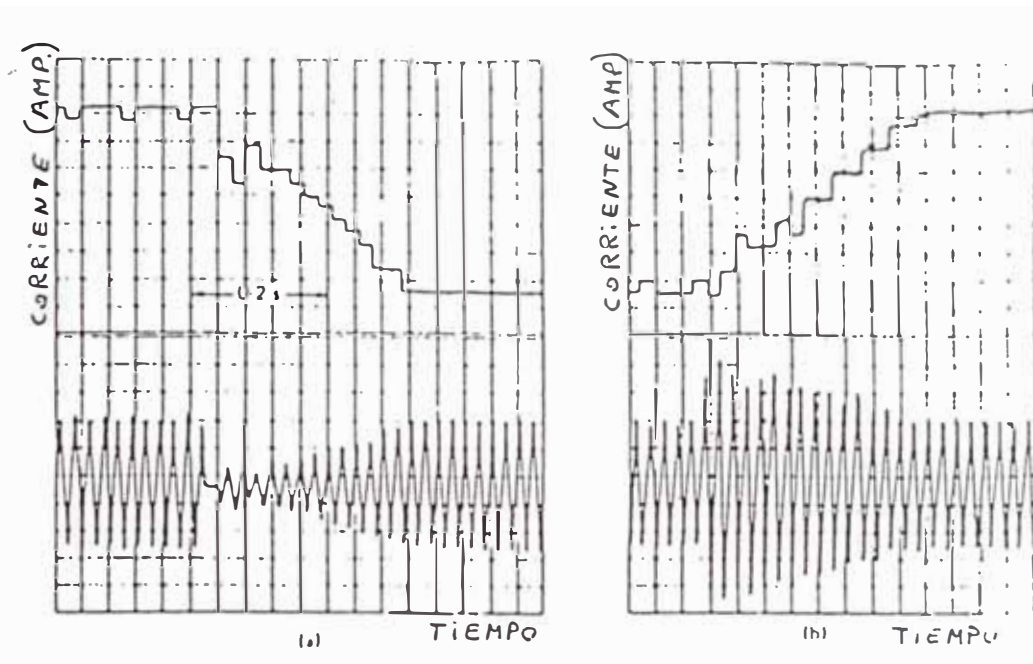
Una ventaja que se atribuye a este sistema sobre el de regulación continua es que al no cortar las ondas de corriente, y realizar una regulación por pasos o escalones, no se producen interferencias en las ondas de radio. La figura 65 muestra los resultados de una prueba utilizando este sistema de regulación./33/

Ventajas y desventajas de la regulación electrónica

Al sistema de regulación electrónica de carga se le atribuyen varias ventajas sobre el sistema por regulación de caudal; en el cuadro se mencionan las principales; y además algunas de las relativas desventajas.

Cuadro 5: Comparación entre los reguladores electrónicos de carga y los reguladores oleomecánicos./31/

Ventajas	Desventajas
a)operacion y mantenimiento sencillos	a)el alternador y los transformadores, trabajará a plena carga
b)menor costo	b)el modelo actual no puede usarse con generadores asincronos
c)no provoca golpe de ariete	c)desperdicio de agua al no usarse toda la energía generada.
d)mayor rapidez y precisión en la regulación de frecuencia	d)existe un límite para su utilización, dado por la capacidad de disipación de calor.
e)permite simplificar el diseño de las turbinas	
f)puede usarse con cualquier turbina o rueda hidráulica	
g)Reemplazo de tarjeta impresa no requiere de técnico calificado	
h)fácil instalación	



Response of single-phase load governor to sudden changes: (a) full load removal; (b) full load application. (Upper traces--step load switching; lower traces--total alternator current.)

Figura 65 : Respuesta del regulador electrónico de carga monofásico a cambios bruscos de carga.

Gráfico superior : Corriente en la carga de lastre

Gráfico inferior : corriente a la salida del alternador

a) Retiro del 100% de la carga

b) Aplicación del 100% de la carga

Fuente /33/

Justificación del uso o descarte de una volante de inercia

Otra ventaja que comúnmente se menciona sobre la regulación electrónica de carga, es que debido a su rapidez de respuesta a cambios de carga, ya que las turbinas usadas en microcentrales hidroeléctricas tienen por lo general una transmisión por fajas, no se requerirá de volante de inercia, y bastará con la inercia de las poleas utilizadas para acoplar las velocidades de la turbina y del alternador.

El método tradicional de cálculo de la volante de inercia, iguala el valor de la inercia (PD^2) requerida la cual es función de varias variables entre ellas la longitud de la tubería, velocidad de giro del alternador, tiempo de maniobra del regulador, potencia, y al valor de la inercia (PD^2) de las masa giratorias tales como: la turbina, el alternador y la volante./12/

La compañía Hydro Systems de Tasmania propone un método simplificado /29/ para el cálculo de la volante de inercia que se necesitaría en aquellos sistemas con regulación electrónica y que posean poca inercia tal como, donde existan turbinas muy pequeñas y con acoplamiento directo.

Según esta compañía, las fórmulas deducidas se basan en cálculos extensos realizados teniendo en cuenta diversos parámetros, tales como: características de las turbinas, alternadores, volantes y reguladores electrónicos de carga.

Las expresiones simplificadas para el cálculo de la volante de inercia cuando se utilizan reguladores electrónicos de carga son:

Para 50 Hz de frecuencia:

$$J = 0.02 * P * \left(\frac{3000}{n}\right)^2 \quad (94)$$

Para 60 Hz de frecuencia:

$$J = 0.012 * P * \left(\frac{3600}{n}\right)^2 \quad (95)$$

donde:

J: momento de inercia requerido en la volante (Kg-m²)

P: potencia del alternador (Kw)

n: velocidad del eje más veloz (r.p.m.)

$$I = \frac{M * D^2}{8} \quad (96)$$

$$T = \frac{0.18 * M}{D^2} \quad (97)$$

donde:

I: momento polar de inercia de un disco (Kg-m²)

M: masa del disco (Kg)

D: diámetro del disco (m)

T: espesor de un disco de acero (mm)

Aplicando este método al caso de Mayorarca se tiene:

$$P = 25 \text{ Kw}$$

$$n = 1800 \text{ r.p.m.}$$

$$\text{frecuencia} = 60 \text{ Hz}$$

Reemplazando estos valores en la ecuación (95):

$$J = 1.2 \text{ Kg-m}^2$$

asumiendo:

$$D = 0.45 \text{ m}$$

Despejando en (96): con I - J

se obtiene:

$$M = 47.4 \text{ Kg}$$

Reemplazando este valor en (97) se obtiene:

$$T = 42 \text{ mm}$$

Con lo cual, si se usa una volante de acero en forma de un disco macizo, deberá tener las siguientes dimensiones:

$$D = 450 \text{ mm}$$

$$T = 42 \text{ mm}$$

Lo cual puede verse que equivaldría aproximadamente a la inercia de las poleas de la turbina y del generador. Con lo que se puede afirmar que en este caso no es necesario la adición de volantes de inercia, sino que las poleas y en especial la de la turbina servirán como volantes de inercia.

Características técnicas de los reguladores electrónicos de carga:

Se han obtenido las siguientes especificaciones técnicas de los fabricantes de reguladores electrónicos: /31/, /29/

a) Respuesta a la aplicación o retiro del 100% de la carga:

- Desviación transitoria de la frecuencia: menos de 0.25 Hz
 Tiempo en recuperar la frecuencia nominal: menos de 0.25 s
 b) Estatismo: de 0% a 3% (regulación digital)
 c) Temperatura máxima de operación: 55 °C
 d) Tipo de alternador a utilizar: cualquiera que trabaje con voltajes y frecuencias nominales entre 100-500 voltios y entre 45 y 65 Hz.
 e) Tipo de demanda: cualquiera
 f) Tipo de carga de lastre a utilizar: resistiva, de 10% a 20% mayor que la máxima demanda esperada
 g) factor de potencia de la demanda: mayor de 0.7

La tabla 29 muestra los nombres y direcciones de algunos fabricantes nacionales e internacionales de este tipo de reguladores.

Sistema de disipación de energía

Los sistemas más usados de disipación de **energía** son por medio de resistencias calefactoras del medio ambiente, o resistencias sumergidas en agua circulante.

- a) resistencias calefactoras de aire:

En este caso debe ponerse cuidado en que el ambiente donde se van a instalar las resistencias debe ser un espacio amplio donde exista libre circulación de aire.

- b) utilizando resistencias sumergidas en agua:

En este caso, debe acondicionarse un pequeño tanque donde se instalarán las resistencias. Debe ponerse atención a que en todo momento las resistencias estén

Tabla 29: Fabricantes internacionales y nacionales de reguladores electrónicos de carga.

Fabricante	Observaciones
a)Hydro Systems(Tasmania) Postal GPO Box 536F Hobart, 7001 Tasmania Australia	Sistema de control por escalones.
b)Thomson and Howe Energy Systems Site 17, Box 2, S.S.1 Kimberley, British Columbia Canada V1A 2Y3	Sistema de control por escalones Hasta 200 Kw trifásico
c)GP Electronics Hydro Division Pottery Road, Bovey Tracey Devon TQ 13 9 DS Inglaterra	Sistema de control continuo de la carga Hasta 120 Kw trifásico
d)Hidropower Los Acantos 149 Urb Recaudadores Salamanca, Lima Peru	Hasta 20 Kw, trifásicos y monofásicos
e)Hydropower Fuerza Eléctrica Av República de Panamá 5101 Surquillo Lima Perú	Fabrica bajo licencia de GP Electronics.

sumergidas en agua, y que además exista agua en permanente circulación, esto se puede lograr sacando una derivación de la tubería de presión.

El tanque o depósito de agua, puede estar hecho de acero, concreto o cualquier otro material que resulte apropiado.

Las figura 66 muestra las dimensiones de un tanque

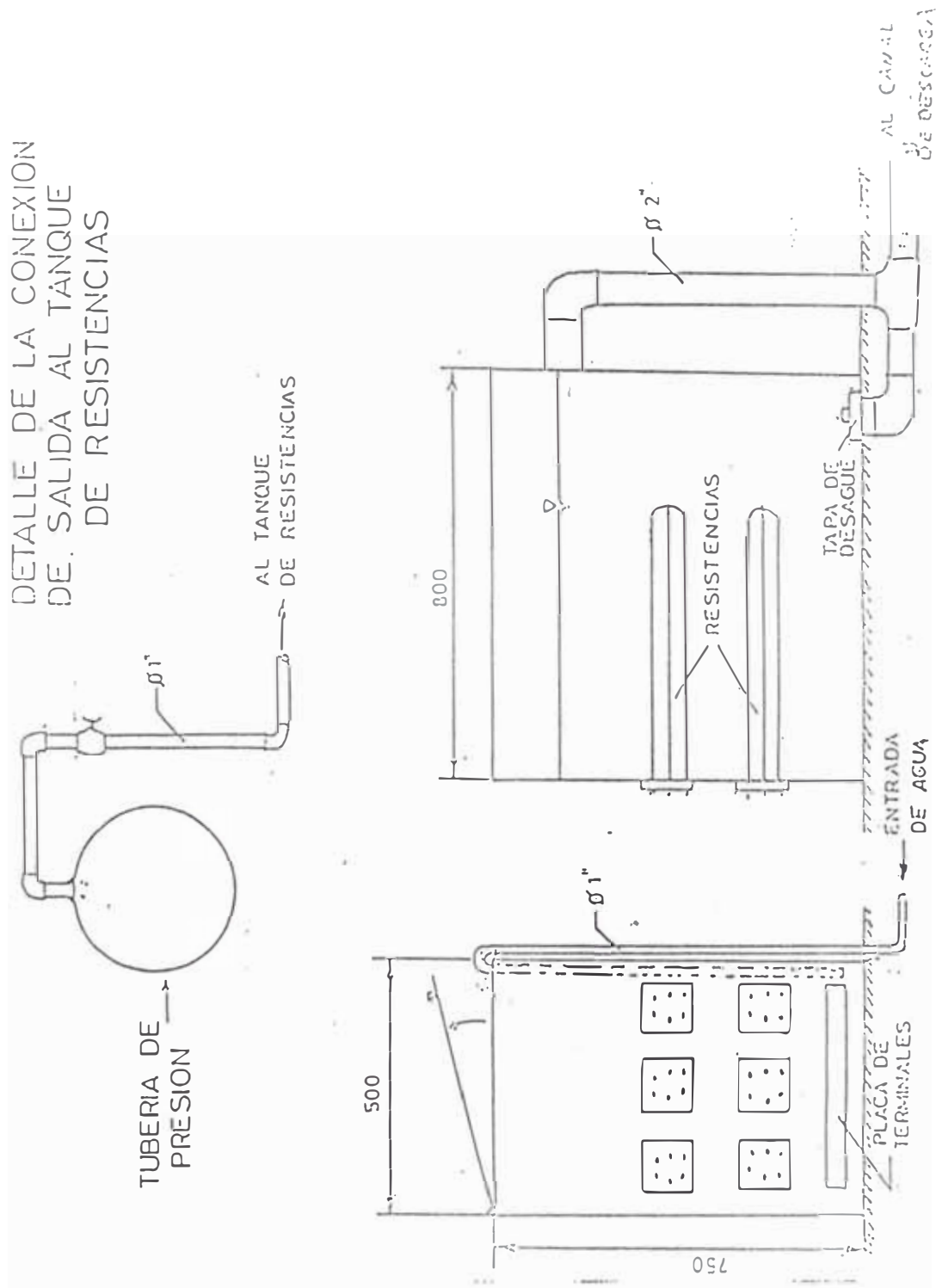


Figura 66: Tanque de resistencias para la carga de lastre del regulador electrónico de carga

disipador de energía para una central de 60 Kw.

En general la cantidad de agua que se necesita es muy poca, y las dimensiones del tanque se toman de acuerdo al tamaño de las resistencias disponibles.

Un cálculo aproximado para hallar el caudal de agua necesario para disipar una potencia de P (Kw) en el tanque de resistencias se puede hacer usando la siguiente ecuación:

$$P = Q * \rho * C_p * (T_f - T_i) \quad (98)$$

donde:

P: Flujo de calor absorbido por el agua (Kw)

Q: caudal de agua (Lt/s)

ρ : densidad del agua (1 Kg/Lt)

C_p : calor específico del agua (4.187 KJ/(Kg-°K))

T_f : temperatura del agua a la salida del tanque (°K)

T_i : temperatura del agua al ingresar al tanque (°K)

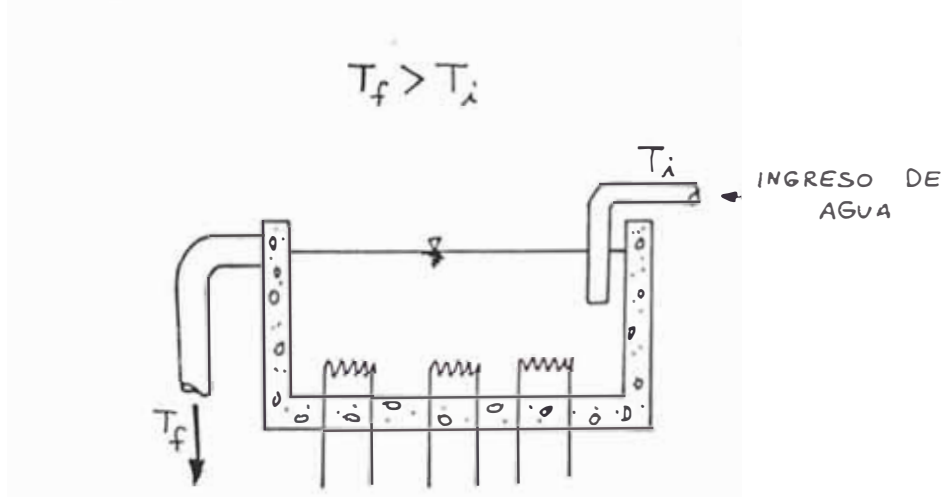


Figura 67: Disipación de calor en el tanque de resistencias

Si despreciamos las pérdidas de calor a la atmósfera, entonces se puede hacer la siguiente aproximación:

Asumiendo que toda la potencia eléctrica que llega a las resistencias es transmitida al agua, entonces para nuestro caso se puede hacer:

$$P = 20 \text{ Kw (máximo)}$$

Además asumiendo los siguientes valores:

$$T_f = 40^{\circ}\text{C}$$

$$T_i = 15^{\circ}\text{C}$$

Despejando en la ecuación (98):

$$Q = 0.24 \text{ Lt/s}$$

Con lo cual se puede ver que la cantidad de agua requerida para la disipación de energía es mínima. Sólo debe cuidarse que el agua esté permanentemente en circulación, de lo contrario podría hervir el agua y evaporarse, ocasionando que se malogren las resistencias y que por lo tanto el regulador electrónico no pueda controlar la frecuencia.

Selección del regulador de velocidad

Debido a su menor costo, además de no requerir de un operador calificado y a su mantenimiento simple, se ha decidido utilizar un regulador electrónico de carga, el cual debe guardar relación con el tipo de alternador a utilizar.

Las características técnicas del regulador deben ser:

Potencia: 25 Kw

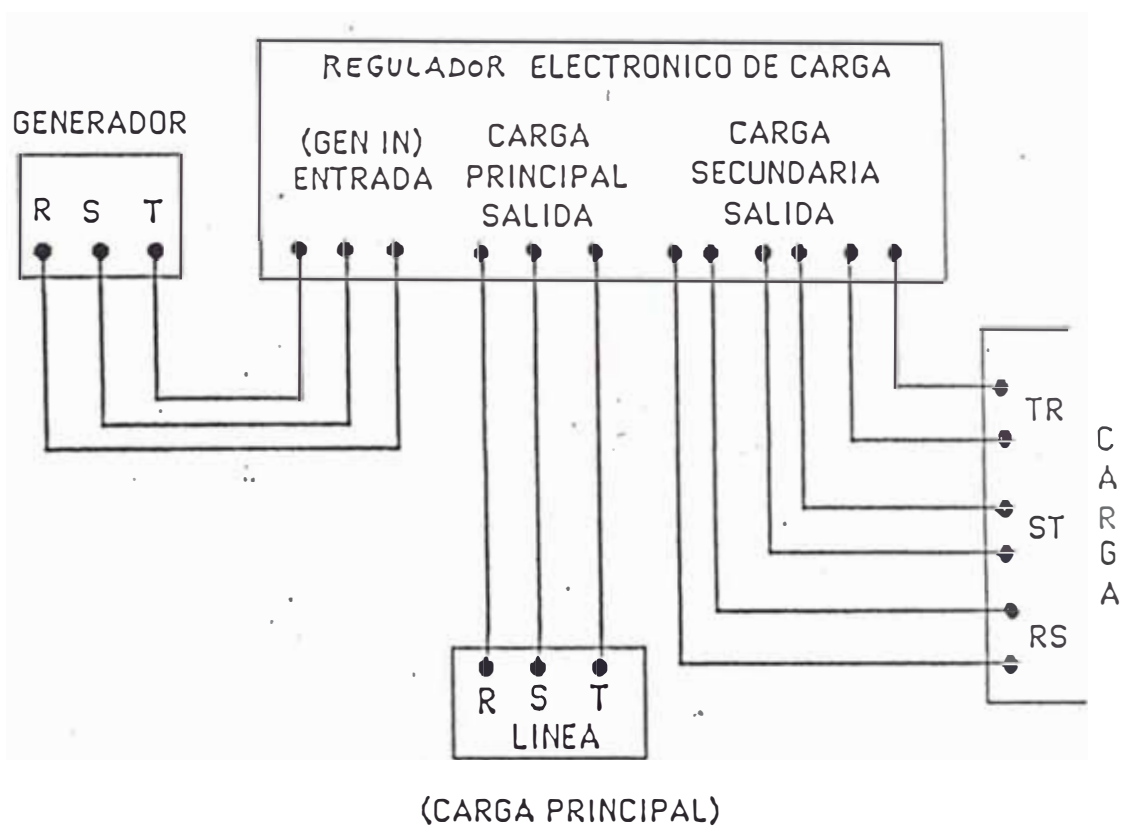


Figura 68: Diagrama de conexiones de un regulador electrónico trifásico

Fuente: /31/

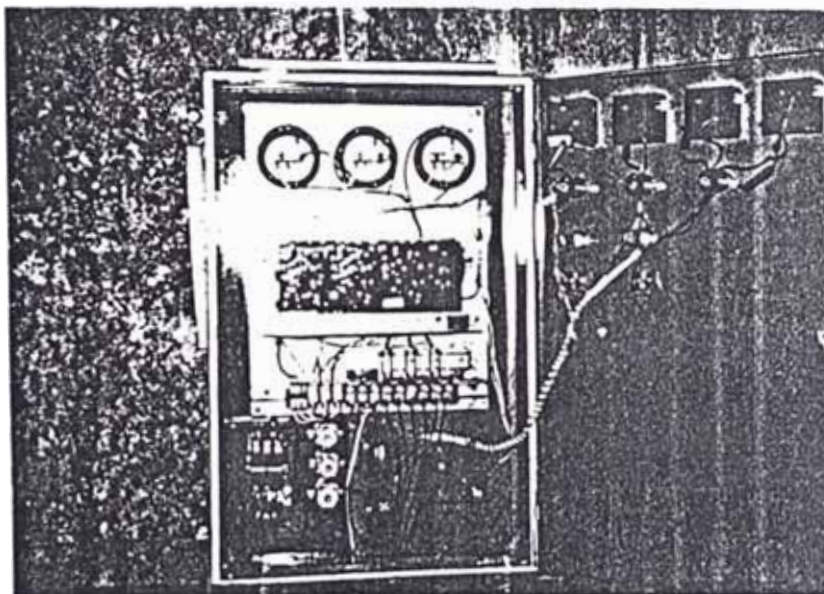


Figura 69: Regulator electrónico de carga de fabricación nacional
P = 20 Kw (Villa Rica)

Fuente: /31/

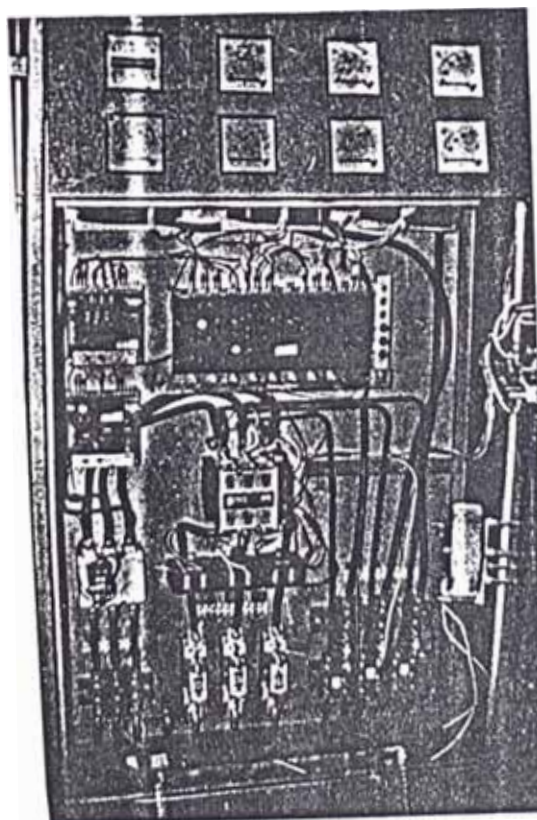


Figura 70: Regulator electrónico de carga de fabricación nacional
P = 60 Kw (Alis, Yauyos)

Fuente: /31/

Fases: 3

Tensión entre fases: 220 v.

Frecuencia: 60 Hz

Temperatura ambiente: 7°C

Factor de potencia: 0.8

Este regulador deberá contar con un sistema de protección contra baja y sobrefrecuencia. Además este regulador puede servir como tablero de control con 1 frecuencímetro, un voltímetro, un amperímetro y fusibles de protección.

Como carga de lastre se puede usar un tanque de agua con resistencias de cobre sumergidas.

Las dimensiones del tanque pueden ser como el mostrado en la figura 66, con una tubería de alimentación de agua de acero galvanizado de 1" y un tubo de descarga de 2" de diámetro. Las resistencias deben ser para una potencia total mínima de 25 Kw, pudiendo distribuirse esto en 3, 6 ó 9 resistencias dependiendo de la potencia de cada una.

CAPITULO 6

LINEA DE TRANSMISION Y RED DE DISTRIBUCION

En proyectos de microcentrales hidroeléctricas, con el fin de abaratar costos, se trata de ubicar la casa de fuerza lo mas cerca posible a la carga o población a servir. Esto permite suprimir las lineas de transmisión y en muchos casos utilizar sólo sistemas en baja tensión evitandose el costo de las subestaciones. Los sistemas de distribución en baja tensión más utilizados en el Perú son: /34/

- a) Trifásico de 3 conductores y 220 voltios entre fases
- b) Trifásico de 4 conductores, 380/220 voltios entre fases y entre fase y neutro respectivamente.
- c) Monofásico de 2 conductores y 220 voltios

Los más difundidos de estos son, el primero en caso de sistemas trifásicos y el tercero en casos de sistemas monofásicos /34/. La elección del sistema a elegir deberá tomar en cuenta esta característica.

Otra decisión a tomar se refiere al tipo de distribución: aérea, o subterránea. En general se puede decir que las redes aéreas resultan más económicas que las subterráneas, por lo que deberá adoptarse esta disposición si se desea reducir costos. Por otro lado las redes subterráneas se utilizan donde existen redes en alta tensión dentro de centros poblados, esto con el fin de mayor seguridad ya que no habría el peligro que algún

conductor en alta tensión caiga a tierra. /35/

Otros aspectos que contribuyen a reducir costos, son el empleo de postes de madera tratados, y el suprimir el uso de medidores de energía en cada vivienda.

En microcentrales rurales manejadas por Concejos Municipales es común observar que se ha reemplazado a los medidores por una llave con fusibles; y el cobro por el servicio eléctrico es con una tarifa fija mensual.

Seguidamente se ha realizado el cálculo de pérdidas de voltaje en las líneas, lo cual es la base para el diseño de redes en baja tensión.

Al realizar el cálculo de pérdidas de voltaje en líneas y redes, debe tenerse conciencia que este es sólo un cálculo aproximado, debido a que es imposible saber con exactitud la intensidad de corriente que absorberá cada usuario; la cual varía constantemente. Por ello no vale la pena hacer un cálculo muy minucioso para determinar la sección de los cables de la red, cuando los valores reales de la caída de tensión e intensidad de corriente serán diferentes a los obtenidos en el cálculo teórico/35/.

6.1 Línea de Transmisión

En proyectos de microcentrales hidroeléctricas rara vez se utilizan líneas de transmisión propiamente dichas. Lo que si se utilizan son redes o líneas de transmisión primaria y redes de distribución secundaria. /36/

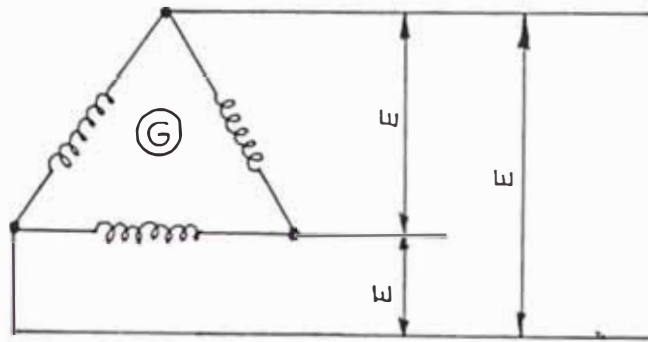


Figura 71: Sistema de distribución trifásico con 3 conductores (triángulo)

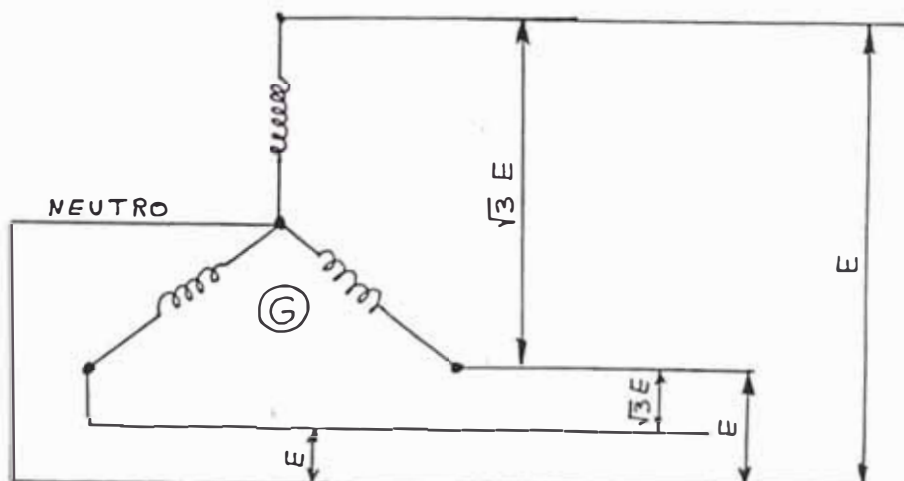


Figura 72: Sistema de distribución trifásico con 4 conductores (estrella)

La utilización de una red o línea de distribución primaria se justifica cuando la carga a servir está alejada de la casa de fuerza donde se genera la electricidad. Por lo general para potencias menores a 50 Kw esto ocurre cuando la distancia entre la carga y la unidad de generación es mayor de 500 m. En este caso deberá existir una subestación de distribución ubicada cerca de la carga a servir.

Según el Código Nacional de Electricidad /36/, la caída de tensión admisible en zonas rurales es de 6% de la tensión nominal, y en las zonas urbanas es de 3.5% tomándose esta, entre la generación o sistema de transmisión hasta el ingreso a la subestación de distribución /36/.

La tabla 30 muestra los valores de las tensiones nominales y máximas para redes de distribución primaria.

Los materiales que se utilizan en los conductores eléctricos de la distribución primaria son por lo general de cobre o de aleación de aluminio. Estos conductores deben ser cableados y con una sección mínima de 10 mm^2 para los conductores de cobre, y de 16 mm^2 para los de aleación de aluminio /36/.

En el caso de Mayorarca dada la cercanía del centro poblado a la casa de fuerza se ha decidido no utilizar una línea de distribución primaria sino directamente una red de distribución secundaria, con el objeto de reducir los

Tabla 30: Tensiones nominales y máximas para líneas de distribución primaria /36/

Tensión Nominal (Kv)	Tensión máxima (Kv)
2.3	2.4
6.6	6.9
10.0	10.5
13.2	13.5
23.0	24.0
30.0	31.5

costos de los transformadores, seccionadores, etc. que componen una subestación.

6.2 Red de Distribución Secundaria

Según el Código Nacional de Electricidad /36/, la red de distribución secundaria parte de un sistema de generación o de una red primaria y termina en los consumidores. Esta red comprende la red de alumbrado público y la de servicio particular. Las tensiones nominales y máximas se muestran en la tabla 31.

Las normas establecen además que los conductores deberán estar forrados y tener una sección mínima de 10 mm^2 para conductores de cobre.

La caída de tensión admisible es de 5% de la tensión nominal.

En el caso de Mayorarca, tomando en cuenta el tipo de demanda que se va a atender se escogió un sistema de distribución trifásico; además como el sistema de 3 conductores es el más difundido /34/, se decidió adoptar

Tabla 31: Tensiones nominales y máximas en el sistema de distribución secundaria.

Tensión Nominal (V)	Tensión Máxima (V)
220	230 (3 hilos)
380/220	400 (4 hilos)

un sistema de distribución aérea de 3 conductores de cobre forrados con tensión nominal de 220 V. entre fases y una tensión máxima del sistema de 230 V.

También se ha proyectado un sistema de alumbrado público donde existirán 20 lámparas de 100 W cada una.

Existen básicamente 2 maneras de encender el sistema de alumbrado público. Uno de ellos es considerando un sistema independiente que recorra toda la red en el pueblo, y donde debe existir uno o más interruptores desde donde se pueda prender o apagar todo el sistema. La otra manera es utilizando controles fotoeléctricos que enciendan y apaguen las lámparas automáticamente. En este caso la alimentación a cada lámpara se realiza en el mismo poste.

Para calcular las secciones de los cables se realiza un cálculo iterativo hasta encontrar las secciones de cables que den caídas de tensión admisibles.

Para calcular las pérdidas de tensión en la línea debe tomarse en cuenta además de la resistencia óhmica de los conductores, la inductancia y la capacidad de los mismos, aunque esto último no influye significativamente cuando se

trata de líneas aéreas de poca longitud /35/.

La secuencia del cálculo de la caída de tensión para una línea aérea trifásica es la siguiente/35/:

Línea Trifásica:

a) Cálculo de la resistencia de los cables:

$$R = \rho \frac{L}{S} \quad (99)$$

donde:

L: longitud de la línea (m)

R: resistencia del conductor (Ω)

S: sección recta del conductor (mm^2)

ρ : resistividad del cobre a 20°C ($0.018 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)

b) Cálculo de la inductancia (IN):

$$IN = L * (4.605 * \log(2*x/D) + 0.5) * 10^{-7} \quad (100)$$

donde:

IN: inductancia (Henrios)

x: media geométrica de la distancia entre conductores

D: diámetro exterior del conductor

además:

$$x = (x_1 * x_2 * x_3)^{1/3} \quad (101)$$

donde:

x_1, x_2, x_3 : distancias relativas entre los conductores

c) Cálculo de la corriente en los conductores(I):

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V_i * \cos \phi} \quad (102)$$

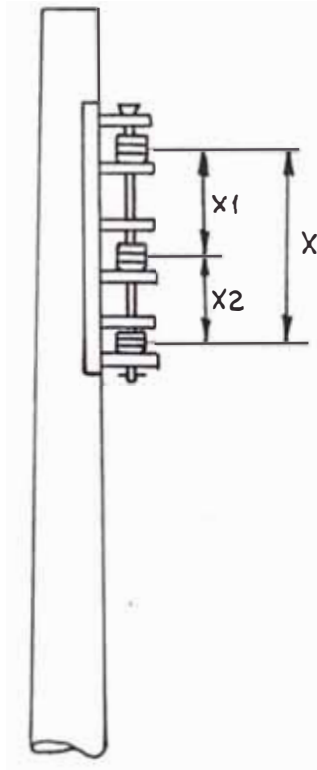


Figura 73: Distancia entre los conductores

donde:

P: potencia a transmitir (Kw)

I: intensidad de corriente en la línea (Amperios)

$\cos \phi$: factor de potencia de la carga

V_i : voltaje inicial entre fases (voltios)

d) Cálculo de la caída de voltaje (ΔV):

$$\Delta V = (R \cdot \cos \phi + 2 \cdot \pi \cdot f \cdot I N \cdot \text{sen } \phi) \cdot I \cdot \sqrt{3} \quad (103)$$

donde:

ΔV : caída de voltaje entre fases

f: frecuencia (Hz)

Esta ecuación da con una buena aproximación la caída de tensión teniendo en cuenta la reactancia inductiva./35/

Aplicando la secuencia de cálculo descrita:

Datos iniciales: (tramo 0-1 , ver plano)

$V_i = 230 \text{ v}$

$L = 160 \text{ m}$

$P = 18,000 \text{ Watts}$

$f = 60 \text{ Hz}$

$\cos \phi = 0,8$

a) Cálculo de la resistencia de la línea:

Asumiendo que se usará cable aislado calibre 2 AWG

De la tabla 32:

$$S = 33.63 \text{ mm}^2$$

Reemplazando en la ecuación (99):

$$R = 0.086$$

b) Cálculo de la Inductancia (IN):

De la tabla 32, para calibre 2 AWG:

$$D = 9.9 \text{ mm}$$

Asumiendo una separación entre conductores de 150 mm, y una disposición vertical, entonces:

$$x_1 - x_2 = 150 \text{ mm}$$

$$x_3 = 300 \text{ mm}$$

Reemplazando en la ecuación (101):

$$x = 189 \text{ mm}$$

Reemplazando valores en la ecuación (100):

$$IN = 1.168 * 10^{-4} \text{ henrios}$$

c) Cálculo de la corriente en la línea (I):

Reemplazando valores en la ecuación (102):

$$I = 56.5 \text{ amperios}$$

d) Cálculo de la caída de voltaje entre fases (Δv):

teniendo en cuenta que:

$$\text{sen } \phi = 0.6$$

reemplazando en la ecuación (103):

$$\Delta v = 9.5 \text{ v}$$

El procedimiento para el cálculo de la caída de tensión en líneas monofásicas es muy parecido; seguidamente se presenta la secuencia de cálculo.

Línea Monofásica:

a) Cálculo de la resistencia en los cables:

$$R = \rho \frac{2 * L}{S} \quad (104)$$

donde:

R: resistencia del conductor en ohmios (Ω)

S: sección recta del conductor (mm^2)

ρ : resistividad del cobre a 20°C ($0.018 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)

L: longitud del tramo (m)

b) Cálculo de la Inductancia(IN):

$$IN = 2 * L * (4.605 * \log(2*x/D) + 0.5) * 10^{-7} \quad (105)$$

donde:

IN : Inductancia (Henrios)

x : distancia entre conductores

D : diámetro exterior del conductor

c) Cálculo de la intensidad de corriente en la línea:(I)

$$I = \frac{P}{V_i * \cos \phi} \quad (106)$$

donde:

P: Potencia (W)

I: intensidad de corriente (amperios)

V_i : voltaje inicial

$\cos \phi$: factor de potencia de la carga

d) Cálculo de la pérdida de voltaje (ΔV):

$$\Delta V = R * I * \cos \phi + 2 * \pi * f * I N * I * \sin \phi \quad (107)$$

donde:

ΔV : caída de voltaje al final del tramo en estudio.

Aplicando la secuencia de cálculo descrita:

Los datos para el tramo 9-14 son:

L= 31 m, P= 1000 W, V_i = 212.3 v, $\cos \phi$ =0.8,

x= 150 mm, f= 60 Hz

a) Cálculo de la resistencia de la línea:

De la tabla 32 se tiene para conductor cableado calibre

6 AWG: $S = 13.3 \text{ mm}^2$

Reemplazando en la ecuación (104) se obtiene:

R = 0.084

b) Cálculo de la inductancia (IN):

De la tabla 32: D = 6.3 mm

Reemplazando en la ecuación (105):

IN = $2.245 * 10^{-5}$ henrios

TABLA 32: CONDUCTORES DE COBRE AISLADOS, PARA REDES AEREAS

CALIBRE (AWG)	N° DE HILOS	DIAMETRO DEL HILO	DIAMETRO DEL CONDUCTOR	SECCION (MM ²)	ESPESOR DEL AISLANTE (MM)	DIAMETRO TOTAL (MM)	PESO (KGS/KM)
A	L	A	M	B	R	E	S
14	1	1.628	1.628	2.081	0.85	3.33	25
12	1	2.052	2.052	3.309	0.85	3.75	36
10	1	2.588	2.588	5.261	0.85	4.29	55
8	1	3.264	3.264	8.366	0.85	4.96	84
		C	A	B	L	E	S
8	7	1.234	3.600	8.370	0.85	5.30	88
6	7	1.555	4.600	13.300	0.85	6.30	135
4	7	1.961	5.800	21.150	0.85	7.50	210
2	7	2.474	7.400	33.630	1.25	9.90	340

Fuente: Triple

c) Cálculo de la intensidad (I):

Reemplazando en la ecuación (106):

$$I = 5.9 \text{ amp}$$

d) Cálculo de la caída de tensión (ΔV):

Se tiene que:

$$\text{sen } \phi = 0.6$$

Reemplazando en la ecuación (107):

$$\Delta V = 0.5 \text{ v}$$

El procedimiento para los otros tramos es el mismo, y deberá aplicarse en cada caso teniendo en cuenta si es monofásico o trifásico.

Tabla 33: Pérdidas de voltaje en la red de distribución

Tramo	L(m)	P(Kw)	Vi	Vf	I(amp.)	cables
0-1	160	18.0	230.0	220.5	56.5	3#2 AWG
1-2	230	8.0	220.5	214.2	26.2	3#2 AWG
1-8	75	10.0	220.5	217.9	32.7	3#2 AWG
8-9	125	9.0	217.9	212.3	29.8	3#4 AWG
9-14	31	1.0	212.3	211.8	5.9	2#6 AWG
9-10	110	3.5	212.3	210.3	11.9	3#4 AWG
9-15	70	3.0	212.3	210.7	10.2	3#6 AWG
15-17	31	0.5	210.7	210.5	3.0	2#6 AWG
15-16	63	0.5	210.7	210.2	3	2#6 AWG
15-18	31	0.5	210.7	210.5	3	2#6 AWG
10-11	45	1.5	210.3	209.8	5.1	3#6 AWG
11-12	47	1.0	209.8	209.1	6	2#6 AWG
11-13	20	0.5	209.8	209.6	3	2#6 AWG
2-3	102	7	214.2	211.7	23.6	3#2 AWG
3-4	69	2	211.7	209.6	11.8	2#6 AWG
3-5	44	3.5	211.7	210.9	11.9	3#4 AWG
5-6	94	1.5	210.9	209.7	5.1	3#6 AWG
5-7	32	1	210.9	210.4	5.9	2#6 AWG

Adicionalmente a los conductores, la red secundaria consta de un conjunto de otros materiales tales como:

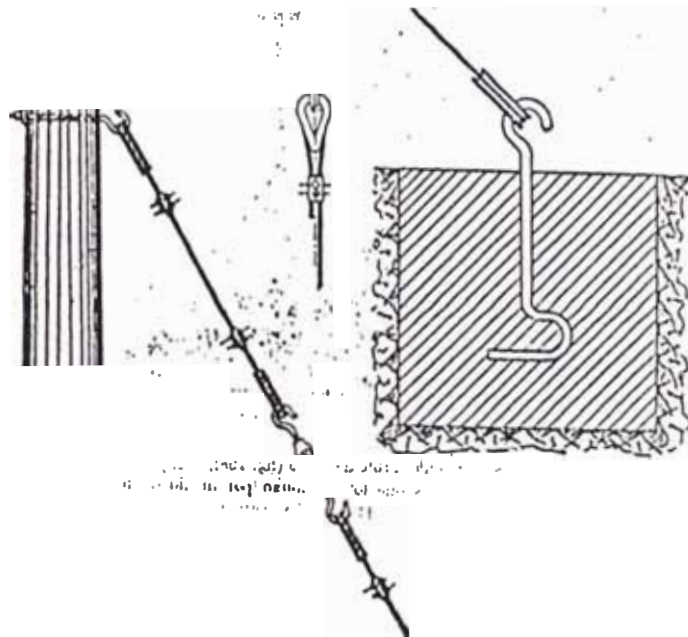


Figura 74: Retenida de un poste de madera

Postes: En este caso se prefiere la utilización de postes de madera de eucalipto tratada de 7 m. de largo. La longitud enterrada de estos postes deberá ser de 1.4 m. Además, en los postes de anclaje y terminales, se deberán colocar retenidas hechas de cable de acero galvanizado de 3/8 de pulgada.

En el caso de Mayorarca, se ha previsto que el tendido de los cables se realizará en forma manual y con la participación de algunos pobladores previamente capacitados.

Aisladores: Se usarán aisladores de porcelana tipo carrete clase 53-1.

Portalíneas: Se usarán portalíneas tipo ménsula de acero

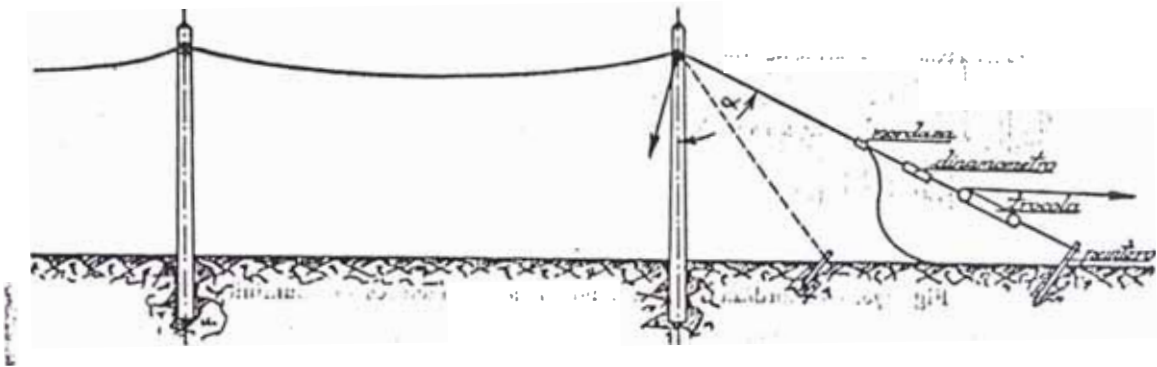


Figura 75: Tensado de los conductores

galvanizado de 2 o 3 vias según sea el caso.

Luminarias: Para reducir costos, se usaran lámparas simples de aluminio para focos incandescentes de 100 W, las cuales irán fijadas con abrazaderas a los postes, y se encenderán automáticamente mediante un control fotoeléctrico ubicado en el mismo poste.

Pararrayos: Se instalarán pararrayos tipo autoválvula como protección contra sobretensiones producidas por fenómenos atmosféricos. Estas podrán ser del tipo Joslyn J9200-7. Se instalarán 3 pararrayos conectados a cada conductor a la salida de la casa de fuerza. Cada uno deberá estar conectado a tierra.

Conectores: Tipo perno partido para realizar empalmes de los cables en la red. Calibres 2, 4 y 6 AWG.

En los metrados de cables se ha agregado 10% por retazos y pérdidas. En la próxima sección figura una lista con la cantidad de materiales a utilizar en la red de distribución. El vano promedio entre postes se ha establecido en 30 m.

CAPITULO 7 ANALISIS DE COSTOS

En el presente capítulo se tratarán de dar cifras aproximadas del costo total del proyecto y de desagregar estos costos para identificar los componentes que mas contribuyen a elevar el presupuesto total. Posteriormente se ha realizado un pequeño análisis económico del proyecto, comparándolo con la alternativa de utilizar un grupo diesel para la generación de energía.

7.1 Metrados y presupuesto

Para el cálculo de la mano de obra en movimiento de tierra, se ha supuesto: 1 hombre/día - 2 m³ de excavación

Además se ha supuesto que:

1 m³ de concreto = 8 bolsas de cemento + 1.5 m³ de hormigón

La siguiente tabla presenta el resumen de los metrados y presupuestos.

Tabla 34: Presupuesto

Descripción	cantidad	unidad	costo unitario	total
1 Obras Civiles:			Im/.	Im/.
1.1 Bocatoma:				
Movimiento de tierras:				
Mano de Obra	16	jornal	1.70	27.20
Materiales y construcción:				
cemento	96	bolsas	4.00	384.00
hormigón		m3	5.00	90.00
mano de obra	42	jornal	1.70	71.40

1.2 Canal:

Movimiento de tierras:				
Mano de obra	550	jornal	1.70	935.00
Materiales y construcción:				
cemento	370	bolsas	4.00	1,480.00
hormigón	69	m3	5.00	345.00
mano de obra	400	jornal	1.70	680.00
1.3 Desarenador y cámara de carga:				
Movimiento de tierras:				
mano de obra	3	jornal	1.70	5.10
Materiales y construcción:				
cemento	24	bolsas	4.00	96.00
hormigón	4.5	m3	5.00	22.50
mano de obra	22	jornal	1.70	37.40
1.4 Casa de fuerza:				
Movimiento de tierras:				
mano de obra	3	jornal	1.70	5.10
Materiales y construcción:				
Adobes	600	unidades	0.05	10.00
calaminas	25	unidades	1.12	28.00
maderas	60	p2	0.40	24.00
cemento	8	bolsas	4.00	32.00
hormigón	1.5	m3	5.00	7.50
mano de obra	40	jornal	1.70	68.00
1.5 Canal de descarga:				
Movimiento de tierras:				
mano de obra	5	jornal	1.70	8.50
Materiales y construcción:				
cemento	6	bolsas	4.00	24.00
hormigón	1	m3	5.00	5.00
mano de obra	4	jornal	1.70	6.80
2 Tubería de presión:				
2.1 Tubería:				
Movimiento de tierra:				
mano de obra	65	jornal	1.70	110.50
Materiales y construcción:				
tubería de PVC de 8" clase 5	19	unidad	55.50	1,054.50
tubería de PVC de 8" clase 7.5	12	unidad	81.69	980.28
tubería de PVC de 8" clase 10	12	unidad	106.17	1,274.04
curva de PVC de 8" x 45°	2	unidad	37.47	74.94
unión presión-rosca de PVC de 8"	1	unidad	6.50	6.50
reducción de acero de 200-128mm	1	unidad	45.00	45.00

tubos de acero con bridas de 128 mm x 2.4 m de largo	24	unidad	108.00	2,592.00
curva de acero con bridas de 128 mm de diámetro x 25 ^o	1	unidad	90.00	90.00
junta de dilatación de 128 mm	1	unidad	100.00	100.00
montaje de tubería	34	jornal	4.00	136.00
2.2 Anclajes y apoyos:				
Materiales y construcción:				
cemento	62	bolsas	4.00	248.00
hormigón	11	m ³	5.00	55.00
mano de obra	91	jornal	1.70	154.70
3 Equipo Electromecánico				
turbina hidráulica	1	unidad	2,900.00	2,900.00
alternador		unidad	2,200.00	2,200.00
regulador electrónico	1	unidad	2,200.00	2,200.00
tecle 0.5 Ton.	1	unidad	100.00	100.00
montaje	10	jornal	4.00	40.00
4 Red de Distribución:				
postes de eucalipto de 7m	67	unidad	11.00	737.00
portallinea de 3 vias	52	unidad	2.80	145.60
portallinea de 2 vias	19	unidad	1.80	34.20
aisladores tipo carrete 53-1	194	unidad	1.40	271.60
lámparas para alumbrado público	20	unidad	2.70	54.00
controles fotoeléctricos	20	unidad	20.00	400.00
conectores # 2 AWG	48	unidad	0.70	33.60
conectores # 4 AWG	23	unidad	0.60	13.80
conectores # 6 AWG	33	unidad	0.50	16.50
cable # 2 AWG	1,900	m	2.00	3,800.00
cable # 4 AWG	900	m	1.20	1,080.00
cable # 6 AWG	1,400	m	0.70	980.00
pararrayos autoválvula	3	unidad	50.00	150.00
montaje de líneas	46	jornal	4.00	184.00
mano de obra	56	jornal	1.70	95.20
subtotal			Im/.	26,749.46
Fletes de materiales y equipos				250.00
1 maestro de obra				300.00
1 Ing. supervisor				800.00
Subtotal				28,099.46
Costos no previstos (10%)				2,810.00
TOTAL			Im/.	30,909.46

Considerando una tasa de cambio: 1 US\$ - Im/. 0.54
(Febrero de 1991).

El costo total equivale a US\$ 57,240

Agrupando los costos de acuerdo a las partes que conforman una microcentral hidroeléctrica se tiene:

a) Obras Civiles:

materiales	US\$ 4,719
mano de obra	3,416

b) Tubería de Presión:

materiales	12,074
montaje	252
mano de obra	492

c) Equipos Electromecánicos:

máquinas y equipos	13,704
montaje	74

d) Red de Distribución:

materiales	14,348
montaje	341
mano de obra	176

e) Fletes	463
Maestro de obra	556
Dirección y supervisión de 1 Ing.	1,481
Costos no previstos	5,204

El costo por Kw instalado es: US\$ 2,862/Kw

El costo por usuario es: US\$ 773

Estos resultados se comparan favorablemente con proyectos de pequeños sistemas aislados (PSE) que maneja ELECTROPERU, donde se obtienen costo de alrededor de 3,300 U\$/Kw instalado y de US\$ 1,450 por usuario./38/

7.2 Análisis Económico

En la presente sección se realiza un análisis comparativo entre los costos de generación de energía utilizando la microcentral hidroeléctrica estudiada o utilizando un grupo electrógeno diesel.

Con el fin de facilitar los cálculos, estos se han hecho en dólares norteamericanos(US\$).

a) Costo de la energía proveniente de una microcentral hidroeléctrica:

Deben considerarse los costos de inversión inicial y los gastos durante la vida útil de la planta, es decir: mantenimiento, operación y administración.

Anualizando los costos de inversión se tiene:/13/

$$A = \frac{CT}{\frac{(1+i)^n - 1}{i \cdot (1+i)^n}} \quad (108)$$

donde:

CT: costo total de la inversión

n: vida útil de las instalaciones (años)

i: tasa de descuento anual

A: valor anualizado de la inversión

Una vez obtenido el valor de la inversión anualizada, se deberán estimar los gastos anuales por mantenimiento, operación y administración.

Gastos de mantenimiento (GM): considerar los gastos en grasa, repuestos, reparaciones, etc.

Gastos de operación y administración (OA): considerar

el sueldo y otros gastos del operador, y de las otras personas que tengan a su cargo la administración y cobranza del servicio eléctrico.

Una vez estimados estos costos, se procede a determinar el costo por Kilowatt-hr consumido.

Para ello se sabe que para un determinado período de tiempo:

$$fc = \frac{Ec}{Ep} \quad (109)$$

donde:

fc : factor de carga

Ec : Energía consumida(Kw-hr)

Ep : Energía posible de producir (Kw-hr)

Si la hidrología del río afecta de algún modo la potencia que puede producir la planta durante algunos meses del año, esto debe tomarse en cuenta.

Luego el costo por Kw-hr consumido es:

$$\text{US\$/Kw-hr} = \frac{A + GM + OA}{Ep * fc} \quad (110)$$

Cálculo de la energía consumida:

Se tiene que:

$$CT = \text{US\$ } 57,240$$

asumiendo los siguientes valores:

$$\text{vida útil (n)} = 20 \text{ años}$$

$$\text{tasa de descuento (i)} = 10\% \text{ anual}$$

Reemplazando en la ecuación (108) se tiene:

$$A = \text{US\$ } 6,723$$

Además se asumen los siguientes gastos anuales en mantenimiento y operación:

$$\text{GM} - \text{US\$ } 250$$

$$\text{OA} - \text{US\$ } 250$$

Aquí se ha tomado en cuenta que al ser un proyecto manejado por el concejo distrital; estas labores serán asumidas por miembros de esta comunidad previamente capacitados. Además, la utilización de un regulador electrónico de carga hace prácticamente innecesaria la presencia de un operador en la planta; salvo durante la visita de inspección diaria.

La energía capaz de ser producida en esta planta es:

$$E_p = 175,200 \text{ Kw-hr}$$

Luego:

$$\text{US\$/Kw-hr} = \frac{7,223}{f_c * 175,200}$$

b) Costos de la energía proveniente de un grupo diesel:

El procedimiento es muy similar. Primero se calcula los costos anualizados de las inversiones. En este caso, esta se divide en 2, una correspondiente al grupo generador diesel, con una vida útil de n_1 años; y otra correspondiente al costo de la red de distribución dentro del pueblo para lo cual se han eliminado los tramos

que van a la casa de fuerza proyectada.

La vida útil de esta red es "n" años y para ambos se debe asumir la misma tasa de descuento.

Luego si se obtiene un valor anualizado A1 y otro A2, entonces:

$$A = A1 + A2$$

Segidamente se hace un estimado de los gastos anuales por mantenimiento (GM), los gastos anuales por operación y administración (OA), y por último debe hacerse un estimado del gasto en combustible (GC).

Luego el costo del Kw-hr consumido es:

$$\text{US\$/Kw-hr} = \frac{A + GM + OA + GC}{fc * Ep} \quad (111)$$

Cálculo de la energía consumida:

Asignando valores a las variables mencionadas se tiene:

Para un grupo diesel:

CT - US\$ 14,000

La vida útil se estima en 7 años

Considerando la misma tasa de descuento se tiene:

A1 = US\$ 2,875

A esto hay que adicionarle lo correspondiente a la red de distribución dentro de Mayorarca que se calcula en US\$ 8,000 aproximadamente.

CT = US\$ 8,000

Luego anualizando este costo, con la misma tasa de

descuento y para una vida útil de 20 años:

$$A_2 = \text{US\$ } 940$$

Con lo cual el valor anualizado de la inversión es:

$$A = \text{US\$ } 3,815$$

Asumiendo los siguientes costos anuales:

Gastos en Mantenimiento (GM) : US\$ 500

Gastos en operación y administración: US\$ 400

Para la estimación del costo del combustible se puede asumir un consumo de 200 gr por cada Kw-hr (0.25 lit/Kw-hr) /39/

Como $E_p = 175,200 \text{ Kw-hr/año}$

Se puede decir que esto equivaldría a un consumo de 43,800 litros de combustible. Considerando que 1 galón de petróleo diesel puede costar en Mayorarica US\$ 1.50 (US\$ 0.4 /lit). Entonces el costo anual de combustible puede expresarse con cierta aproximación como:

$$GC = \text{US\$ } 17,520 * fc$$

Con lo cual se tiene que el costo de la energía consumida es:

$$\text{US\$/Kw-hr} = \frac{4,715 + fc * 17,520}{fc * 175,200}$$

La figura 76 muestra la gráfica comparativa entre los costos de la energía consumida utilizando energía hidráulica y utilizando combustible diesel. En esta se aprecia que para un factor de carga igual o mayor a 0.14

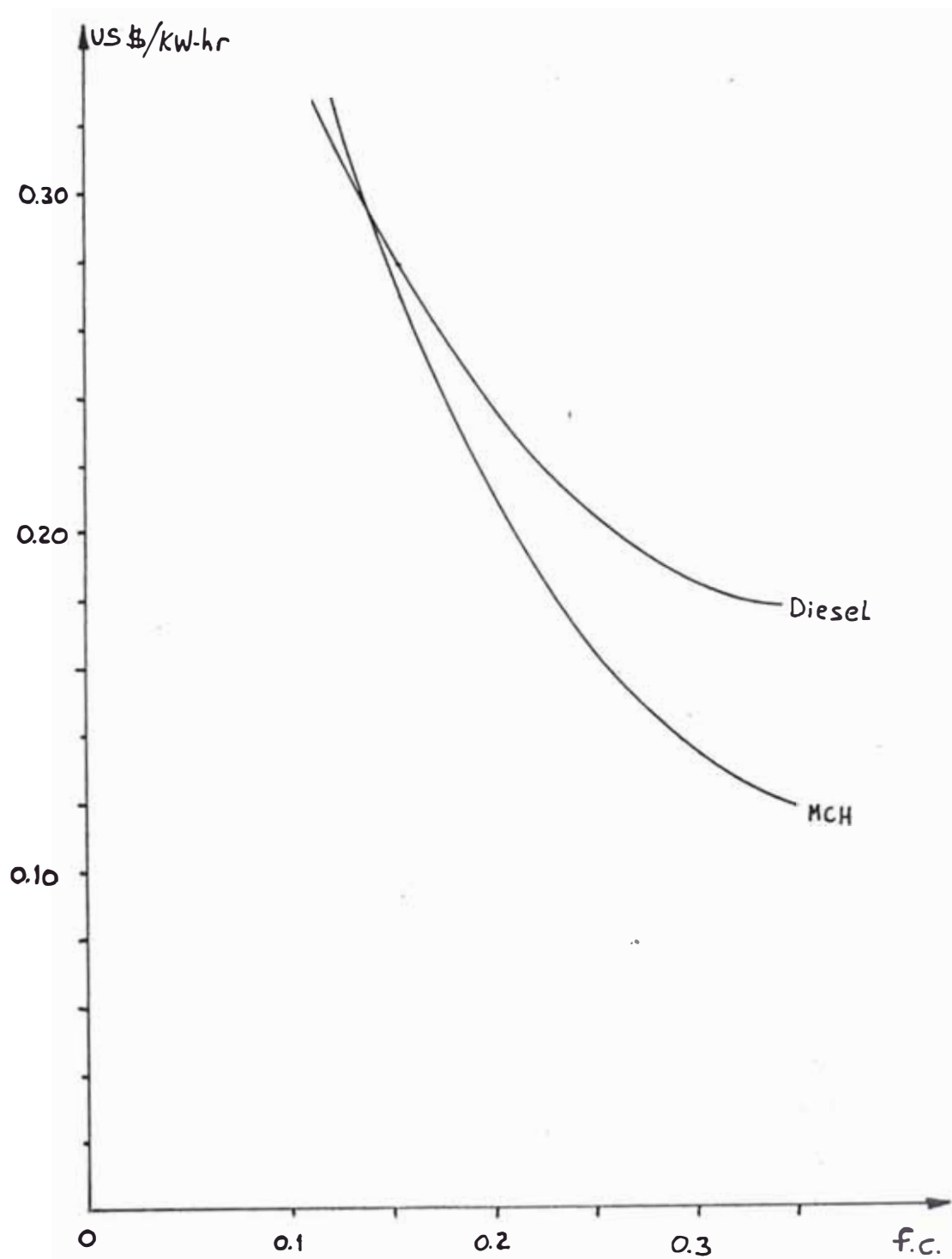


Figura 76: Costo de la energía producida con la micro-central hidroeléctrica en comparación con la producida por un grupo diesel.

la utilización de un microcentral hidroeléctrica resulta económicamente favorable.

7.2.1 Estimación del factor de carga

En la sección 2.3 se utilizó el método de la AID para estimar la demanda de energía. Basándose en los resultados obtenidos se puede hacer una estimación del consumo de energía desde el año 1 al año 20, y por lo tanto se puede proyectar como puede variar el factor de carga durante estos años, suponiendo una variación lineal. Posteriormente deben compararse los valores del factor de carga que se obtengan, para de este modo determinar si resulta más económico usar una microcentral o un grupo diesel.

Seguidamente se procederá a estimar la demanda de energía en el primer año y en el año 20 tal como se calculó en la sección 2.3 salvo una variación en el coeficiente de electrificación al inicio del proyecto, que para este caso se tomará algo mayor; considerando que es un proyecto de iniciativa local, y que además será administrado por el mismo concejo distrital./40/

a) Demanda residencial y alumbrado público:

Año 1: N° de viviendas = 80

En base a información de proyectos similares, /40/
se estima un coeficiente de electrificación: $CE = 0.5$

Luego: N° de usuarios = 40

$Y = 252.6 \text{ Kw-hr/usuario}$

Demanda estimada - 10,104 Kw-hr/año

Año 20:

Demanda estimada - 22,888 Kw-hr/año

b) Demanda comercial:

Año 1: N^o abonados = 6

consumo comercial/abonado = 265 Kw-hr

Demanda estimada = 1590 Kw-hr/año

Año 20:

Demanda estimada - 3,273 Kw-hr/año

c) Demanda Industrial:

Año 1:

Demanda estimada - 2,280 Kw-hr/año

Año 20:

Demanda estimada = 14,022 Kw-hr/año

d) Demandas especiales:

Año 1:

Demanda estimada - 351 Kw-hr/año

Año 20:

Demanda estimada = 794 Kw-hr/año

Por lo tanto la sumatoria de las demandas parciales para cada caso es:

Año 1 - 14,325 Kw-hr

Año 20= 41,279 Kw-hr

De la sección 2.3, se recomienda agregar 10% por pérdidas en la distribución. Luego:

Año 1: 15,757 Kw-hr (fc = 0.09)

Año 20: 45,407 Kw-hr (fc = 0.26)

La tabla 35 muestra las proyecciones de la demanda y del factor de carga. Esta nos indica que en el séptimo año se alcanzaría un factor de carga de 0.14, y que a partir de ese año la utilización de la microcentral resulta económicamente favorable frente a la utilización de un grupo diesel.

Esto nos muestra lo importante que es incentivar el uso productivo de la energía para con esto elevar el factor de carga y por lo tanto reducir los costos de la energía producida.

Tabla 35: Estimación del factor de carga

año	Demanda(Kw/hr/año)	f.c.
1	15,757	0.09
2	17,317	0.10
3	18,878	0.11
4	20,438	0.12
5	21,999	0.13
6	23,559	0.13
7	25,120	0.14
8	26,680	0.15
9	28,241	0.16
10	29,801	0.17
11	31,362	0.18
12	32,922	0.19
13	34,483	0.20
14	36,043	0.21
15	37,604	0.21
16	39,164	0.22
17	40,725	0.23
18	42,285	0.24
19	43,846	0.25
20	45,407	0.26

En el presente estudio no se ha considerado analizar la alternativa de que Mayorarca pudiera conectarse al sistema interconectado nacional, debido a que su implementación podría demorar muchos años y a su relativa lejanía a un sistema eléctrico tal como el de Chiquian, que está a unos 14 Km de distancia, lo cual implicaría un costo aproximado de US \$ 140,000 por concepto de línea de transmisión /3/. Por ello se descarta esta opción.

7.2.2 Financiamiento de la obra:

No es necesario hacer estudios muy profundos para determinar que una obra como la dotación de servicio eléctrico para un pueblo como Mayorarca requiere de algún tipo de subsidio o ayuda económica ya sea del estado, gobierno regional, club de residentes en Lima, fundaciones de ayuda extranjera, etc. Sin embargo sea cual fuera la fuente de ayuda, es aconsejable según experiencias anteriores que los beneficiarios aporten una proporción significativa de los gastos, ya sea en forma de mano de obra, y/o en materiales tales como: madera, piedras, arena, etc. que pueden encontrarse en los alrededores del centro poblado.

Del estudio socioeconómico de Mayorarca /2/, se desprenden algunos datos interesantes respecto a los niveles de ventas y comercialización de productos. La comunidad campesina obtiene por concepto de venta de lana de oveja un ingreso anual de US\$ 2,100. Además la venta de

papa reporta un ingreso total anual de US\$ 34,700 a las familias de Mayorarca.

En el mismo estudio /2/, se menciona que los pobladores han acordado ofrecer su mano de obra en forma de faenas comunales durante la ejecución de las obras, lo cual se valoriza en aproximadamente US\$ 4,000. Además se han comprometido a donar el 50% de la venta de 1 vaca por cada familia, lo cual asciende a US\$ 8,000. También han ofrecido donar el 5% del producto de la venta total de papa en 1 año, lo cual asciende a US\$ 1,700.

Sumando todos estos montos, el aporte de los pobladores ascendería a US\$ 13,700, lo cual representa el 24% de los costos totales. Faltando US\$ 43,540 que podría financiarse en parte con fondos del gobierno regional, concejo distrital y con donaciones de fundaciones de ayuda externa. En este caso el subsidio por usuario ascendería a US\$ 588, lo cual se compara favorablemente con proyectos de pequeños sistemas aislados realizados por ELECTROPERU donde el subsidio del estado es del orden de los US\$ 1200 por usuario./38/

En lo referente al pago de la tarifa del futuro servicio eléctrico de Mayorarca se sabe que actualmente los pobladores utilizan diversos productos para iluminación tales como: kerosene, velas, pilas y baterías de carro. De encuestas realizadas esto genera un gasto promedio mensual por familia de aproximadamente US\$ 1.9, y

esta es cantidad máxima que estarían dispuestos a pagar como tarifa mensual de servicio eléctrico /2/. Por lo tanto, tal como se ha proyectado la demanda, para el primer año se tendrían 40 abonados; esto daría un ingreso anual de US\$ 912, lo cual alcanza a cubrir holgadamente los gastos de mantenimiento, operación y administración del servicio eléctrico.

Con esto queda comprobado que la utilización de una microcentral hidroeléctrica, es la opción mas favorable desde el punto de vista técnico y económico para el suministro de electricidad a Mayorarca, siempre y cuando se considere desde el principio la participación de la población local en todas las etapas del proyecto, desde su concepción hasta la puesta en funcionamiento y su administración posterior. Solo así el éxito del proyecto estará asegurado tal como lo demuestran experiencias anteriores ocurridas en nuestro país./1/,/40/

CONCLUSIONES

1. En proyectos de microcentrales hidroeléctricas ubicadas en poblaciones rurales, la demanda doméstica nocturna es la que determinará la potencia de diseño de la planta. Limitando esta demanda, se puede reducir la potencia de diseño de la planta hidroeléctrica, por ello es recomendable probar nuevos métodos de limitación de corriente en las viviendas tal como los termistores.
2. De los 3 métodos empleados para el cálculo de la demanda, los métodos usados por la AID y por ITDG, parecen ser los que más se aproximarían a los valores reales ya que toman en cuenta mayor número de variables que el método Nozaki. Además usando el método Nozaki se corre el riesgo de obtener estimados de la demanda demasiado altos. Sin embargo si se considera una tasa de incremento de la demanda de 2% el resultado es similar al de los otros métodos.
3. El empleo de métodos de medición de caudal tal como el método de la solución de sal, contribuye a determinar con mayor exactitud caudales instantaneos o puntuales. Sin embargo esta información no es suficiente en la mayoría de los casos. Por ello, debe realizarse en lo posible estudios de hidrología de la zona para obtener la curva de duración de caudales. Un método que está siendo probado en la actualidad es el propuesto por la NRECA.

4. En aquellos proyectos de microcentrales hidroeléctricas donde existan canales de riego, se recomienda aprovecharlos para su uso en la generación de energía.
5. La contratación de mano de obra de la zona, contribuye a reducir los costos de las obras civiles, siendo necesario la presencia del ingeniero supervisor o proyectista en los momentos más importantes tales como cuando se va a realizar el vaciado de concreto. Además, no es necesario que el ingeniero proyectista realice los planos especificando todas las dimensiones y detalles; sino que anote las dimensiones más importantes y que deje las que no tienen tanta importancia a criterio del maestro de obra.
6. El diámetro económico en caso de tuberías de presión de acero o PVC es similar. Sin embargo, los costos anualizados para tuberías de acero son más del doble que para tuberías de PVC.
7. La utilización de equipos de fabricación nacional tales como las turbinas, alternadores y reguladores electrónicos, contribuyen a reducir los costos totales.
8. La utilización de reguladores electrónicos de carga en microcentrales hidroeléctrica asegura una frecuencia y voltaje estable; y contribuye a elevar en gran medida la confiabilidad de las microcentrales hidroeléctricas, reduciendo los periodos de parada debido a fallas en los reguladores oleo-mecánicos o debido a daños en el

alternador por funcionamiento a velocidades diferentes a la síncrona. Además, debido a su casi nulo mantenimiento y su operación automática, contribuye a reducir los gastos de operación; no siendo necesaria una permanencia continua del operador de la planta.

9. Una ventaja adicional de los reguladores electrónicos de carga es el de permitir la simplificación en el diseño de las turbinas, tales como turbinas Pelton sin válvula de aguja, y turbinas de reacción con álabes directrices fijos, además que facilita un mayor rango de aplicación de bombas como turbinas.

10. Actualmente existen equipos de fabricación nacional que pueden cubrir los requisitos para su aplicación en proyectos de micro centrales hidroeléctricas; sin embargo la experiencia acumulada por los fabricantes es aun escasa, lo cual afecta en algunos casos la confiabilidad de los equipos.

11. La utilización de acero comercial en lugar de acero inoxidable en las turbinas, reduce fuertemente los costos sin afectar en forma apreciable (por los pobladores rurales) su eficiencia.

12. Con factores de carga iguales o mayores a 0.14 la microcentral hidroeléctrica resulta más económica que un grupo diesel. Para este valor del factor de carga la energía producida tiene un costo aproximado de 0.29 US\$/Kw-hr

BIBLIOGRAFIA

- /1/ Varios, "Agua, energía y desarrollo rural", ITDG, Lima, 1989
- /2/ Zorilla Javier y Gonzáles Vigil Jorge, "Estudio sobre la viabilidad socioeconómica de una microcentral hidroeléctrica en el sector de Mayorarca de la Comunidad de Huambo" Lima, 1986.
- /3/ Nozaki Tsuguo, "Guia para la elaboración de proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas destinadas a la electrificación rural del Perú", JICA, Lima, 1980.
- /4/ ELECTROPERU S.A., "Formulación de estudios de factibilidad (metodología AID para pequeñas hidroelectricas)", ELECTROPERU, Lima, 1984.
- /5/ Seppanen María y Carrasco Alfonso, "Electrification and Rural Development, the installation and the immediate impacts in rural Cusco, Perú", University of Helsinki, 1987
- /6/ Brown Andrew, "Salt Gulp; Measuring flows in small streams and channels", SHP News, N° 3, 1985
- /7/ Crawford Norman y Thurin Steven, "Hydrologic Estimates for small hydroelectric projects", NRECA, Washington D.C., 1981.
- /8/ ONERN, "Inventario, evaluación y uso racional de los recursos naturales de la costa. Cuenca de los rios Santa, Lacramarca y Nepeña", ONERN, Lima, 1972.
- /9/ Wilson E.M., "Engineering Hydrology", Macmillan, Londres, 1984
- /10/ Inversin Allen, "Micro-Hydropower Sourcebook", NRECA, Washington, 1986.
- /11/ Twort A.C. , Hoather R.C. y Law F.M., "Water Supply", Edward Arnold Publishers, Londres, 1963.
- /12/ Zoppetti G., "Centrales hidroeléctricas", Editorial Gustavo Gili S.A., Barcelona, 1979.
- /13/ Taylor George, "Ingeniería Económica", Editorial Limusa, México, 1981

- /14/Steeter Victor, "Mecánica de Fluidos", Mc Graw Hill , Bogotá, 1977.
- /15/Varios autores, "Kempe's Engineers Year-Book", Morgan-Grampian Book Publishing Co Ltd, Londres, 1985
- /16/AISC, "Manual of Steel Construction", AISC, Nueva York, 1973
- /17/Wiecke P, "Prospects for large and small hydro development in Peru", Water Power and Dam Construction, Julio 1987
- /18/Quantz L, "Motores Hidráulicos", Gustavo Gili S.A, Barcelona, 1976.
- /19/ITDG, "Directorio de Recursos de Hidroenergía" (en preparación), ITDG, Lima, 1989
- /20/Fraenkel Peter, "The Power Guide", ITDG, Londres, 1979
- /21/Inversin Allen, "Directory of Manufacturers of small hydropower equipment", NRECA, Washington, 1984
- /22/Vink Arnold, "Turbinas Pelton de múltiples inyectoras", expositor en el "Encuentro Técnico de microcentrales hidroeléctricas", ITDG, Lima, 1989
- /23/Cox Guillermo, "Alternadores para microcentrales hidroeléctricas", expositor en el "Encuentro Técnico de microcentrales hidroeléctricas", ITDG, Lima, 1989
- /24/Energy System Group, Edimburg University and Napier College, "Micro Hydro Power Training course for engineers and technicians" Vol II Pokhara-Nepal, ITDG, Rugby, 1987
- /25/Guerra Jaime, "Utilización de motores de Inducción como generadores en microcentrales hidroeléctricas", expositor en el "Encuentro Técnico de microcentrales hidroeléctricas", ITDG, Lima, 1989
- /26/Marín Esteban, "Reguladores de velocidad para turbinas hidráulicas"(documento técnico), Lima, 1981
- /27/Swisscontact- Hidrandina, "Principio de funcionamiento de reguladores de velocidad para pequeñas centrales hidroeléctricas" (curso de capacitación), Swisscontact-Hidrandina, Cajamarca, 1989

- /28/SKAT, "Mechanical Governor", SKAT, St. Gallen, 1988
- /29/Meier Ueli, "Electronic load controller for micro hydropower plants", SKAT, St Gallen, 1986
- /30/Sosrohadisewoyo Harry, "Frecuency controller in a micro hydropower plant", Expositor en el congreso de NRECA "small hydropower for Asian rural development", Bangkok, 1981
- /31/Colmenares Alberto, "Regulación electrónica de carga para microcentrales hidroeléctricas", Expositor en el "Encuentro Técnico de microcentrales hidroeléctricas", ITDG, Lima, 1989
- /32/Holland Ray, "Experience with electronic load controllers for micro hydro plants", ITDG, Rugby, 1989
- /33/Woodward Jack, "An electronic load governor and related developments", expositor en el congreso de NRECA, "Small scale hydropower in Africa", Costa de Marfil, 1982
- /34/Prieto Luis, "Criterio de diseño de redes de distribución y aplicación de normas técnicas", Expositor en el Seminario de "Pequeñas centrales hidroeléctricas y sus sistemas de distribución", Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, 1984
- /35/Zoppetti G., "Redes Eléctricas", Gustavo Gili S.A., México D.F., 1981
- /36/Ministerio de Energía y Minas, "Código nacional de electricidad", Tomo 1, Ministerio de Energía y Minas, Lima, 1978
- /37/Croft T., Carr C.C., Watt J.H., "Manual del montador electricista", Editorial Reverté S.A., Barcelona, 1974
- /38/Carrasco Alfonso, "La Electricidad en el Perú", ITDG, Lima, 1990
- /39/Maslov G.S., Jóvaj M.S., "Motores de Automovil", Editorial Mir, Moscú, 1978
- /40/Glave Manuel, "Luz es progreso?, Electrificación rural en Junín y Apurímac", ITDG, Lima, 1988.